

Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie

Dziedzina nauk społecznych
Dyscyplina naukowa: ekonomia i finanse

Magdalena Sikorska-Pastuszka

**OCENA STOPNIA INTEGRACJI EUROPEJSKICH RYNKÓW ENERGII
ELEKTRYCZNEJ W KONTEKŚCIE POLITYKI ENERGETYCZNEJ
UNII EUROPEJSKIEJ**

Rozprawa doktorska

Promotor: Prof. UEK dr hab. Monika Papież

Kraków, 2023

Podziękowania

Podróż ta była jak przejażdżka górską kolejką wyzwań, triumfów i co najważniejsze - niesamowitego rozwoju. Najgłębsze uznanie kieruję do wszystkich osób, które odegrały istotną rolę w mojej naukowej wędrówce, a w szczególności do osób, których niezachwiane wsparcie i wskazówki odegrały kluczową rolę w ukończeniu tej rozprawy doktorskiej.

Szczególne podziękowania składam Pani **dr hab. Monice Papież, prof. UEK**, promotorce mojej pracy, za motywację, kierownictwo naukowe, wielogodzinne rozmowy i dyskusje, a także wsparcie, cierpliwość i wyrozumiałość. Pragnę wyrazić swoją wdzięczność za obdarzenie mnie ogromnym zaufaniem i pomoc przy pisaniu pracy, która by nie powstała, gdyby nie udzielone wsparcie.

Wyrazy podziękowania składam także **koleżankom i kolegom z Zespołu Strategii TAURON Polska Energia S.A.**, za życzliwość i nieocenioną pomoc podczas przygotowywania mojej pracy doktorskiej. Dziękuję za wszystkie cenne uwagi i komentarze. Pragnę podziękować także **pracownikom Akademii Nauk Stosowanych w Nowym Targu oraz koleżankom i kolegom z Instytutu Ekonomii, Zarządzania i Informatyki** za bycie serdecznym i wyrozumiałym.

Pragnę również podziękować **rodzinie oraz przyjaciołom**, za wiarę w moje możliwości, bezcenne wsparcie w chwilach zwątpienia, a przede wszystkim za zrozumienie.

*Niniejszą pracę dedykuje **mojemu mężowi Marcelemu**,
za niezwykłą cierpliwość, z którą podchodził do mnie każdego dnia podczas
przygotowywania pracy doktorskiej, za jego pomoc oraz wyręczanie mnie w codziennych
obowiązках. Jesteś nieocenionym wsparciem w najtrudniejszych chwilach!*

„Last but not least, I wanna thank me
I wanna thank me for believing in me
I wanna thank me for doing all this hard work”

SPIS TREŚCI

Wstęp	9
Rozdział I. Integracja rynków energii elektrycznej w kontekście ewolucji polityki energetycznej Unii Europejskiej	18
1.1. Wspólny rynek energii elektrycznej w ujęciu traktatowym	19
1.1.1. Traktat Paryski, Traktaty Rzymskie oraz pierwszy kryzys naftowy (1951–1985)	19
1.1.2. Jednolity Akt Europejski oraz Memorandum Wyjaśniające (1986–1992)	20
1.1.3. Traktat o Unii Europejskiej oraz Traktat Karty Energetycznej (1992–1996)	21
1.1.4. Traktat Amsterdamski oraz Traktat z Nicei oraz Lizbony (1997–2010)	22
1.2. Pakiety unijnych dyrektyw wewnętrznego rynku energii elektrycznej w krajach europejskich	23
1.2.1. Pierwszy pakiet energetyczny z 1996 roku	23
1.2.2. Drugi pakiet energetyczny z 2003 roku	24
1.2.3. Trzeci pakiet energetyczny z 2009 roku	25
1.2.4. Czwarty pakiet energetyczny z 2019 roku	29
1.2.5. Najważniejsze polityki klimatyczne i energetyczne UE od 2019 roku	34
1.3. Implementacja unijnych regulacji w zakresie jednolitego rynku energii elektrycznej do polskiego systemu prawnego	37
1.3.1. Polski sektor energii elektrycznej w okresie gospodarki planowanej	37
1.3.2. Początki polskiego sektora energii elektrycznej w okresie gospodarki rynkowej	38
1.3.3. Powstawanie ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku - Prawo energetyczne wraz z dalszymi nowelizacjami	39
1.4. Zasady funkcjonowania europejskiego rynku energii elektrycznej	43
1.4.1. Siedem Regionalnych Inicjatyw Elektroenergetycznych	43
1.4.2. Podstawowe segmenty rynku energii elektrycznej	46
1.4.3. Mechanizm market coupling i historia łączenia rynków energii elektrycznej	49
1.4.4. Europejskie giełdy energii elektrycznej	57
1.5. Podsumowanie	59
Rozdział II. Przegląd literatury w obszarze badawczym dotyczącym integracji rynków energii elektrycznej	63
2.1. Ocena stopnia liberalizacji rynków energii elektrycznej i wdrażania polityki Unii Europejskiej w zakresie rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej – ujęcie teoretyczne	64
2.2. Ocena stopnia integracji rynków energii elektrycznej z wykorzystaniem metod analizy kointegracji	73
2.3. Ocena stopnia integracji rynków energii elektrycznej z wykorzystaniem metodologii Diebolda i Yilmaza	78
2.4. Wpływ determinant cen energii elektrycznej na stopień integracji rynków energii elektrycznej	88
2.5. Podsumowanie	93

Rozdział III. Metodologia badań dotyczących oceny stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej	95
3.1. Stylizowane fakty dotyczące spotowych cen energii elektrycznej.....	96
3.1.1. Sezonowość cen energii elektrycznej.....	96
3.1.2. Występowanie ujemnych cen energii elektrycznej	97
3.1.3. Skokowy charakter cen energii elektrycznej.....	98
3.2. Sposoby pomiaru zmienności cen energii elektrycznej.....	99
3.2.1. Koncepcje mierzenia zmienności cen energii elektrycznej.....	99
3.2.2. Miary efektu przenikania cen energii elektrycznej.....	100
3.3. Model wektorowej autoregresji z parametrami zmieniającymi się w czasie (TVP-VAR) w ocenie stopnia integracji rynków energii elektrycznej.....	103
3.3.1. Model TVP-VAR w metodologii Diebolda-Yilmaza.....	103
3.3.2. Dynamiczny wskaźnik całkowitego powiązania – TCI	106
3.3.3. Całkowite powiązanie kierunkowe netto – NET	107
3.3.4. Wskaźnik powiązania kierunkowego netto parami oraz wskaźnik powiązania parami – NPDC/PCI	108
3.3.5. Wspólne podejście do powiązań oraz podejście oparte na rozszerzonych wspólnych powiązaniach	108
3.4. Podsumowanie.....	111
Rozdział IV. Charakterystyka funkcjonowania europejskich rynków energii elektrycznej	113
4.1. Specyfika europejskich rynków energii elektrycznej.....	114
4.1.1. Struktura produkcji energii elektrycznej	114
4.1.2. Transgraniczne przepływy energii elektrycznej.....	116
4.1.3. Struktura produkcji i konsumpcji energii elektrycznej (tzw. miks energetyczny) w Europie.....	117
4.2. Dzielne ceny spot energii elektrycznej na rynkach dnia następnego (RDN)	122
4.2.1. Rodzaj i zakres czasowy wykorzystanych danych – ceny energii elektrycznej.....	122
4.2.2. Podstawowe statystyki opisowe cen spot energii elektrycznej dla <i>BASE</i> i <i>PEAK</i>	125
4.3. Determinanty ceny energii elektrycznej.....	143
4.3.1. Podstawowe charakterystyki opisowe cen surowców energetycznych i EUA ETS .	143
4.3.2. Podstawowe statystyki opisowe cen surowców energetycznych i EUA ETS.....	145
4.4. Wstępna analiza danych dla stóp zwrotu i zrealizowanej zmienności	153
4.4.1. Podstawowe charakterystyki opisowe	153
4.5. Podsumowanie.....	161
Rozdział V. Analiza zachowań europejskich rynków energii elektrycznej dla stóp zwrotu	165
5.1. Analiza stopnia integracji i powiązań regionalnych rynków energii elektrycznej w latach 2007–2022 dla pełnej doby (<i>BASE</i>).....	166
5.1.1. Ocena stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej – TCI dla stóp zwrotu	166

5.1.2.	Ocena powiązań regionalnych europejskich rynków energii elektrycznej – NPDC/PCI dla stóp zwrotu	173
5.1.3.	Wpływ determinant cen energii elektrycznej na integrację europejskich rynków energii elektrycznej od 2016 roku dla stóp zwrotu.....	183
5.2.	Analiza ról europejskich rynków energii elektrycznej w latach 2007–2022 dla pełnej doby (<i>BASE</i>)	186
5.2.1.	Ocena roli europejskich rynków energii elektrycznej – NET dla stóp zwrotu	187
5.2.2.	Wpływ determinant cen energii elektrycznej na rolę rynków energii elektrycznej od 2016 roku – NET dla stóp zwrotu	195
5.2.3.	Wpływ inwazji Rosji na Ukrainę na rolę rynków energii elektrycznej – NET dla stóp zwrotu.....	199
5.3.	Podsumowanie.....	202
Rozdział VI. Analiza zachowań europejskich rynków energii elektrycznej dla zrealizowanej zmienności (RV)		206
6.1.	Analiza stopnia integracji i powiązań regionalnych rynków energii elektrycznej w latach 2007–2022 dla pełnej doby (<i>BASE</i>)	207
6.1.1.	Ocena stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej – TCI dla RV w okresie <i>BASE</i>	207
6.1.2.	Ocena powiązań regionalnych europejskich rynków energii elektrycznej – NPDC/PCI dla RV w okresie <i>BASE</i>	210
6.1.3.	Wpływ determinant cen energii elektrycznej na integrację rynków energii elektrycznej od 2016 roku – TCI dla RV w okresie <i>BASE</i>	216
6.2.	Analiza ról europejskich rynków energii elektrycznej w latach 2007–2022 dla pełnej doby (<i>BASE</i>)	220
6.2.1.	Ocena roli europejskich rynków energii elektrycznej – NET dla RV w okresie <i>BASE</i>	220
6.2.2.	Wpływ determinant cen energii elektrycznej na rolę rynków energii elektrycznej od 2016 roku – NET dla RV w okresie <i>BASE</i>	223
6.2.3.	Wpływ inwazji Rosji na Ukrainę na rolę rynków energii elektrycznej w okresie <i>BASE</i> – NET dla RV w okresie <i>BASE</i>	225
6.3.	Analiza zachowań rynków energii elektrycznej w latach 2007–2022 w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną (<i>PEAK</i>).....	227
6.3.1.	Ocena stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej – TCI dla RV w okresie <i>PEAK</i>	228
6.3.2.	Ocena powiązań regionalnych europejskich rynków energii elektrycznej – NPDC/PCI dla RV w okresie <i>PEAK</i>	232
6.3.3.	Ocena roli europejskich rynków energii elektrycznej – NET dla RV w okresie <i>PEAK</i>	238
6.4.	Podsumowanie.....	241
Zakończenie.....		244
	Synteza wyników badań empirycznych i weryfikacji hipotez.....	244
	Ograniczenia badawcze	248
	Propozycje w zakresie dalszych badań	248

Implikacje praktyczne.....	249
Bibliografia	251
Spis tabel	272
Spis rysunków	275

Wstęp

Liberalizacja rynku energii elektrycznej to proces, który w krajach Unii Europejskiej (UE) rozpoczął się w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku. Celem wprowadzanych zmian było stworzenie jednolitego, zintegrowanego, europejskiego, wewnętrznego rynku energii elektrycznej na obszarze UE, przyczyniającego się do zmniejszenia ogólnych kosztów funkcjonowania systemów energetycznych i wykorzystania synergii w zakresie bezpieczeństwa dostaw. Podstawami prawnymi wdrażającymi liberalne zmiany stały się dyrektywy energetyczne UE (wchodzące w skład pakietów energetycznych), które implementowane były do regulacji krajowych (Cambini i in., 2020). Należą do nich: dyrektywa 96/92/WE¹, 2003/54/WE², 2009/72/WE³ oraz obecnie obowiązująca 2019/944/WE⁴.

Stworzenie wspólnego rynku energii elektrycznej jest dla UE ogromnym wyzwaniem, gdyż jego funkcjonowanie ma bezpośredni wpływ na wszystkie dziedziny życia. Dążenie do integracji systemu energetycznego UE ma kluczowe znaczenia dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego i niezawodności dostaw w całej Europie (Do i in., 2020). Jest to szczególnie istotne w okresach wstrząsów gospodarczych wywołanych m.in. rozprzestrzenieniem się pandemii COVID-19, która wpłynęła na zapotrzebowanie na energię elektryczną i wzrost zmienności cen. Z kolei inwazja Rosji na Ukrainę w lutym 2022 roku wywołała kryzys energetyczny skutkujący wzrostem cen paliw kopalnych, uprawnień do emisji CO₂, a w konsekwencji wzrostem cen energii elektrycznej i ich zmienności oraz zmniejszeniem bezpieczeństwa energetycznego. Dodatkowo kryzys na rynku paliw kopalnych wynikający z ograniczonej wymiany handlowej z Rosją powoduje zaburzenia podażowe w zakresie paliw kopalnych, co w konsekwencji wpływa na skokowy wzrost zmienności i poziomu cen surowców notowanych na rynkach towarowych (w tym ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla energetycznego). Również w sytuacjach awaryjnych, gdzie przykładem jest wyłączenie 10 z 11 bloków energetycznych w elektrowni Bełchatów w dniu 17 maja 2021 roku, zintegrowany europejski rynek energetyczny zapewnił możliwość

¹ Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 27.20 z 30.01.1997 r., s. 3).

² Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. UE L 176.37 z 15.07.2003 r., s. 211).

³ Dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009 r., s. 55).

⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019 r. str. 125).

importu niezbędnej energii elektrycznej, aby uniknąć blackout'u⁵. Innym ważnym celem stworzenia wspólnego rynku energetycznego jest również zwiększenie przystępności cenowej energii elektrycznej, zapewnienie ochrony środowiska oraz poprawa konkurencyjności.

UE reagując na problemy globalne, jakie wynikają z zachodzących zmian klimatycznych, określiła cele dla polityki klimatyczno-energetycznej, które wyznaczono do 2020 roku, 2030 roku oraz 2050 roku. Udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w zużyciu energii w UE w 2020 roku wyniósł 22,1%, czyli więcej niż cel na 2020 rok wynoszący 20% i ponad dwukrotnie więcej niż w 2004 roku (9,6%)⁶. Z kolei dotychczasowy cel wzrostu udziału OZE w UE wynosił 32% do 2030 roku oraz 80% do 2050 roku. We wrześniu 2022 roku Parlament Europejski podjął dyskusję na temat zwiększenia celu na 2030 rok do 45% w kontekście rosyjskiej inwazji na Ukrainę i walki z uzależnieniem UE od rosyjskich paliw kopalnych. W marcu 2023 roku Komisja Europejska (KE) poinformowała o zakończeniu negocjacji z Parlamentem Europejskim oraz Radą UE i ustaleniu nowego celu dotyczącego wzrostu udziału źródeł odnawialnych na poziomie 42,5% do 2030 roku⁷.

Wprowadzanie kolejnych i zaostrzanie istniejących regulacji oraz wymogów z zakresu ochrony środowiska i przeciwdziałanie zmianom klimatu (poprzez m.in. pakiet *Fit for 55* – zakładający redukcję gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku, strategię *REPowerEU* – mającą na celu uniezależnienie Europy od rosyjskich paliw kopalnych, czy *Europejski Zielony Ład* – wyznaczający neutralność klimatyczną do 2050 roku) skutkuje rozwojem m.in. energetyki odnawialnej, która wymusza konieczność rozbudowy połączeń transgranicznych. Dostępne zdolności przesyłowe mają istotne znaczenie dla zagwarantowania stałych dostaw energii elektrycznej, zwłaszcza w odniesieniu do mniej stabilnych źródeł energii w postaci OZE.

Ze względu na wysoką zmienność produkcji energii elektrycznej z OZE, ważnym czynnikiem dla uczestników rynku jest zmienność cen energii elektrycznej. Ma ona duży wpływ na aktywność handlową, decyzje dotyczące zarządzania ryzykiem, *hedging* oraz wycenę aktywów i instrumentów pochodnych. Zrozumienie wpływu mechanizmu transmisji zmienności na integrację rynków energii elektrycznej dostarcza pomocnych informacji dla

⁵ Blackout – nagła i poważna awaria systemu elektroenergetycznego.

⁶ Komisja Europejska (2022). Sprawozdanie Komisja dla Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Sprawozdanie na temat stanu unii energetycznej na 2022 r.

⁷ Energia ze źródeł odnawialnych: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/pl/sheet/70/energia-ze-zrodel-odnawialnych> [data odczytu: 28.07.2023 r.].

uczestników rynku ze strony popytowej, jak i podażowej (Pantos i in., 2019). Ponadto ceny energii elektrycznej wyznaczone są w odniesieniu do ceny oferowanej przez najdroższą jednostkę wytwórczą pokrywającą zapotrzebowanie w danym momencie (jest to tzw. efekt merit order). Najtańszymi jednostkami wytwarzającymi energię elektryczną są źródła odnawialne, jednak są one zależne od warunków atmosferycznych i pory dnia. W tym przypadku OZE często muszą zostać zastąpione przez elektrownie węglowe i gazowe, które obciążone są wysokimi cenami surowców i kosztami zakupu praw do emisji CO₂. Zatem zmienność cen surowców energetycznych oraz uprawnień do emisji CO₂ ma istotny wpływ na kształtowanie końcowej ceny energii elektrycznej. Jest to istotny problem, zwłaszcza dla krajów, w których głównym źródłem wytwarzania energii elektrycznej jest węgiel lub gaz. W tym kontekście rozwój połączeń transgranicznych pozwala na import tańszej energii elektrycznej (Gianfreda i in., 2020).

Integracja sektora energetycznego jest więc jednym z kluczowych założeń polityki energetycznej UE, jednak stan wdrożenia odpowiednich regulacji prawnych niezbędnych do funkcjonowania takiego rynku jest silnie zróżnicowany w poszczególnych krajach. Stąd wyniki niniejszej dysertacji, poza celem badawczym, mogą mieć również znaczenie praktyczne zarówno dla decydentów, którzy kształtują ramy polityczne UE, jak i dla konsumentów oraz przemysłu, ponieważ integracja rynków energetycznych przynosi wiele korzyści ekonomicznych, społecznych i środowiskowych (np. niższe ceny energii elektrycznej, niezawodność systemu elektroenergetycznego).

Na podstawie przeprowadzonych studiów literaturowych, które są szczegółowo przedstawione w drugim rozdziale dysertacji i odnoszą się do kształtowania stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej, zidentyfikowano następujące luki badawcze dotyczące braków w zakresie:

- oceny stopnia integracji w kontekście istotnych zmian związanych z pojawieniem się kolejnych i zaostrzeniem istniejących regulacji sektora energetycznego w UE (m.in. trzeciego i czwartego pakietu energetycznego, *Europejski Zielony Ład*, *Fit for 55*, czy *REPower EU*),
- wykorzystania szerszego zestawu danych w ocenie stopnia integracji rynków energii elektrycznej (obejmujących 27 krajów), w tym rynków Europy Środkowo-Wschodniej,
- zastosowania najnowszych metod badawczych, które pozwalają na ocenę stopnia powiązań rynków energii elektrycznej i ocenę dynamiki rozprzestrzeniania się zmienności na rynkach energii elektrycznej, które zostały zaproponowane przez

Antonakakisa i in. (2020) oraz Bacialar i in. (2021), będące modyfikacją w ramach metodologii Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014). Zastosowanie tej metodologii pozwala na ominięcie dwóch głównych wad w metodologii zaproponowanej przez Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014), a mianowicie problemu wyboru rozmiaru ruchomych okien (z ang. *rolling-window size*) i nieoptymalnej normalizacji miar powiązań (z ang. *suboptimal normalization of connectedness*),

- analizy stopnia integracji w okresie silnych wstrząsów gospodarczych spowodowanych m.in. pandemią COVID-19 i inwazją Rosji na Ukrainę,
- oceny wpływu cen surowców energetycznych i uprawnień do emisji CO₂ na stopień integracji,
- oceny powiązań regionalnych i ról europejskich rynków energii elektrycznej w okresie silnych wstrząsów gospodarczych, zwłaszcza od 2016 roku,
- porównania stopnia integracji rynków energii elektrycznej w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu dnia (*PEAK*) oraz w całej dobie (*BASE*).

W kontekście zidentyfikowanych luk badawczych oraz dyskusji w literaturze przedmiotu nad oceną stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej **głównym pytaniem badawczym** pracy doktorskiej jest to, czy wraz z upływem czasu europejskie rynki energii elektrycznej stają się coraz bardziej zintegrowane? W dysertacji wyodrębniono łącznie sześć **pytań szczegółowych (PSZ)**, które mają wspomóc realizację głównego pytania badawczego pracy doktorskiej:

- PSZ1: Czy polityka energetyczna UE wpływa na stopień integracji sektora energetycznego?
- PSZ2: Jak wygląda specyfika funkcjonowania europejskich rynków energii elektrycznej?
- PSZ3: Czy integracja pomiędzy bliższymi geograficznie rynkami jest znacznie wyższa?
- PSZ4: Jak wzajemne przenikanie zmienności cen wpływa na stopień powiązania rynków energii elektrycznej?
- PSZ5: Czy determinanty cen energii elektrycznej wpływają na stopień integracji, zmienność powiązań i rolę europejskich rynków energii elektrycznej?

- PSZ6: Czy w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną (PEAK) zwiększa się stopień integracji rynków energii elektrycznej w porównaniu do całej doby?

Z uwagi na zidentyfikowanie luk badawczych oraz postawienie pytań badawczych została sformułowana następująca **główna hipoteza badawcza**: Europejskie rynki energii elektrycznej stają się coraz bardziej zintegrowane, która zostanie zweryfikowana w tej rozprawie. Dotychczasowe studia literatury przedmiotu pozwoliły na postawienie następujących **hipotez szczegółowych (HSZ)**:

- HSZ1: Stopień integracji rynku energii elektrycznej wzrasta wraz z wprowadzeniem nowych i zaostrzeniem istniejących regulacji rynku energii elektrycznej w krajach.
- HSZ2: Europejskie rynki energii elektrycznej są zróżnicowane pod względem wielkości produkcji, wymiany transgranicznej oraz miksów energetycznych.
- HSZ3: Integracja będzie większa w przypadku rynków bliższych geograficznie.
- HSZ4: Eksporterzy netto energii elektrycznej odgrywają większą rolę na europejskich rynkach energii elektrycznej.
- HSZ5: Determinanty cen energii elektrycznej zwiększają stopień integracji europejskich rynków energii elektrycznej.
- HSZ6: W okresie zapotrzebowania szczytowego na energię elektryczną w ciągu doby (*PEAK*) zwiększa się stopień integracji europejskich rynków energii elektrycznej w porównaniu do całej doby.

W celu uzyskania odpowiedzi na postawione pytania badawcze oraz zweryfikowanie postawionych hipotez zdefiniowany został główny cel badań, oraz cele szczegółowe w niniejszej dysertacji. **Głównym celem badań** jest ocena stopnia integracji i ról europejskich rynków energii elektrycznej w kontekście polityki energetycznej Unii Europejskiej. Do realizacji tego celu wykorzystane będą następujące **cele szczegółowe**:

- CSZ1: Przegląd i usystematyzowanie polityk energetycznych dotyczących integracji rynków energii elektrycznej. (**Rozdział I**).
- CSZ2: Zidentyfikowanie luk badawczych na podstawie usystematyzowanego dorobku naukowego związanego z integracją europejskich rynków energii elektrycznej. (**Rozdział II**).
- CSZ3: Przedstawienie i wybór metod (narzędzi) badawczych, które zostaną wykorzystane do realizacji celów pracy. (**Rozdział III**).

- CSZ4: Zidentyfikowanie specyfiki funkcjonowania europejskich rynków energii elektrycznej i ich determinant. (**Rozdział II oraz IV**).
- CSZ5: Analiza stopnia integracji, powiązań regionalnych i ról europejskich rynków energii elektrycznej (w okresie stabilnej sytuacji gospodarczej). (**Rozdział V oraz VI**).
- CSZ6: Analiza stopnia integracji, powiązań regionalnych i ról europejskich rynków energii elektrycznej w okresie wstrząsów gospodarczych (tj. pandemia COVID-19 czy inwazja Rosji na Ukrainę). (**Rozdział V oraz VI**).
- CSZ7: Ocena wpływu determinant rynku energii elektrycznej na stopień integracji, powiązań regionalnych i rolę europejskich rynków energii elektrycznej od 2016 roku (**Rozdział V oraz VI**).
- CSZ8: Porównanie zachowań rynków energii elektrycznej w ciągu całej doby (*BASE*) oraz w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną (*PEAK*). (**Rozdział V oraz VI**).

Struktura pracy została podporządkowana realizacji celów, odpowiedzi na pytania badawcze i weryfikacji sformułowanych hipotez badawczych. Praca składa się z sześciu rozdziałów, wstępu oraz zakończenia. Rozdział pierwszy i drugi mają charakter teoretyczno-poznawczy, natomiast rozdział trzeci odwołuje się do metodyki badań. Ostatnie trzy rozdziały przedstawiają część empiryczną pracy.

Rozdział pierwszy zawiera charakterystykę procesu integracji rynków energii elektrycznej w kontekście ewolucji polityki energetycznej Unii Europejskiej. Rozważania w tym zakresie rozpoczynają się od przedstawienia początków tworzenia pierwszych regulacji dotyczących wspólnego rynku energii elektrycznej, które zawarte zostały w traktatach założycielskich. Następnie opisane są najważniejsze dyrektywy i rozporządzenia wewnętrznego rynku energii elektrycznej w UE, które zawarte zostały w czterech pakietach energetycznych z 1996, 2003, 2009 oraz 2019 roku. W tym zakresie wskazuje się główne założenia wybranych pakietów energetycznych oraz pojawiające się problemy związane z dalszą liberalizacją wewnętrznych rynków energii elektrycznej. Poza pakietami energetycznymi rozdział ten obejmuje również najważniejsze cele polityki klimatycznej i energetycznej UE od 2019 roku (m.in. *Europejski Zielony Ład, Fit for 55, czy REPower EU*). Kolejna część rozdziału dotyczy początku procesu tworzenia zliberalizowanego polskiego rynku energii elektrycznej oraz implementacji unijnych regulacji w zakresie jednolitego rynku energii elektrycznej do polskiego systemu prawnego.

Dla lepszego zrozumienia zasad funkcjonowania europejskich rynków energii elektrycznej opisany jest także proces ich grupowania w siedem regionów, obrót energią elektryczną na podstawowych segmentach rynku energii elektrycznej, mechanizm *merit order* oraz *market coupling*, a także najważniejsze europejskie giełdy energii elektrycznej.

Rozdział drugi przedstawia przegląd dotychczasowego dorobku naukowego dotyczącego integracji rynków energii elektrycznej, który pozwala wskazać cztery obszary badań związane z integracją europejskich rynków energii elektrycznej. Pierwszy nurt badawczy koncentruje się na jakościowej analizie zjawiska procesu liberalizacji europejskich rynków energii elektrycznej oraz kolejnych pakietach energetycznych. Drugi nurt obejmuje badania naukowe, które dotyczą wątku oceny stopnia integracji rynków energii elektrycznej i analizy długookresowych relacji między cenami energii elektrycznej, ich kointegrację oraz krótkookresowe współzależności między cenami. Kolejny nurt badawczy dotyczy rozprzestrzeniania się zmienności na europejskich rynkach energii elektrycznej oraz analizy powiązań tych zmienności z wykorzystaniem metodologii Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014) oraz Barunika i Křehlika (2018). Ostatni nurt badawczy obejmuje prace naukowe, uwzględniające wpływ determinant cen energii elektrycznej na stopień integracji rynków energii elektrycznej. Przedstawiony przegląd literatury pozwolił na zidentyfikowanie luk badawczych, które zostaną wypełnione w niniejszej dysertacji. Realizacja tego zadania pozwoli na to, aby przedstawiona praca wniosła wkład w literaturę przedmiotu dotyczący badania stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej.

Trzeci rozdział pracy ma charakter metodologiczny i zawiera szczegółowy opis metod badawczych dotyczących oceny stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej. W tej części uwzględniono aspekty i problemy metodologiczne związane z analizą spotowych cen energii elektrycznej oraz sposoby pomiaru efektu przenikania (z ang. *measure spillovers*) cen energii elektrycznej. Rozdział ten przedstawia wykorzystany w dalszej części pracy model ekonometryczny. Do oceny stopnia powiązań rynków energii elektrycznej i dynamiki rozprzestrzeniania się zmienności na rynkach energii elektrycznej zostanie wykorzystany model wektorowej autoregresji ze zmieniającymi się parametrami w czasie (z ang. *Time Varying Parameter Vector Auto-Regression* - TVP-VAR) z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań (z ang. *TVP-VAR extended joint connectedness*) zaproponowany przez Baciałar i in. (2021). Model ten jest rozszerzeniem metodologii opartej na dynamicznej analizie powiązań zaproponowanej przez Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014), która posiada dwie wady, a mianowicie: pojawia się problem

wyboru rozmiaru ruchomego okna i problem nieoptymalnej normalizacji miar powiązań parami. Ponadto model Baciolar i in. (2021) jest rozszerzeniem metodologii zaproponowanej przez Antonakakisa i in. (2020). Antonakakisa i in. (2020) jako pierwsi stosują podejście do analizy powiązań oparte na parametrach zmieniających się w czasie VAR (TVP-VAR), łącząc podejście Diebolda i Yilmaza (2012) z TVP-VAR proponowanym przez Koopa i Korobilisa (2014). Istotnymi zaletami podejścia TVP-VAR proponowanego przez Antonakakisa i in. (2020) jest: brak potrzeby wyboru arbitralnego rozmiaru ruchomego okna (z ang. *rolling-window size*), brak utraty obserwacji przy obliczaniu miar dynamicznych, brak wpływu wartości odstających na wyniki oraz dokładniejsze monitorowanie dynamiki. Do badania wykorzystany zostanie pakiet ConnectednessApproach w programie R-Studio, zaproponowany przez Davida Gabauera.

Przedmiotem rozważań w **czwartym rozdziale** jest charakterystyka funkcjonowania europejskich rynków energii elektrycznej. Opisana jest w nim specyfika wybranych rynków energii elektrycznej, zawierająca analizę wielkości produkcji energii elektrycznej, transgranicznych przepływów energii elektrycznej oraz miksów energetycznych. Kolejna część rozdziału zawiera rodzaj i zakres czasowy wykorzystanych danych dotyczących cen energii elektrycznej. Przyjęto, że do analizy wykorzystane zostaną godzinowe ceny spot energii elektrycznej na rynku dnia następnego pochodzące z 27 europejskich rynków energii elektrycznej. Rynki te zostały również podzielone na siedem głównych regionów (tj. CWE, CEE, SEE, AP, NP, BI oraz Iberyjski). Dodatkowo w celu lepszej oceny procesu integracji rynków energii elektrycznej, analiza cen energii elektrycznej zostanie przeprowadzona dla dwóch okresów zapotrzebowania na energię elektryczną *BASE* (obciążenie podstawowe, dobowe) oraz *PEAK* (obciążenie szczytowe). Dalsza część rozdziału przedstawia podstawowe statystyki opisowe cen spot energii elektrycznej w podziale na przyjęte siedem regionów. Uwzględnione są również najważniejsze determinanty cen energii elektrycznej. W tym zakresie scharakteryzowane są podstawowe statystyki opisowe dotyczące cen gazu ziemnego, ropy naftowej, węgla energetycznego oraz uprawnień do emisji CO₂ (EUA ETS). Ostatnia część tego rozdziału dotyczy wstępnej analizy danych dla stóp zwrotu i zrealizowanej zmienności (RV).

Piąty rozdział przedstawia analizę zachowań europejskich rynków energii elektrycznej. W tym celu zastosowany zostanie model TVP-VAR z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań (Balcilar i in., 2021). Analiza obejmie ceny energii elektrycznej w ciągu całej doby (*BASE*) przy wykorzystaniu stóp zwrotu jako miary efektu przenikania. Do oceny stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej

wykorzystany zostanie dynamiczny wskaźnik całkowitego powiązania (TCI). Ocenę powiązań regionalnych europejskich rynków energii elektrycznej dokona się za pomocą wskaźnika powiązania kierunkowego netto parami (NPDC) oraz wskaźnika powiązania parami (PCI). W rozdziale tym przedstawiona zostanie również analiza ról europejskich rynków energii elektrycznej, stosując indeks całkowitego powiązania kierunkowego netto (NET). Ponadto w badanych zjawiskach uwzględniony zostanie wpływ determinant cen energii elektrycznej (tj. gaz ziemny, ropa naftowa, węgiel energetyczny oraz uprawnienia do emisji CO₂ (EU ETS)) oraz inwazji Rosji na Ukrainę.

Szósty rozdział zawiera również analizę zachowań europejskich rynków energii elektrycznej, gdzie tak jak w rozdziale piątym wykorzystany zostanie model TVP-VAR z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań (Balcilar i in., 2021) w celu obliczenia wskaźników TCI, NPDC i PCI oraz indeksu NET. Podstawową różnicą jest jednak rodzaj zastosowanej miary, ponieważ w tym rozdziale wykorzystania zostanie zrealizowana zmienność (RV) zamiast stóp zwrotu. Miara RV jest częściej wykorzystywana w literaturze przedmiotu w analizach opartych na metodologii Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014) niż stopy zwrotu. W związku z tym istnieje możliwość porównania stopnia integracji oraz zachowań ról dla obu miar efektu przenikania. Dodatkowo analiza zostanie przeprowadzona w dwóch okresach zapotrzebowania na energię elektryczną *BASE* oraz *PEAK*. W ten sposób możliwe stanie się odpowiedzenie na pytanie, czy w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną (*PEAK*) zwiększa się stopień integracji rynków energii elektrycznej w porównaniu do całej doby?

Podsumowanie całości rozprawy zawierające najważniejsze wnioski z przeprowadzonych badań umieszczone jest w zakończeniu. Dodatkowo zaprezentowano implikacje praktyczne oraz propozycje w zakresie dalszych badań. Integralną częścią pracy jest bibliografia oraz spis tabel i rysunków znajdujące się na końcu niniejszej rozprawy.

Rozdział I. Integracja rynków energii elektrycznej w kontekście ewolucji polityki energetycznej Unii Europejskiej

Pierwszym krokiem w stronę integracji europejskiej były traktaty założycielskie⁸, które stworzyły podstawy prawne do podejmowania wspólnych działań w obszarze zarządzania źródłami energii, obejmującymi węgiel i atom. Następnie od lat 90. Unia Europejska wprowadza szereg unormowań prawnych w celu ujednoczenia i liberalizacji wewnętrznego rynku energii. Narzędziem realizacji tego celu są cztery pakiety energetyczne z 1996, 2003, 2009, 2019 roku oraz wybrane polityki klimatyczne i energetyczne od 2019 roku. Budowa wspólnego europejskiego rynku energii ma służyć m.in. zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, zwiększeniu przystępności cenowej energii elektrycznej, ułatwieniu integracji odnawialnych źródeł energii oraz poprawie konkurencji i przeciwdziałaniu zmianom klimatu. Integracja europejskich rynków energii elektrycznej dotyczy nie tylko krajów UE, ale również krajów, które współpracują z UE w ramach m.in. Europejskiego Obszaru Gospodarczego (z ang. *European Economic Area*), traktatu z Schengen czy umów pobrexitowych.

Niniejszy rozdział przedstawia nie tylko przegląd polityk energetycznych dotyczących integracji europejskich rynków energii elektrycznej, ale również historię łączenia rynków dnia następnego (RDN) oraz rynków dnia bieżącego (RDB) energii elektrycznej wraz z działaniami realizującymi ten cel np. siedmioma Regionalnymi Inicjatywami Elektroenergetycznymi, mechanizmem *market coupling* wraz z projektami regionalnymi, czy mechanizmem ułatwiającym handel energią elektryczną. Ponadto rozdział pierwszy opisuje funkcjonowanie giełd energii elektrycznej, które umożliwiają handel transgraniczny w całej Europie.

Rozdział ten pozwoli zatem na realizację jednego z celów szczegółowych niniejszej rozprawy doktorskiej, który dotyczy przeglądu i usystematyzowania polityk energetycznych dotyczących integracji rynków energii elektrycznej (CSZ1). W kontekście dyskusji nad integracją europejskiego rynku energii elektrycznej i ewolucją polityki energetycznej Unii Europejskiej ważne jest uzyskanie odpowiedzi na pytanie: czy polityka energetyczna UE wpływa na stopień integracji sektora energetycznego? Pozwoli to częściowo zweryfikować hipotezę główną pracy oraz pierwszą hipotezę szczegółową mówiącą, iż stopień integracji

⁸ Traktaty założycielskie: Traktat Paryski z 1951 roku oraz Traktaty Rzymskie z 1957 roku.

rynku energii elektrycznej wzrasta wraz z wprowadzeniem nowych i zaostrzeniem istniejących regulacji rynku energii elektrycznej w krajach UE (HSZ1).

1.1. Wspólny rynek energii elektrycznej w ujęciu traktatowym

1.1.1. Traktat Paryski, Traktaty Rzymskie oraz pierwszy kryzys naftowy (1951–1985)

Pierwotnymi sygnatariuszami traktatów założycielskich było sześć państw – Holandia, Belgia, Francja, Włochy, Luksemburg i Niemcy. Jednym z pierwszych istotnych traktatów założycielskich był *Traktat Paryski* ustanawiający w 1951 roku *Europejską Wspólnotę Węgla i Stali* (EWWiS), która została utworzona na okres 50 lat⁹. Jej głównym celem było pobudzenie wzrostu gospodarczego, poprawienie warunków pracy oraz podniesienie stopy życiowej i dobrobytu społeczeństw państw członkowskich. Ponadto EWWiS miała zapewnić bezpieczeństwo dostaw, a także zjednoczyć obszar rynku węgla oraz stali poprzez eliminację ograniczeń importowych i eksportowych (Czech, 2012).

Kolejnym instrumentem przyspieszającym integrację sektora energetycznego są *Traktaty Rzymskie* ustanawiające w 1957 roku *Europejską Wspólnotę Energii Atomowej* (EURATOM lub EWEA) oraz *Europejską Wspólnotę Gospodarczą* (EWG)¹⁰. Podstawowym celem EURATOM określonym w art. 1 traktatu założycielskiego było nawiązanie współpracy w zakresie pokojowego wykorzystania i szybkiego rozwoju przemysłu nuklearnego w państwach członkowskich. Poza traktatem EURATOM zawarty został Traktat EWG, którego celem było budowanie europejskiego rynku energii z wykorzystaniem mechanizmów wolnorynkowych, stworzenie zewnętrznej polityki handlowej oraz zapewnienie uczciwej konkurencji. Pomimo podjętych inicjatyw, traktaty założycielskie nie przyczyniły się do utworzenia zintegrowanego rynku energii elektrycznej.

Kolejnym bodźcem przyspieszającym stworzenie wspólnego rynku energii był pierwszy kryzys naftowy w 1973 roku. Restrykcje w dostawach ropy naftowej skutecznie ograniczyły funkcjonowanie gospodarek uprzemysłowionych. W 1974 roku, w celu zmniejszenia nadmiernej zależności od ropy naftowej i zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego krajów członkowskich, utworzona została *Międzynarodowa Agencja Energii* (IEA). Następnie w 1975 roku przyjęto pakiet uchwał, których głównym zadaniem było zmniejszenie uzależnienia krajów członkowskich od paliw stałych, gazu ziemnego oraz energii jądrowej, a także ograniczenie importu surowców energetycznych do maksimum

⁹ Data podpisania: 18 kwietnia 1951 r. Wejście w życie: 23 lipca 1952 r. Był to jedyny traktat, który był zawarty na czas określony.

¹⁰ Data podpisania: 25 marca 1957 r. Wejście w życie: 1 stycznia 1958 r.

50% do 1985 roku (Nowak, 2009). Kryzys naftowy zmusił państwa członkowskie do utrzymania rezerw paliwa, a także minimalizacji zużycia gazu ziemnego oraz produktów naftowych do wytwarzania energii elektrycznej (Czech, 2012).

Kryzys naftowy i działania podjęte na rzecz współpracy między krajami członkowskimi nie przyniosły wymiernych korzyści w zakresie tworzenia wspólnej polityki energetycznej na rzecz zintegrowanego europejskiego rynku energii. Państwa członkowskie przedkładały swoje indywidualne interesy gospodarcze nad dobro całej Wspólnoty. Sytuacja ta utrzymywała się do końca lat 80. W końcu, aby przyspieszyć proces integracji, konieczne było wprowadzenie zmian w traktatach założycielskich dotyczących zakresu podejmowanych decyzji przez uprawnione instytucje wspólnotowe.

1.1.2. Jednolity Akt Europejski oraz Memorandum Wyjaśniające (1986–1992)

Pierwsza istotna modyfikacja Traktatów Rzymskich nastąpiła w 1986 roku i dotyczyła podpisania *Jednolitego Aktu Europejskiego* (JAE). Umowa ta umożliwiła budowę wspólnego rynku europejskiego, a także umocniła współpracę polityczną krajów Wspólnoty poprzez likwidację barier w handlu. Akt ten w istotny sposób rozwinął i pogłębił badania nad europejskim sektorem energetycznym.

Proces europejskiej integracji w ramach JAE pozwolił na wypracowanie przez Komisję Europejską (KE) w 1998 roku roboczego dokumentu pt. „*Wewnętrzny rynek energii*”¹¹, w którym podkreślono znaczenie tworzenia wspólnego europejskiego rynku energii oraz wskazano ogólne problemy administracyjne, finansowe i techniczne w dążeniu do integracji. KE wyraziła w nim swoje przekonanie o konieczności wzmocnienia konkurencji na rynku energii, co przełoży się na wzmocnienie całej gospodarki oraz zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Wspólnoty. Dokument ten miał charakter przełomowy dla państw członkowskich w zakresie dążenia do stworzenia jednolitego wewnętrznego rynku energii. Przewyciężenie obszarów problemowych, które utrudniały tworzenie wspólnego rynku energii, stało się priorytetem w dalszej polityce energetycznej Unii Europejskiej.

W 1992 roku KE przedstawiła pakiet wspólnych rozwiązań prawnych dotyczących koncepcji dalszego tworzenia wspólnego rynku energii elektrycznej. W pierwszej kolejności przyjęte zostały: *dyrektywa 90/377/EWG* (tzw. dyrektywa cenowa)¹² oraz *dyrektywa*

¹¹ COM (88) 238 z 02.05.1988 roku.

¹² Dyrektywa Rady 90/377 z 29.06.1990 roku dotycząca wspólnotowej procedury w celu poprawy przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej dla końcowych odbiorców przemysłowych (Dz. Urz. UE L 185 z 17.07.1990 r., s.16). Wejście w życie: 6 lipca 1990 r. Uchylona z dniem: 27 listopada 2008 r.

90/547/EWG (tzw. dyrektywa transportowa)¹³. Dokumenty te dotyczyły nowych procedur w zakresie poprawy przejrzystości cen energii elektrycznej dla końcowych odbiorców oraz ułatwienia przesyłu energii elektrycznej między sieciami przesyłowymi państw członkowskich. Następnie wprowadzona została *dyrektywa 96/92/WE*¹⁴, która była pierwszym etapem rozbicia pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych (tzw. rozdział księgowy z ang. *accounting unbundling*). Analizę założeń wskazanej dyrektywy zawarto w dalszej części pracy.

1.1.3. Traktat o Unii Europejskiej oraz Traktat Karty Energetycznej (1992–1996)

Kolejne zmiany do traktatów założycielskich wniósł podpisany w 1992 roku *Traktat o Unii Europejskiej* (TUE), inaczej *Traktat z Maastricht*, na mocy którego powstała Unia Europejska¹⁵. Wraz z jego wejściem doszło do przekształcenia EWG we Wspólnotę Europejską w ramach Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską (TWE). Celem TUE było przygotowanie europejskiej unii walutowej oraz wprowadzenie elementów unii politycznej, również w zakresie polityki energetycznej. W odniesieniu do wspólnego rynku energii art. 5 TUE określił zasadę pomocniczości (subsidiarności), co oznaczało ułatwienie w zakresie wprowadzenia zmian ustawodawczych w obszarze rynku energii elektrycznej za pomocą dyrektyw sektorowych, zachowując podział kompetencji pomiędzy państwami członkowskimi a Wspólnotą.

Następnym istotnym narzędziem w kierunku rozwoju europejskiego rynku energii był *Traktat Karty Energetycznej* (TKE)¹⁶, którego sygnatariuszami było 55 państw z Europy i Azji (w tym 51 państw ratyfikowało Traktat). Celem dokumentu było nawiązanie współpracy pomiędzy krajami posiadającymi surowce energetyczne oraz potrzebującymi inwestycji a krajami chcącymi importować surowce oraz posiadającymi odpowiedni kapitał¹⁷. Traktat stworzył ramy prawne dla handlu tranzytowego surowcami energetycznymi oraz zobowiązał strony Traktatu do stosowania zasad *Układu Ogólnego*

¹³ Dyrektywa Rady 90/547/EWG z 29.10.1990 roku w sprawie przesyłu energii elektrycznej sieciami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 313.30 z 13.11.1990 r., s.147). Wejście w życie: 16 listopada 1990 r. Uchylona z dniem: 1 lipca 2004 r.

¹⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 96/92/WE z 19.12.1996 roku dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 27.20 z 30.01.1997 r., s.3). Wejście w życie: 19 lutego 1997 r. Uchylona z dniem: 1 lipca 2004 r.

¹⁵ Data podpisania: 7 lutego 1992 r. Wejście w życie: 1 listopada 1993 r.

¹⁶ Data podpisania: 17 grudnia 1994 r. Wejście w życie: 16 kwietnia 1998 r.

¹⁷ Traktat Karty Energetycznej: <https://www.gov.pl/web/klimat/traktat-karty-energetycznej-tke> [data odczytu: 12.11.2021 r.].

w *Sprawie Cel i Handlu* (GATT). Jednak stosowanie TKE zostało poważnie ograniczone w momencie, gdy Rosja, pomimo podpisania TKE podjęła decyzję o jego nieratyfikowaniu.

1.1.4. Traktat Amsterdamski oraz Traktat z Nicei oraz Lizbony (1997–2010)

Traktat Amsterdamski z 1997 roku¹⁸ oraz Traktat z Nicei z 2001 roku¹⁹ to kolejne akty prawne, które zmieniały TUE, niemniej nie wniosły istotnego wkładu w zmiany na rynku energii elektrycznej. Do tego czasu, pomimo że kraje unijne uświadomiły sobie zagrożenie wynikające z zależności od importu surowców od niepewnych dostawców, nie powstała wspólna polityka energetyczna.

Sytuacja ta uległa zmianie wraz z *Traktatem z Lizbony* (TL) z 2007 roku, który został podpisany przez 27 państw członkowskich UE²⁰. Traktat ten zmienił TWE na *Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej* (TFUE) oraz był ostatnim z szeregu traktatów aktualizujących i konsolidujących podstawy prawne UE²¹. Głównym celem TL jest zwiększenie efektywności i legitymacji demokratycznej Unii oraz poprawa spójności jej działań²². Aby realizować ten cel, UE zgodnie z art. 4 TFUE dzieli kompetencje z państwami członkowskimi w obszarach m.in. rynku wewnętrznego, środowiska, sieci transeuropejskich czy energii²³. Ponadto w TFUE po raz pierwszy wyodrębniony został rozdział poświęcony energetyce: „*Tytuł XXI – Energetyka*”. Do tej pory brak wyodrębnienia tego obszaru, jako indywidualnego rozdziału, postrzegany był jako główna przyczyna opóźnień w tworzeniu wewnętrznego rynku energii oraz polityki energetycznej UE (Swann, 1988).

Na podstawie art. 194 ust.1 TFUE polityka energetyczna UE powinna być realizowana w duchu solidarności między państwami członkowskimi. Dodatkowo art. 194 ust. 1 TFUE wyznacza główne cele polityki energetycznej UE, tj.²⁴:

- a) zapewnienie funkcjonowania rynku energii,
- b) zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii,
- c) wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii,
- d) wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii.

¹⁸ Data podpisania: 2 października 1997 r. Wejście w życie: 1 maja 1999 r.

¹⁹ Data podpisania: 26 lutego 2001 r. Wejście w życie: 1 lutego 2003 r.

²⁰ Data podpisania: 13 grudnia 2007 r. Wejście w życie: 1 grudnia 2009 r.

²¹ Komisja Europejska (2010). Przewodnik po Traktacie z Lizbony. Bruksela, s. 15.

²² Traktat z Lizbony zmieniający Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską, podpisany w Lizbonie dnia 13 grudnia 2007 r. (Dz. Urz. UE C 306 z 17.12.2007, s.1).

²³ Wersja skonsolidowana TFUE: Dz. Urz. UE C 83 z 30.03.2010, s. 51.

²⁴ Traktat z Lizbony zmieniający Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską: op. cit., s. 134.

Traktaty, które obowiązywały przed wejściem w życie TL, stwarzały podstawy do rozwijania wewnętrznego rynku energii, jednak nie były one w pełni wykorzystane. Ustanowiony w osobnym rozdziale traktatowym temat dotyczący obszaru energii, stał się głównym impulsem do stworzenia wspólnej polityki energetycznej UE, która zostanie opisana w dalszej części pracy.

1.2. Pakiety unijnych dyrektyw wewnętrznego rynku energii elektrycznej w krajach europejskich

1.2.1. Pierwszy pakiet energetyczny z 1996 roku

Pierwszym instrumentem umożliwiającym stworzenie jednolitych zasad działania rynku energii była *dyrektywa 96/92/WE* tworząca pierwszy pakiet energetyczny. Dyrektywa ta dotyczyła wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej²⁵. Zgodnie z art. 1 głównym celem tego dokumentu było stworzenie jednolitych zasad działania w obszarze wytwarzania, przesyłu i dystrybucji w poszczególnych krajach członkowskich.

Dyrektywa 96/92/WE zobowiązała państwa UE do utworzenia krajowego, niezależnego organu regulacyjnego oraz udostępnienia usług przesyłowych każdemu uprawnionemu członkowi systemu, na podstawie zasady TPA (z ang. *Third Party Access*). W praktyce oznaczało to możliwość korzystania przez odbiorcę z sieci dystrybutora w celu dostarczenia energii kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy (Łangowski, 2016). Zgodnie z art. 17 ust 4. odmowa dostępu do sieci była możliwa tylko w przypadku braku zdolności mocy przesyłowej lub rozdzielczej. Pierwszy pakiet energetyczny określił możliwość dostępu do usług przesyłowych jedynie na podstawie procedury negocjowanego TPA. Oznaczało to, że prawo do sieci uzyskuje podmiot w drodze negocjacji z właścicielem danej sieci. Negocjacje te dotyczyły zasad bilansowania oraz usług przesyłowych. W praktyce zasada ta okazała się nieskuteczna i nadal ograniczała dostęp do sieci (Hawliczek, 2014).

Ponadto dyrektywa ta rozpoczęła proces rozdziału (z ang. *unbundlingu*) polegającego na oddzieleniu poszczególnych form działalności w zakresie dystrybucji i przesyłu od działalności w zakresie sprzedaży i wytwarzania. Do momentu pojawienia się wymienionej dyrektywy, obszary dystrybucji, przesyłu, sprzedaży i wytwarzania nie były

²⁵ Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 27.20 z 30.01.1997 r., s. 3). Wejście w życie: 19 lutego 1997 r. Uchylona z dniem: 1 lipca 2004 r.

rozdzielone, co sprzyjało funkcjonowaniu monopolu. Rozdział miał służyć zrównoważonej i efektywnej liberalizacji rynku energii oraz wyznaczać zasady niedyskryminującego dostępu do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Jednak pierwszy pakiet energetyczny odniósł się jedynie do rozdziału księgowego (z ang. *accounting unbundling*), który polegał na wyodrębnieniu księgowym poszczególnych rodzajów działalności energetycznej (zwłaszcza dystrybucji i przesyłu) w taki sposób, jakby były one wykonywane przez odrębne w sensie prawnym przedsiębiorstwa (Pawełczyk, 2013).

Proces rozdziału księgowego nie stwarzał jednak wystarczających możliwości konkurencji. Komisja Europejska obserwując proces dostosowywania ustawodawstwa krajowego do przepisów *dyrektywy 96/92/WE* wielokrotnie go krytykowała. Ponadto wskazywano na niewystarczający stopień otwierania krajowych rynków energii i eliminowania barier utrudniających dostęp do sieci. Pomimo, że pierwszy pakiet energetyczny wskazywał podstawowe warunki rozwoju procesu liberalizacji rynku energii, konieczne było jego przyspieszenie wraz z kolejnymi nowelizacjami.

1.2.2. Drugi pakiet energetyczny z 2003 roku

W 2003 roku Rada Europejska i Parlament zatwierdziły nowy pakiet legislacyjny (określany jako drugi pakiet energetyczny), który objął m.in. *dyrektywę 2003/54/WE* (uchylając *dyrektywę 96/92/WE*)²⁶. W dokumencie tym określono podstawowe przeszkody w osiągnięciu w pełni działającego oraz konkurencyjnego rynku wewnętrznego, które związane były z kwestiami dostępu do sieci, problemami taryfikacji i różnymi stopniami otwarcia rynku w poszczególnych państwach członkowskich. Ponadto regulator wskazał na konieczność funkcjonowania konkurencyjnego dostępu do sieci, który musi być niedyskryminujący, przejrzysty oraz uczciwie wyceniony²⁷. W preambule nowej dyrektywy podkreślono również konieczność istnienia skutecznych przepisów prawnych, dotyczących funkcji, kompetencji i uprawnień administracyjnych organów regulacyjnych, które miały być niezależne od interesów przemysłu energetycznego.

Zgodnie z art. 21 ust. 1, *dyrektywa 2003/54/WE* rozszerzyła oraz skonkretyzowała prawo wyboru dostawcy energii elektrycznej. Z prawa tego od 1 lipca 2004 roku korzystać mogli wszyscy odbiorcy niebędący gospodarstwami domowymi (odbiorcy biznesowi), a od

²⁶ Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. UE L 176.37 z 15.07.2003 r., s. 211). Wejście w życie: 4 sierpnia 2003 r. Uchylona z dniem: 3 marca 2011 r.

²⁷ *Ibidem*.

1 lipca 2007 roku pozostali odbiorcy²⁸. Etapowe podejście do wyboru dostawcy miało umożliwić dostosowanie się przemysłu oraz zapewnić właściwe środki i systemy ochrony interesów odbiorców. Natomiast sprzedawcy energii zgodnie z art. 3 ust. 6, zobowiązani zostali do udostępniania odbiorcom końcowym na rachunkach informacji o udziałach każdego źródła energii w dostarczanej energii elektrycznej²⁹. *Dyrektywa 2003/54/WE* zapoczątkowała zmianę zasady dostępu do usług przesyłowych na podstawie procedury regulowanego TPA, a nie procedury negocjowanej, jak w poprzednim pakiecie energetycznym. Od tego momentu zasady umów przesyłowych oraz opłaty przesyłowe były określane przez odpowiednie urzędy państwowe (najczęściej urzędy regulacji) (Hawliczek, 2014).

Drugi pakiet energetyczny pogłębił proces rozdziału, uwzględniając nie tylko jego księgową formę (jak w poprzednim pakiecie), ale również prawne rozdzielenie poszczególnych obszarów działalności (z ang. *legal unbundling*). Działalność związana z przesyłem energii elektrycznej od dnia 1 lipca 2004 roku została prawnie oddzielona we wszystkich państwach członkowskich od innego typu działalności (jak produkcja czy handel energią), a od 1 lipca 2007 roku obowiązkiem tym objęta została działalność dystrybucyjna.

Parlament Europejski i Rada w ramach drugiego pakietu energetycznego przyjęła również *rozporządzenie 1228/2003* dotyczące warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej³⁰. Jego głównym celem było ustanowienie uczciwych reguł transgranicznej wymiany energii elektrycznej oraz zwiększenie w ten sposób konkurencji na wewnętrznym rynku energii elektrycznej, uwzględniając specyfikę rynków krajowych oraz regionalnych. Rozporządzenie to regulowało trzy podstawowe zagadnienia związane z mechanizmem rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi, harmonizacją taryf za świadczenie usług przesyłowych oraz zarządzaniem ograniczeniami przesyłowymi.

1.2.3. Trzeci pakiet energetyczny z 2009 roku

W listopadzie 2005 roku opublikowany został komunikat Komisji Europejskiej do Rady i Parlamentu Europejskiego dotyczący postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej. Komisja uznała, że pomimo pozytywnych rezultatów

²⁸ *Ibidem*, s. 222.

²⁹ *Ibidem*, s. 216.

³⁰ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 1228/2003 z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 176.1 z 15.07.2003 r.). Wejście w życie: 1 lipca 2004 r. Uchylone z dniem: 3 marca 2011 r.

w zakresie dotychczasowych działań na rzecz otwarcia rynku energii, potrzebne są zwiększone wysiłki, aby przemysł oraz obywatele mogli czerpać pełne korzyści, które płyną z otwarcia rynku. Ponadto zdaniem Komisji, najważniejszym problemem był ciągły brak integracji krajowych rynków energii³¹.

W związku z tym Komisja Europejska postanowiła podjąć dodatkowe środki i uzupełnić dotychczasowe przepisy. W 2009 roku przyjęto trzeci pakiet energetyczny obejmujący m.in. *dyrektywę 2009/72/WE* dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (uchylając *dyrektywę 2003/54/WE*)³². Zgodnie z trzecim pakietem legislacyjnym, głównymi priorytetami w dążeniu do funkcjonowania jednolitego rynku energii elektrycznej jest bezpieczeństwo energetyczne, wdrażanie zrównoważonej polityki w zakresie zmian klimatycznych oraz zagwarantowanie Wspólnocie dostaw energii elektrycznej po najbardziej konkurencyjnych cenach. Zgodnie z dyrektywą, realizacja tych założeń miała się odbyć poprzez ujednoczenie uprawnień krajowych regulatorów, zapewnienie niezależności oraz harmonizację zadań operatorów systemów przesyłowych, a także określenie wspólnych zasad funkcjonowania sieci i zapewnienie odpowiednich praw odbiorcom energii (Bownik-Trymucha, 2010).

W dniach 8–9 marca 2007 roku odbyło się posiedzenie Rady Europejskiej w Brukseli, gdzie uznano, że zasady dotyczące prawnego i funkcjonalnego rozdziału (przewidziane w *dyrektywie 2003/54/WE*) nie doprowadziły do skutecznego wydzielenia operatorów systemów przesyłowych. Zatem Rada Europejska wezwała Komisję do podjęcia dalszych kroków na rzecz skutecznego oddzielenia działań związanych z dostawą i produkcją energii od eksploatacji sieci, na podstawie niezależnie prowadzonych i odpowiednio uregulowanych systemów eksploatacji sieci, które zagwarantują równy i otwarty dostęp do infrastruktury transportowej oraz niezależność podejmowania decyzji w sprawie inwestycji w infrastrukturę³³.

W związku z tym *dyrektywa 2009/72/WE* zaostrzyła kryteria rozdziału. Zgodnie z jej zapisami, bez skutecznego oddzielenia sieci od działalności w zakresie wytwarzania i dostaw (z ang. *effective unbundling*) istnieje nieodłączne ryzyko dyskryminacji nie tylko w zakresie eksploatacji sieci, ale także w zakresie środków zachęcających przedsiębiorstwa

³¹ Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego z dnia 15 listopada 2005 r. dotyczący sprawozdania z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej, SEC/2005/1448, s. 2.

³² Dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009 r., s. 55). Wejście w życie: 3 września 2009 r. Uchylona z dniem: 1 stycznia 2021 r.

³³ Rada Europejska w Brukseli z 8-9 marca 2007 r. - konkluzje prezydencji, Rada Unii Europejskiej, 7224/07, s.16.

zintegrowane pionowo do dokonywania stosownych inwestycji w swoje sieci³⁴. Dyrektywa dała możliwość wyboru państwom członkowskim jednego z trzech wariantów rozdzielania działalności sieciowej od wytwórczej i obrotowej (Pach-Gurgul, 2012):

- Rozdział właścicielski – przedsiębiorstwo sprzedaje swoje sieci. Od tego momentu zarządzane będą przez niezależny podmiot. Jest to opcja najbardziej radykalna.
- Niezależny operator systemu, tzw. model ISO (z ang. *Independent System Operator*) – przedsiębiorstwo deleguje zarządzanie siecią wydzielonemu prawnie podmiotowi, który odgrywa rolę niezależnego operatora systemu. Jest to opcja pośrednia.
- Niezależny operator przesyłowy, tzw. model ITO (z ang. *Independent Transmission Operator*) – przedsiębiorstwo zachowuje integralność obrotu oraz przesyłania energii elektrycznej, jeżeli za zarządzanie nimi odpowiada niezależny operator przesyłowy. Mimo integralności działania, przedsiębiorstwa muszą przestrzegać określonych reguł, które umożliwią niezależną pracę aktywów przesyłowych. Jest to opcja najmniej radykalna.

Poprzez rozdzielenie działalności sieciowej od produkcji i sprzedaży, pozycja odbiorcy na rynku energii elektrycznej została wzmocniona. Zgodnie z art. 5 *dyrektywy 2009/54/WE*, odbiorca energii elektrycznej ma możliwość zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w terminie do trzech tygodni oraz bez konieczności ponoszenia dodatkowych opłat. Ponadto odbiorca energii elektrycznej ma prawo do otrzymania informacji w zakresie zużycia energii elektrycznej, rozliczenia końcowego ze starym sprzedawcą czy wnoszenia skarg i prowadzenia sporów. Zapisy trzeciego pakietu energetycznego wzmocniły prawa konsumenta oraz zabezpieczyły interesy najbardziej wrażliwych odbiorców³⁵.

Trzeci pakiet energetyczny objął również dwa istotne rozporządzenia. Pierwsze to *rozporządzenie 713/2009* ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (z ang. ACER – *Agency for Cooperation of Energy Regulators*)³⁶. Celem powołania ACER jest wspieranie i uzupełnianie pracy krajowych organów regulacyjnych na szczeblu UE oraz działanie na rzecz ukończenia realizacji jednolitego rynku energii elektrycznej w UE. Następnie na mocy *rozporządzenia 714/2009* dotyczącego warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (uchylające

³⁴ Dyrektywa 2009/72/WE, *op.cit.*, s. 56.

³⁵ Dyrektywa 2009/72/WE, *op.cit.*, s. 64-65.

³⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009 r.). Wejście w życie: 3 marca 2011 r. Uchylone z dniem: 4 lipca 2019 r.

rozporządzenie 228/2003)³⁷ utworzono Stowarzyszenie Operatorów Systemów Przesyłowych dla Energii Elektrycznej (z ang. ENTSOE – *European Network of Transmission System Operators for Electricity*). Głównym celem jego wprowadzenia było zapewnienie optymalnego zarządzania siecią przesyłu energii elektrycznej i umożliwienie handlu oraz dostaw energii elektrycznej ponad granicami Wspólnoty. Agencja ACER wspólnie z operatorami sieci ENTSO, opracowują kodeksy wymogów technicznych w zakresie przyłączenia do sieci (kodeksy sieci), koordynują funkcjonowanie sieci poprzez wymianę informacji operacyjnych oraz określają wspólne normy i procedury dotyczące bezpieczeństwa i sytuacji nadzwyczajnych (Ciucci i Keravec, 2021).

Rozporządzenie 714/2009 wskazuje zwłaszcza na konieczność opracowania kodeksów sieci, które mają określać warunki, jakie muszą spełniać jednostki wytwórcze, systemy stałoprądowe o wysokim napięciu oraz odbiorcy, aby zostać przyłączonym do sieci. Kodeksy sieci zawierają wspólne zasady funkcjonowania oraz zarządzania systemami energetycznymi, a także mają eliminować bariery techniczne dla dalszego procesu integracji rynku energii elektrycznej. Aby realizować te cele, w latach 2015–2017 pojawiły się rozporządzenia wykonawcze regulujące kodeksy sieci i wytyczne w podziale na następujące obszary tematyczne:

1. Obszar rynkowy:

- wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM)³⁸,
- wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (FCA)³⁹,
- wytyczne dotyczące bilansowania energii elektrycznej (EB)⁴⁰.

2. Obszar przyłączeniowy:

³⁷ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009 r. str. 15). Wejście w życie: 3 marca 2011 r. Uchylone z dniem: 1 stycznia 2020 r.

³⁸ Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015 r. str. 24). Wejście w życie: 14 sierpnia 2015 r. Obecnie obowiązujące.

³⁹ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016 r. str. 42). Wejście w życie: 17 października 2016 r. Obecnie obowiązujące.

⁴⁰ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017 r. str. 6). Wejście w życie: 18 grudnia 2017 r. Obecnie obowiązujące.

- kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (RfG)⁴¹,
- kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (DCC)⁴²,
- kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (HVDC)⁴³.

3. Obszar operacyjny:

- wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (SO GL)⁴⁴,
- kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (NC ER)⁴⁵.

1.2.4. Czwarty pakiet energetyczny z 2019 roku

W wyniku różnych zmian systemu energetycznego w Unii, potrzebne stały się kolejne akty prawne pozwalające na dalszą liberalizację wewnętrznych rynków energii elektrycznej. W komunikacie Komisji Europejskiej z dnia 25 lutego 2015 roku, zatytułowanym „*Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu*” zakreślono wizję zrównoważonej, niskoemisyjnej, przyjaznej dla klimatu i trwałej gospodarki. Aby to osiągnąć, konieczne jest odejście od gospodarki opartej na paliwach kopalnych. Ponadto Komisja wskazała, że nadal występują „wyspy energetyczne”, które nie są odpowiednio połączone z sąsiednimi państwami. Sytuacja ta powoduje większe koszty dla konsumentów oraz stwarza problem braku bezpieczeństwa energetycznego⁴⁶. W kolejnym komunikacie Komisji z dnia 15 lipca

⁴¹ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016 r. str. 1). Wejście w życie: 17 maja 2016 r. Obecnie obowiązujące.

⁴² Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016 r. str. 10). Wejście w życie: 7 września 2016 r. Obecnie obowiązujące.

⁴³ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 242 z 08.09.2016 r. str. 1). Wejście w życie: 28 września 2016 r. Obecnie obowiązujące.

⁴⁴ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017 r. str. 1). Wejście w życie: 14 września 2017 r. Obecnie obowiązujące.

⁴⁵ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017 r. str. 54). Wejście w życie: 18 grudnia 2017 r. Obecnie obowiązujące.

⁴⁶ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego z dnia 25 lutego 2015 roku –

2015 roku, zatytułowanym „*Stworzenie nowego ładu dla odbiorców energii*”, podkreślono konieczność łączenia rynków hurtowych i detalicznych, a także umożliwienie konsumentom korzystania z zaawansowanych technologii i rozwiązań takich jak inteligentne systemy pomiarowe, rozproszone źródła energii czy usprawnienia w zakresie efektywności energetycznej⁴⁷. Na uwagę zasługuje również komunikat Komisji z dnia 15 lipca 2015 roku, zatytułowany „*Zainicjowanie procesu publicznych konsultacji na temat nowej struktury rynku energii*”, w którym zwrócono uwagę na potrzebę bardziej elastycznego zorganizowania rynków energii elektrycznej oraz pełnej integracji wszystkich uczestników rynku, w tym wytwórców energii odnawialnej, nowych dostawców usług energetycznych, magazynowania energii i elastycznego odbioru⁴⁸.

Komunikaty Komisji Europejskiej wskazywały zatem na potrzebę tworzenia niskoemisyjnej gospodarki energetycznej, która oparta będzie o najnowsze rozwiązania technologiczne oraz zapewni swobodny przepływ energii elektrycznej między krajami. Pomimo że drugi i trzeci pakiet energetyczny wniosły istotny wkład w tworzenie jednolitego rynku energii elektrycznej, to w związku z potrzebą obniżenia emisyjności systemu energetycznego oraz rozwoju technologicznego umożliwiającego nowe formy zaangażowania konsumentów i współpracy transgranicznej, konieczne stało się dostosowanie funkcjonowania unijnego rynku do nowej rzeczywistości rynkowej.

Odpowiedzią na te potrzeby stał się pakiet „*Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*” (z ang. *Clean Energy for All Europeans Package*), określany jako czwarty pakiet energetyczny lub Pakiet Zimowy. Po raz pierwszy został przedstawiony przez Komisję Europejską 30 listopada 2016 roku. Unijne akty prawne wchodzące w skład czwartego pakietu energetycznego weszły w życie latach 2018–2019. Pakiet ten składa się z 4 rozporządzeń oraz 4 dyrektyw, które przedstawiają zmiany prawne dotyczące polityki energetyczno-klimatycznej UE na lata 2020–2030⁴⁹.

Do najważniejszych aktów prawnych wchodzących w skład pakietu i dotyczących funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej należy m.in. *dyrektywa*

Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu, COM (2015) 80, s. 3.

⁴⁷ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 15 lipca 2015 roku – *Stworzenie nowego ładu dla odbiorców energii*, COM (2015) 339, s. 2.

⁴⁸ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 15 lipca 2015 roku – *Zainicjowanie procesu publicznych konsultacji na temat nowej struktury rynku energii*, COM (2015) 340, s. 3-4.

⁴⁹ European Commission, *Clean Energy for All Europeans*, 2016.

2019/944/WE (uchylająca dyrektywę 2009/72/WE)⁵⁰ oraz rozporządzenie 2019/943 (uchylające rozporządzenie 714/2009)⁵¹. Regulacje te obok odpowiedzi na nowe wyzwania technologiczne, mają również przyczynić się do usunięcia utrzymujących się przeszkód utrudniających zakończenie tworzenia jednolitego rynku energii elektrycznej. Problemy te wynikają z rozdrobnienia rynków energii, gdzie często dochodzi do regulacyjnej interwencji państw, co powoduje brak równych warunków w dostawach energii elektrycznej oraz wyższe koszty w porównaniu z rozwiązaniami opartymi na współpracy transgranicznej i zasadach rynkowych. UE podkreśla również, że skuteczne wykorzystanie energii odnawialnej jest możliwe jedynie przy odpowiednio elastycznych i innowacyjnych strukturach rynku energii elektrycznej.

Na podstawie tych aktów prawnych wzmocnione zostało również funkcjonowanie rynku hurtowego oraz wymiana transgraniczna energii elektrycznej. *Rozporządzenie 2019/943* w swojej preambule podkreśla znaczenie ujednoczenia krajowych przepisów dotyczących handlu transgranicznego oraz unormowania zasad kształtowania transgranicznych opłat przesyłowych, a także odpowiedniej alokacji zdolności przesyłowych na liniach transgranicznych.

Ponadto na podstawie art. 16 *rozporządzenie 2019/943* wyznaczono zdolność przesyłową na potrzeby obrotu międzystrefowego, która jest kluczowa w kontekście celu zwiększenia możliwości transgranicznego handlu energią elektryczną. Minimalny poziom zdolności przesyłowych ma wynieść przynajmniej 70% technicznych możliwości przesyłowych poszczególnych elementów sieciowych najpóźniej do 31 grudnia 2025 roku. W pozostałych 30% uwzględnione mają zostać przepływy kołowe, przepływy wewnętrzne i margines niezawodności (bezpieczeństwa). Wzrost ma być osiąganym corocznie w równym stopniu w latach 2020 do 2025. Jednak wymagania te są bardzo restrykcyjne i znacząco podnoszą ryzyko związane z udostępnianiem zdolności przesyłowych przez operatora systemu.

Aby uzupełnić współpracę operatorów systemów przesyłowych i umożliwić realizację minimum 70% poziomu zdolności przesyłowych, *rozporządzenie 2019/943* zobowiązuje do utworzenia *Regionalnych Centrów Koordynacyjnych* (RCK), których

⁵⁰ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019 r. str. 125). Wejście w życie: 4 lipca 2019 r. Obecnie obowiązująca.

⁵¹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019 r., s. 55). Wejście w życie: 1 stycznia 2020 r. Obecnie obowiązujące.

zadaniem będzie uzupełnienie roli, jaką pełnią operatorzy systemów przesyłowych, poprzez realizację zadań głównie o charakterze analitycznym, np. wyznaczając zdolności przesyłowe na potrzeby obrotu międzystrefowego, analizy bezpieczeństwa czy tworzenia modeli sieci⁵². Powołanie RCK ma się przyczynić do integracji europejskich rynków energii elektrycznej, równego traktowania jego uczestników oraz skutecznej konkurencji.

Kolejna potrzeba opracowania *rozporządzenia 2019/943* wynikała z konieczności uregulowania problematycznych kwestii związanych z wdrożeniem kodeksów sieci, których opracowanie i przyjęcie nastąpiło z dużym opóźnieniem w stosunku do pierwotnie zakładanego terminu, jakim był rok 2014 (zgodnie z założeniami z trzeciego pakietu energetycznego) (Oettinger, 2011). Za przyczyny niedotrzymania terminu wskazuje się wysoki poziom trudności w opracowaniu szczegółowych zasad ujednoczenia zróżnicowanych systemów i rynków elektroenergetycznych w UE oraz problem w zaangażowaniu uczestników rynku i lobbowanie przez nich niekorzystnych zapisów dotyczących kodeksów sieci (Purchała i in., 2019).

Zapisane rozwiązania prawne w *Rozdziale VII Kodeksy sieci i wytyczne* (art. 58–62 oraz art. 68) *rozporządzenia 2019/943*, wprowadziły zmieniony model tworzenia kodeksów sieci m.in. poprzez określenie obszarów merytorycznie objętych kodeksami sieci (do tej pory część obszarów nie podlegała tego rodzaju regulacjom). Ponadto na podstawie art. 59 ust. 2 *rozporządzenia 2019/943* wskazano, że Komisja Europejska jest uprawniona do przyjęcia trzech nowych kodeksów sieci dotyczących cyberbezpieczeństwa, usług DSR (z ang. *demand side response*) oraz zasad nabywania usług systemowych nie dotyczących częstotliwości. Niestety w wyniku przyśpieszonych prac nad wdrożeniem niektórych rozwiązań (np. w obszarze rynku bilansującego) *rozporządzenie 2019/943* oraz kodeksy sieciowe są częściowo niezgodne. Jednak pomimo tych problemów, UE stara się na bieżąco dostosowywać przepisy i ułatwiać implementację nowych zasad do regulacji krajowych.

Następnym istotnym aktem prawnym wchodzącym w skład czwartego pakietu energetycznego i dotyczącym pogłębienia integracji europejskich rynków energii elektrycznej jest *rozporządzenie 2019/942* ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (uchylające *rozporządzenie 713/2009*)⁵³. W preambule podkreślono, że w związku z bardziej zróżnicowaną produkcją energii

⁵² Forum Energii (2019), *Małymi krokami do wielkich zmian – wpływ pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” na energetykę*, Warszawa, s. 21-22.

⁵³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019 r., s. 22). Wejście w życie: 4 lipca 2019 r. Obecnie obowiązujące.

elektrycznej, konieczne jest zwiększenie wysiłków na rzecz skoordynowania z sąsiednimi krajami polityk energetycznych i wykorzystania możliwości w zakresie transgranicznego obrotu energią elektryczną.

Głównym założeniem nowelizacji rozporządzenia dotyczącego ACER było wzmocnienie jego roli w zakresie transgranicznej współpracy regulacyjnej w sytuacji, gdzie zachodzi ryzyko rozproszenia krajowego procesu podejmowania decyzji i mającego wpływ na problemy niespójności rynku wewnętrznego UE. Zaproponowane zmiany kompetencyjne i organizacyjne agencji mają na celu zwiększenie jej znaczenia w funkcjonowaniu jednolitego rynku energii elektrycznej w UE. Ponadto zgodnie z jego preambułą kluczową funkcją ACER jest monitorowanie kodeksów sieci i wytycznych, co ma podstawowe znaczenia dla wdrażania zasad rynku wewnętrznego. Dodatkowo agencja ma uczestniczyć w przeglądach i zmianach projektów kodeksów sieci, a następnie przedstawiać je do Komisji Europejskiej⁵⁴. Szczegółowe zadania ACER wymieniono w art. 4–12 *rozporządzenia 2019/942*.

Pakiet Zimowy nałożył na państwa członkowskie również obowiązek przygotowania planów awaryjnych na wypadek kryzysów elektroenergetycznych. Obowiązek ten wynika z *rozporządzenia 2019/941* w sprawie gotowości na wypadek zagrożenia w sektorze energii elektrycznej⁵⁵. Jego głównym celem jest ułatwienie zarządzania sieciami transgranicznymi poprzez określenie wspólnych zasad dotyczących sposobów zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym, przygotowania się na nie i zarządzania nimi. Rozporządzenie to wprowadziło zasady identyfikacji oraz oceny ryzyka, nakładając obowiązek przygotowania planów gotowości na wypadek zagrożenia (scenariusze regionalne i krajowe)⁵⁶ oraz wzmocniło funkcjonowanie *Grupy Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej* powołanej na mocy decyzji Komisji z dnia 15 listopada 2012 roku⁵⁷, która odpowiedzialna jest za koordynowanie i monitorowanie działań antykryzysowych.

Pakiet „*Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*” poza wewnętrznym rynkiem energii elektrycznej i bezpieczeństwem energetycznym opisuje również inne wymiary europejskiej unii energetycznej, tj. obniżenie emisyjności, efektywność energetyczna czy innowacje i konkurencyjność. Niewątpliwie wszystkie dotychczasowe pakiety przyspieszają

⁵⁴ Rozporządzenie 2019/943, *op.cit.*, s. 24.

⁵⁵ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożenia w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019 r., s. 1). Wejście w życie: 4 lipca 2019 r. Obecnie obowiązujące.

⁵⁶ *Ibidem*, art. 6-7.

⁵⁷ Decyzja Komisji z dnia 15 listopada 2012 r. ustanawiająca Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej (2012/C 353/02).

formalny proces integracji, jednak brak rynkowych efektów w poszczególnych państwach członkowskich wymaga dalszych interwencji UE. Harmonizacja zasad funkcjonowania rynków ma kluczowe znaczenie dla dalszego procesu tworzenia jednolitego rynku energii elektrycznej. Wraz z nieustannymi reformami rynku energii elektrycznej, zmianie uległo również nazewnictwo dotyczące integracji europejskich rynków energii elektrycznej. Szczegóły przedstawione zostały w tabeli 1.1.

Tabela 1.1. Modyfikacja nazewnictwa dotyczącego integracji europejskich rynków energii elektrycznej

Nazewnictwo ustawowe	Dokument regulujący funkcjonowanie danego pojęcia
Wspólny rynek energii elektrycznej (z ang. <i>common electricity market</i>)	Europejska Wspólnota Gospodarcza z 1957 roku
Wewnętrzny rynek energii elektrycznej (z ang. <i>internal electricity market</i>)	Jednolity Akt Europejski z 1986 roku
Jednolity rynek energii elektrycznej (z ang. <i>single electricity market</i>)	Dyrektywy elektryczne (wchodzące w poszczególne pakiety energetyczne)

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Pach-Gurgul, A. (2012). *Jednolity rynek energii elektrycznej w Unii Europejskiej w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski*. Difin, s. 93–94.

1.2.5. Najważniejsze polityki klimatyczne i energetyczne UE od 2019 roku

W listopadzie 2019 roku Parlament Europejski ogłosił kryzys klimatyczny i środowiskowy poprzez rezolucje w sprawie sytuacji nadzwyczajnej dotyczącej klimatu i środowiska. W związku z tym Komisja Europejska została zobowiązana do dostosowania wszystkich wniosków legislacyjnych do celu związanego z ograniczeniem globalnego ocieplenia do poziomu poniżej 1,5°C⁵⁸. W kolejnej rezolucji dotyczącej konferencji Organizacji Narodów Zjednoczonych (ONZ) w sprawie zmiany klimatu Parlament Europejski wezwał Unię Europejską do przygotowania strategii osiągnięcia neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 roku⁵⁹. W związku z tym Komisja Europejska w komunikacie z dnia 11 grudnia 2019 roku przedstawiła *Europejski Zielony Ład* (z ang. *European Green Deal*), który zakłada osiągnięcie neutralności klimatycznej przez kraje Unii Europejskiej do 2050 roku⁶⁰. Inicjatywa ta w porównaniu do wcześniej przedstawionych

⁵⁸ Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 28 listopada 2019 r. w sprawie alarmującej sytuacji klimatycznej i środowiskowej (2019/2930(RSP)).

⁵⁹ Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 28 listopada 2019 r. w sprawie konferencji ONZ w sprawie zmiany klimatu 2019 (COP25) w Madrycie (Hiszpania) (2019/2712(RSP)).

⁶⁰ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów - Europejski Zielony Ład (COM (2019) 640 final).

pakietów energetyczno-klimatycznych, ma charakteryzować się podejściem całościowym, obejmującym nie tylko sektor energetyczny, ale i inne obszary gospodarki⁶¹.

Podwaliną *Europejskiego Zielonego Ładu* był pakiet „*Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*”, w którym po raz pierwszy Komisja Europejska jako jeden ze scenariuszy założyła osiągnięcie neutralności klimatycznej. Realizacja tego celu będzie możliwa tylko poprzez całkowite wyeliminowanie wszystkich szkodliwych dla klimatu emisji gazów cieplarnianych (Capros i in., 2019). Głównym celem *Europejskiego Zielonego Ładu* jest „przekształcenie Unii Europejskiej w sprawiedliwe i prosperujące społeczeństwo żyjące w nowoczesnej, zasobooszczędnej i konkurencyjnej gospodarce, która w 2050 roku osiągnie zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto i w ramach której wzrost gospodarczy będzie oddzielony od wykorzystania zasobów naturalnych”.

Zatem nadrzędnym celem dokumentu jest dekarbonizacja gospodarki europejskiej, która możliwa będzie jedynie przy urzeczywistnieniu wewnętrznego europejskiego rynku energii elektrycznej. Założona transformacja energetyczna ma wpływ zarówno na źródła energii, jak i na sieci elektroenergetyczne. Skokowy wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) stwarza wyzwanie dla sieci elektroenergetycznej, która musi przyjąć coraz większą ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w ograniczonym czasie. Ponadto produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych często uzależniona jest od warunków atmosferycznych oraz pory dnia.

Sieci energetyczne oraz wzajemne połączenia transgraniczne na europejskim rynku energii elektrycznej zapewniają integrację źródeł pogodozależnych, zwiększają bezpieczeństwo energetyczne i konkurencyjność, a także wspierają dekarbonizację (Escribano i in., 2023). Aktualnie instytucje unijne pracują nad kolejnymi projektami aktów prawnych oraz propozycjami legislacyjnymi wchodzącymi w skład *Zielonego Ładu*⁶².

Jednym z kluczowych pakietów regulacyjnych realizujących założenia *Europejskiego Zielonego Ładu* jest zestaw wniosków ustawodawczych ogłoszonych 14 lipca 2021 roku o nazwie *Gotowi na 55* (z ang. *Fit for 55*). Nazwa pakietu odnosi się do założonego celu, którym jest zmniejszenie w Unii Europejskiej do 2030 roku emisji gazów cieplarnianych o 55% względem 1990 roku oraz dążenie do neutralności klimatycznej w 2050 roku⁶³. Pakiet ten składa się z 13 aktów legislacyjnych, które są zarówno nowelizacją

⁶¹ Klub Jagielloński (2022). Europejski Zielony Ład – stan realizacji, wyzwania, nadzieje. Raport 06/2022.

⁶² Kalendarium Europejskiego Zielonego Ładu: <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/timeline-european-green-deal-and-fit-for-55/> [data odczytu: 07.07.2023 r.].

⁶³ Gotowi na 55: <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> [data odczytu: 07.07.2023 r.].

istniejących dyrektyw, jak i nowymi regulacjami. Celem Komisji Europejskiej jest dostosowanie istotnych regulacji Unii Europejskiej do założonej redukcji emisji gazów cieplarnianych. Realizacja głównego celu pakietu *Gotowi na 55* wymaga m.in.⁶⁴:

- zwiększenia celu poprawy efektywności energetycznej (ograniczenie o 11,7% zużycia energii końcowej na poziomie Unii Europejskiej do 2030 roku w porównaniu z prognozami z 2020 roku),
- zwiększenia udziału energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych (osiągnięcie produkcji energii elektrycznej z OZE na poziomie 40% do 2030 roku),
- zaostrzenia unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (z ang. *European Union Emission Trading System* - EU ETS) (m.in. poprzez zmniejszenie liczby uprawnień do emisji),
- wprowadzenie mechanizmu dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem CO₂ (z ang. *Carbon Border Adjustment Mechanism*), określanego jako cło węglowe.

Lata 2022 i 2023 to czas intensywnej pracy w Parlamencie Europejskim i Radzie Unii Europejskiej nad zatwierdzeniem ostatecznego brzmienia wniosków legislacyjnych, dotyczących rewizji m.in. dyrektyw:

- w sprawie opodatkowania energii (z ang. *Energy Taxation Directive* – ETD),
- w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (z ang. *Renewable Energy Directive II* – REDII),
- w sprawie efektywności energetycznej (z ang. *Energy Efficiency Directive* – EED),
- ustanawiającej system EU ETS.

Regulacje w ramach pakietu *Gotowi na 55* wprowadzają nowe wymogi i istotne zmiany w otoczeniu rynkowym oraz regulacyjnym dla podmiotów w sektorze energetycznym. Ponadto przyczyniają się do rozwoju rynku odnawialnych źródeł energii, co ostatecznie wpływa na zwiększoną ilość przesyłu energii elektrycznej w Europie. W związku z tym konieczna staje się rozbudowa oraz modernizacja sieci elektroenergetycznej. Poprawa połączeń energetycznych jest niezbędna do osiągnięcia celów klimatycznych, zwiększenia odporności energetycznej Unii Europejskiej oraz jest warunkiem solidarności energetycznej (zapisanej w *Traktacie z Lizbony*) w Unii Europejskiej, gdy ilość energii staje się niewystarczająca (Jäger i in., 2023).

W lutym 2022 roku inwazja Rosji na Ukrainę poważnie zakłóciła europejski system energetyczny. Wówczas uwidoczniła została nadmierna zależność krajów Unii

⁶⁴ *Ibidem*.

Europejskiej od importu gazu, węgla i ropy naftowej z Rosji. W związku z tym Komisja Europejska w komunikacie „*REPowerEU: Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie*” z 8 marca 2022 roku wezwała do szybkiego uniezależnienia się od paliw kopalnych z Rosji i przyśpieszenia realizacji celów *Europejskiego Zielonego Ładu*⁶⁵. Ostatecznie 18 maja 2022 roku Komisja Europejska opublikowała plan *REPowerEU* wraz z pakietem dokumentów dodatkowych. Na podstawie pakietu wniosków *Gotowi na 55* w planie *REPowerEU* przedstawiono dodatkowe działania na rzecz⁶⁶:

- oszczędności energii elektrycznej – zmiana celu w zakresie zmniejszenia zużycia energii do 2030 do 13% w porównaniu z prognozami przedstawionymi w scenariuszu odniesienia 2020 roku,
- zastąpienia paliw kopalnych energią ze źródeł odnawialnych – zmiana celu w zakresie poziomu produkcji energii elektrycznej z OZE z 40% do 45% (w stosunku do propozycji zawartej w pakiecie *Gotowi na 55*),
- dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych z Rosji do Europy.

W ramach planu *REPowerEU* przygotowane zostały odpowiednie środki finansowe służące budowie nowej infrastruktury energetycznej oraz systemu energetycznego. Dotacje i zwrotne formy wsparcia w ramach planu mogą zostać wykorzystane m.in. na likwidację wewnętrznych i transgranicznych wąskich gardeł w przesyłce i dystrybucji energii elektrycznej, a także budowę magazynów energii⁶⁷.

1.3. Implementacja unijnych regulacji w zakresie jednolitego rynku energii elektrycznej do polskiego systemu prawnego

1.3.1. Polski sektor energii elektrycznej w okresie gospodarki planowanej

W latach 1987–1990 za zarządzanie centralne polską elektroenergetyką odpowiadała *Wspólnota Energetyki i Węgla Brunatnego*. Celem Wspólnoty było zapewnienie ekonomicznie efektywnego, bieżącego i nieprzerwanego zaspokojenia potrzeb gospodarki narodowej i ludności na energię elektryczną oraz prawidłowego i efektywnego

⁶⁵ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – *REPowerEU: Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie* – COM (2022) 108.

⁶⁶ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów - Plan *REPowerEU* - {SWD (2022) 230}.

⁶⁷ *REPowerEU: polityka energetyczna w krajowych planach odbudowy i zwiększania odporności*: <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/eu-recovery-plan/repowereu/> [data odczytu: 08.07.2023 r.].

ekonomicznie wykorzystania zasobów węgla brunatnego⁶⁸. Działanie *Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego* miało głównie charakter socjalny oraz polityczny (Pach-Gurgul, 2012).

W latach 1970–1990 polski sektor elektroenergetyczny borykał się z szeregiem negatywnych zjawisk związanych z wysoce energochłonną gospodarką w porównaniu do krajów Europy Zachodniej, dużą zależnością od węgla, pogorszeniem stanu środowiska spowodowanym w dużej części przez sektor energetyczny czy nieefektywnym systemem cen paliw oraz energii elektrycznej.

Zmiany o charakterze społeczno-politycznym po wyborach w 1989 roku rozpoczęły transformację ustrojową powiązaną z urynkowaniem gospodarki. Był to początek liberalizacji sektora elektroenergetycznego oraz restrukturyzacji zmierzającej do demonopolizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych (Motowidlak, 2019). Ostatecznie restrukturyzację sektora elektroenergetycznego w Polsce rozpoczęto od likwidacji *Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego* w 1990 roku⁶⁹.

1.3.2. Początki polskiego sektora energii elektrycznej w okresie gospodarki rynkowej

Wraz z likwidacją *Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego* utworzono mniejsze spółki Skarbu Państwa. Polska elektroenergetyka podzielona została na trzy podstawowe sektory: wytwarzania (obejmujący 17 elektrowni oraz 14 elektrociepłowni), przesyłania (reprezentowany przez powołaną przez Skarb Państwa jednoosobową spółkę akcyjną *Polskie Sieci Elektroenergetyczne* (PSE S.A.)) oraz dystrybucji (obejmujący 33 zakłady energetyczne) (Żebryk, 2018). Poza tym samodzielnie funkcjonowały kopalnie węgla kamiennego oraz brunatnego, które pozostały własnością Skarbu Państwa.

Głównym zadaniem powołanej spółki PSE S.A. było zarządzanie krajowym przesyłem energii elektrycznej, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego i dbałość o konkurencyjność sektora. Spółka PSE S.A. stała się właścicielem majątku sieciowego, a także pośrednikiem pomiędzy wytwórcami a spółkami dystrybucyjnymi w obrocie energią elektryczną (Kowalak, 2002).

Przedmiot działania i rola spółki PSE S.A. zmieniały się na przestrzeni lat. W pierwszych latach funkcjonowania spółka zajmowała się przede wszystkim dysponowaniem mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym oraz hurtowym

⁶⁸ Ustawa z dnia 23 października 1987 r. o utworzeniu Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego (Dz. U. Nr 33, poz. 183). Wejście w życie: 24 października 1977 r. Uchylona z dniem: 30 września 1990 r.

⁶⁹ Ustawa z dnia 24 lutego 1990 r. o likwidacji Wspólnoty Węgla Kamiennego i Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz.U. Nr. 14 poz. 89 z późn. zm.). Wejście w życie: 13 marca 1990 r. Obecnie obowiązują.

obrotem energią elektryczną (w tym międzynarodowym obrotem). W 1994 roku spółka PSE S.A. po raz pierwszy podpisała kontrakty długoterminowe z wytwórcami energii elektrycznej, co rozpoczęło nowy model finansowania inwestycji w sektorze energetycznym. Możliwe stało się pozyskanie finansowania na modernizację istniejących i budowę nowych mocy wytwórczych (Czekaj, 2001). Na dalsze funkcjonowanie PSE S.A. największy wpływ miało uchwalenie przez Parlament Rzeczypospolitej Polskiej w 1997 roku ustawy *Prawo energetyczne* (Soliński i Gawlik, 2012).

1.3.3. Powstawanie ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku - Prawo energetyczne wraz z dalszymi nowelizacjami

Reformy po 1989 roku sprawiły, że obowiązujące regulacje prawne nie były dostosowane do zmian w gospodarce elektroenergetycznej. Prowadzone prace nad przepisami prawa dla sektora elektroenergetycznego doprowadziły do ustanowienia w 1997 roku ustawy *Prawo energetyczne*⁷⁰. Ustawa ta stała się początkiem procesu tworzenia zliberalizowanego polskiego rynku energii elektrycznej. Ponadto Polska nim jeszcze stała się członkiem UE, rozpoczęła proces dostosowywania swojego prawa do wymagań unijnych. Stąd istotą funkcjonowania nowej ustawy *Prawo energetyczne* stała się potrzeba implementacji wymagań *dyrektywy 96/92/WE*. Dyrektywa ta podlegała transpozycji do przepisów prawnych państw członkowskich do lutego 1999 roku.

Pierwszy pakiet energetyczny wskazał bardzo ogólne wymagania dotyczące organu regulacyjnego, ograniczając się jedynie do wskazania potrzeby utworzenia takiego podmiotu. Jednak Polska już w 1997 roku powołała *Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki* (Prezes URE) na podstawie *ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*. Jego głównym celem jest realizacja zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowanie konkurencji.

Istotne stało się również zapewnienie niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich do sieci (zgodnie z zasadą TPA), za który odpowiadał Prezes URE. W praktyce zasada ta dawała możliwość korzystania przez odbiorcę z sieci dystrybutora w celu dostarczenia energii kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy (Łangowski, 2016). Nowa *ustawa Prawo energetyczne* z kwietnia 1997 roku rozpoczęła proces stopniowego wdrażania tej zasady, jednak pełne funkcjonowanie nastąpiło dopiero z drugim pakietem energetycznym.

⁷⁰ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348). Wejście w życie: 5 grudnia 1997 r. Obecnie obowiązuje.

Aby wyeliminować zachowania dyskryminacyjne na rynku energii elektrycznej, kraje członkowskie zostały zobligowane do wdrożenia nie tylko Zasady TPA, ale również oddzielenia działalności przesyłu i dystrybucji, od działań konkurencyjnych, tj. wytwarzania i sprzedaży. Dostosowanie przepisów polskiego prawa energetycznego do wymogów pierwszego pakietu energetycznego UE odnosiło się jedynie do rozdziału księgowego (art. 44 ustawy *Prawo energetyczne* z kwietnia 1997 roku)⁷¹.

Od 1997 roku *ustawa Prawo energetyczne* ulegała wielokrotnym nowelizacjom, które wywołane były koniecznością implementacji przepisów unijnych. Regulacje zawarte w *dyrektywie 2003/54/WE* oraz *rozporządzeniu 1228/2003* (drugi pakiet energetyczny) zostały zaimplementowane do polskiego porządku prawnego wraz z *ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska*⁷², a następnie poprzez jej nowelizację *ustawą z dnia 8 stycznia 2010 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw*⁷³. Nowe ustawodawstwo umożliwiło rozdzielenie operatora systemu przesyłowego (OSP) i operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD). W praktyce oznaczało to wydzielenie niezależnej spółki PSE – Operator S.A. ze struktury PSE S.A.

W ramach dalszej liberalizacji polskiego rynku energii elektrycznej konieczne było umożliwienie swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. Zapewnienie niedyskryminującego dostępu do sieci wynikało z przepisu art. 4j. *ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku - Prawo energetyczne*, jednak szczegółowe zasady przedstawione zostały w *Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 roku w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych*.

Ponadto *dyrektywa 2003/54/WE* rozszerzyła oraz skonkretyzowała prawo wyboru dostawcy energii elektrycznej, gdzie od 1 lipca 2004 roku prawo swobody nabywania energii od wybranego sprzedawcy otrzymali odbiorcy niebędący gospodarstwami domowymi, a od 1 lipca 2007 roku pozostali odbiorcy⁷⁴. Również nowelizacja prawa energetycznego z 4 marca 2005 roku dostosowała harmonogram otwarcia rynku energii elektrycznej w Polsce do wymogów *dyrektywy 2003/54/WE*.

⁷¹ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348), art. 44.

⁷² Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – *Prawo energetyczne* oraz ustawy – *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. 2005 Nr 62 poz. 552). Wejście w życie: 3 maja 2005 r. Uchylona z dniem: 1 stycznia 2011 r.

⁷³ Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – *Prawo energetyczne* oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. 2010 Nr 21 poz. 104). Wejście w życie: 11 marca 2010 r. Uchylona z dniem: 12 marca 2012 r.

⁷⁴ *Ibidem*, s. 222.

Na uwagę zasługuje również przejęty przez Ministerstwo Gospodarki w 2006 roku *Program dla energetyki*, którego jednym z głównych celów było zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego oraz wzrost niezawodności dostaw energii elektrycznej dla odbiorców, zapewniony przez budowę odpowiednio silnych struktur organizacyjnych przedsiębiorstw energetycznych⁷⁵. W ramach programu przewidziano przekształcenie struktury sektora energetycznego, które w wyniku przeprowadzonej konsolidacji w latach 2006–2008 doprowadziło do powstania czterech pionowo zintegrowanych grup energetycznych (holdingów energetycznych), tj. Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A., Grupa Kapitałowa Polska Grupa Energetyczna PGE S.A., Grupa Kapitałowa ENERGA S.A. oraz Grupa Kapitałowa ENEA S.A. (Zamasz, 2015).

Drugi pakiet energetyczny, poza realizacją procesu rozdziału działalności oraz zasady TPA, wzmocnił również funkcjonowanie organów regulacyjnych, poprzez szczegółowe określenie ich funkcji, kompetencji i uprawnień administracyjnych. Zgodnie z art. 23 ust. 1 *dyrektywy 2003/54/WE* organy regulacyjne miały być w pełni niezależne od interesów przemysłu energetycznego. W Polsce zgodnie z art. 21 ust. 2a *ustawy Prawo energetyczne*, nadzór nad Prezesem URE sprawować miało Ministerstwo Gospodarki. Zapis ten wykluczał możliwość niezależnego podejmowania decyzji przez organ regulacyjny.

W dniu 11 września 2013 roku weszła w życie *ustawa z dnia 26 lipca 2013 roku o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*⁷⁶, określana w literaturze jako „mały trójpak energetyczny”. Ustawa ta była efektem dostosowywania przepisów prawa energetycznego w Polsce do wymogów zawartych w trzecim pakiecie energetycznym, zwłaszcza w *dyrektywie 2009/72/WE*. Nowelizacja *ustawy Prawo energetyczne* pogłębiła dalsze działania na rzecz rozdziału działalności. W tym zakresie wprowadzono instrumenty zobowiązujące nie tylko do przeprowadzenia rozdziału księgowego i prawnego, ale również własnościowego.

W ramach trzeciego pakietu energetycznego powołano również agencję ACER oraz utworzono ENTSO. Polska, zgodnie z *Polityką energetyczną Polski do 2030 roku* przyjętą przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku zadeklarowała aktywne uczestnictwo w strukturach ACER oraz ENTSO poprzez kształtowanie rozwiązań w zakresie regulacji rynków oraz współpracy operatorskiej, a także realizację krajowych inwestycji w ramach

⁷⁵ Ministerstwo Gospodarki (2006). *Program dla elektroenergetyki*, Warszawa, s. 13-14.

⁷⁶ Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2013 poz. 984). Wejście w życie: 11 września 2013 r. Obecnie obowiązuje.

rozwoju infrastruktury europejskiej oraz współpracę w ramach europejskich kodeksów sieci⁷⁷.

Czwarty pakiet energetyczny nałożył na kraje członkowskie minimalny poziom zdolności przesyłowych, który do 31 grudnia 2025 roku ma wynieść przynajmniej 70% technicznych możliwości przesyłowych poszczególnych elementów sieciowych. Polska złożyła wniosek do organów regulacyjnych UE z prośbą o przyznanie odstępstwa od obowiązku udostępniania minimalnej wielkości międzystrefowych zdolności przesyłowych. We wniosku Polska wskazała na dwie przyczyny uzasadniające konieczność uzyskania odstępstwa⁷⁸:

- brak możliwości ograniczenia przepływów kołowych z sąsiednich systemów,
- niepewność związaną z wielkością przepływów tranzytowych przez krajowy system elektroenergetyczny.

Cel 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy powinien być realizowany od 1 stycznia 2020 roku. Jeżeli występują problemy w jego realizacji na skutek występowania strukturalnych ograniczeń sieciowych, państwo członkowskie może przygotować plan działania, który pozwoli osiągnąć ten cel w inny sposób, jednak przy zachowaniu ostatecznego terminu, jakim jest 31 grudnia 2025 roku. Plan działania wraz z załącznikami został przyjęty 17 grudnia 2019 roku przez Komitet ds. Europejskich i uzyskał prawo do stopniowego osiągnięcia celu⁷⁹.

Dodatkowo *rozporządzenie 2019/943* obliguje operatorów systemów przesyłowych do utworzenia Regionalnych Centrów Koordynacyjnych (RCK), których zadaniem będzie uzupełnienie roli, jaką pełnią operatorzy systemów przesyłowych, poprzez realizację zadań o znaczeniu regionalnym m.in. w odniesieniu do bezpieczeństwa pracy systemów przesyłowych. Prezes URE zatwierdził wniosek OSP o utworzenie RCK dla Europy Środkowej. Od 1 lipca 2022 roku swoją działalność rozpoczęły dwa centra z siedzibą w Brukseli i Monachium. Do ich głównych zadań należy m.in. skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych, tworzenie wspólnych modeli sieci, przygotowanie

⁷⁷ Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Warszawa, s. 26.

⁷⁸ Prezes URE przychylił się do wniosku PSE o przyznanie odstępstwa od obowiązku udostępniania minimalnej wielkości międzystrefowych zdolności przesyłowych: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9205,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-przychylił-sie-do-wniosku-PSE-o-pryznanie.html> [data odczytu: 30.11.2021 r.].

⁷⁹ Plan działania opracowany na podstawie art. 15 Rozporządzenia (UE) 2019/943 – wraz z załącznikami.

skoordynowanej analizy bezpieczeństwa czy wsparcie oceny spójności planów obrony przed zagrożeniami i odbudowa systemu⁸⁰.

1.4. Zasady funkcjonowania europejskiego rynku energii elektrycznej

1.4.1. Siedem Regionalnych Inicjatyw Elektroenergetycznych

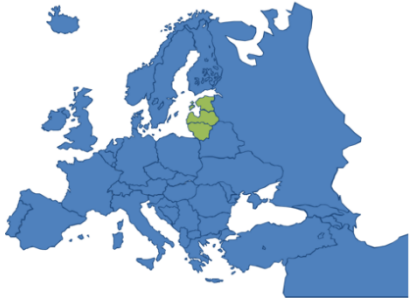

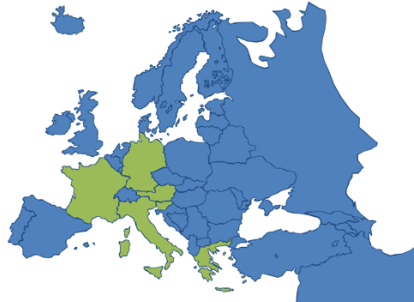
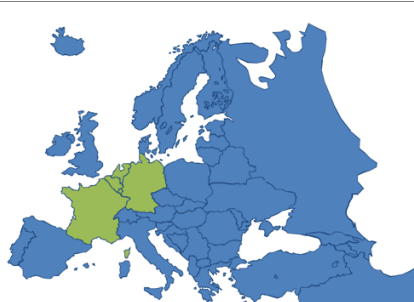
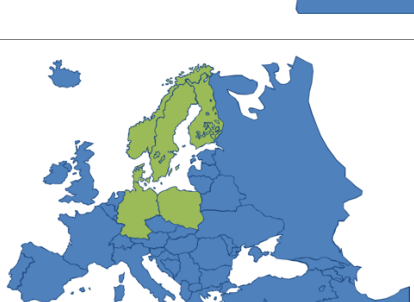
Zasady ustalone w dyrektywach elektroenergetycznych dla różnych rynków w Europie mają na celu zbudowanie bardziej konkurencyjnego, elastycznego oraz niedyskryminacyjnego rynku energii elektrycznej. W tym celu organy regulacyjne ustalone w każdym europejskim kraju podejmują różne działania na rzecz zagwarantowania dostaw i obniżenia cen energii elektrycznej oraz utrzymania konkurencji i poszanowania środowiska naturalnego. Obserwowany był jednak różny stopień otwierania rynku i rozwoju połączeń międzysystemowych pomiędzy sieciami przesyłowymi energii elektrycznej w poszczególnych krajach.

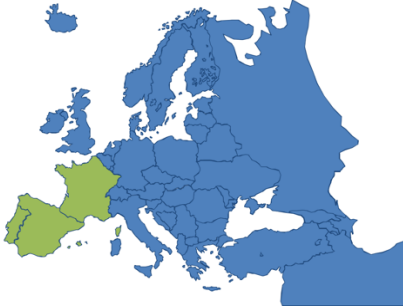

W celu rozwiązania tego problemu, w marcu 2004 roku w dokumencie strategicznym pt. „Średnioterminowa Wizja Rynku Wewnętrznej Energii Elektrycznej” (z ang. *Medium-term Vision for the Internal Electricity Market*)⁸¹, Komisja Europejska przedstawiła wizję i proces pogrupowania rynków energii w siedem regionów. Następnie w lutym 2006 roku Europejska grupa Regulatorów Energii i Gazu (z ang. *European Regulators Group for Electricity and Gas* – ERGEG, obecnie ACER), uruchomiła siedem Regionalnych Inicjatyw Elektroenergetycznych (z ang. *Electricity Regional Initiative* – ERI), tworząc regionalne rynki energii elektrycznej. Do składu krajów wchodzących do ERI należały nie tylko kraje UE, ale również Norwegia, która współpracuje z krajami UE poprzez Porozumienie o Europejskim Obszarze Gospodarczym czy traktat z Schengen. Przedstawiony podział ERI nie obejmuje jednak Szwajcarii, która również analizowana będzie w niniejszej dysertacji. Szczegółowe informacje dotyczące podziału ERI przedstawiono w tabeli 1.2.

⁸⁰ Prezes URE zatwierdził wniosek OSP o utworzenie Regionalnych Centrów Koordynacyjnych dla Europy Środkowej: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9327,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-zatwierdził-wniosek-OSP-o-utworzenie-Regio.html> [data odczytu: 30.11.2021 r.].

⁸¹ European Commission (2004). *Medium-term Vision for the Internal Electricity Market*, DG Energy, and transport Working Paper, 01.03.2004.

Tabela 1.2. Siedem Regionalnych Inicjatyw Elektroenergetycznych

Regionalna Inicjatywa Elektroenergetyczna	Położenie geograficzne	Kraje	Wiodący regulator
Rynek Bałtycki (BK)		Estonia, Łotwa, Litwa	Łotwa
Rynek Europy Środkowo-Wschodniej (CEE)		Austria, Czechy, Niemcy, Węgry, Polska, Słowacja, Słowenia	Austria
Rynek Europy Środkowo-Południowej (CSE)		Austria, Francja, Grecja, Niemcy, Włochy, Słowenia	Włochy
Europy Środkowo-Zachodniej (CWE)		Belgia, Francja, Niemcy, Luksemburg, Holandia	Belgia
Rynek Europy Północnej / nordycki (NE)		Dania, Finlandia, Niemcy, Norwegia, Polska, Szwecja	Dania

Rynek Europy Południowo-Zachodniej (SWE)		Francja, Portugalia, Hiszpania	Hiszpania
Rynek Francja-UK-Irlandia (FUI)		Francja, Irlandia, Wielka Brytania	Wielka Brytania

Źródło: opracowanie własne na podstawie: European Commission (2004). *Medium-term Vision for the Internal Electricity Market*, DG Energy, and transport Working Paper, 01.03.2004.

Głównym celem utworzenia Regionalnych Inicjatyw Elektroenergetycznych było zapewnienie etapu pośredniego dla skonsolidowanego europejskiego rynku energii elektrycznej. Powołanie rynków regionalnych miało ułatwić integrację i kreować regionalne zachowania prointegracyjne. Jednym z założeń było również to, że regiony będą mogły się łączyć w wybranym przez siebie momencie, na podstawie zasad zaakceptowanych przez kraje danej Inicjatywy. Polska w ramach ERI należy do rynku Europy Północnej oraz rynku Europy Środkowo-Wschodniej⁸².

Wraz z rozwojem gospodarczym oraz rozwojem systemów elektroenergetycznych tworzone były różne modele rynku energii związane z rozliczeniem cen energii elektrycznej. Obecnie wykorzystywane są dwa modele ustalania ceny energii: węzłowe oraz strefowe. W modelu węzłowym koszty energii zależą od miejsca, do którego jest dostarczana. Każdy producent jest opłacany przez klientów zgodnie z lokalną ceną w węźle, w którym się znajduje. Z kolei w modelu strefowym funkcjonują strefy oznaczające cały kraj lub wydzielone duże obszary w ramach jednego kraju. Zakłada się, że wewnątrz stref nie występują ograniczenia związane z przesyłem energii elektrycznej oraz obowiązuje jednakowa cena energii elektrycznej. W praktyce Stany Zjednoczone i niektóre inne kraje stosują ceny węzłowe, podczas gdy Europa i Australia preferują ceny strefowe (Borowski,

⁸² Regionalne Inicjatywy Elektroenergetyczne: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/współpracamiedzynarod/inicjatywy-regionalne/4946,Regionalne-Inicjatywy-Elektroenergetyczne.html> [data odczytu: 12.01.2022 r.].

2020). W Europie strefy wyznaczone są zgodnie z granicami krajów, jednak występują pewne odstępstwa np.:

- Szwecja podzielona jest na cztery strefy (SE1-SE4),
- Norwegia podzielona jest na pięć stref (NO1-NO5),
- Dania podzielona jest na dwie strefy (DK1-DK2),
- Włochy podzielone są na sześć stref (IT1-IT6).

1.4.2. Podstawowe segmenty rynku energii elektrycznej

Wraz z rozpoczęciem budowy jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie rozpoczęto prace nad przyjęciem rozwiązań, które umożliwią efektywne połączenie poszczególnych rynków w jeden sprawnie funkcjonujący paneuropejski rynek energii elektrycznej. Unia Europejska założyła stworzenie czterech podstawowych segmentów rynkowych:

- Rynek dnia następnego (RDN) (z ang. *Day Ahead Market*),
- Rynek dnia bieżącego (RDB) (z ang. *Intra-Day Market*),
- Rynek długoterminowych praw przesyłowych (z ang. *Forward Market*),
- Transgraniczny rynek bilansujący (z ang. *Cross-Border Balancing Market*).

Rynek energii elektrycznej można zatem podzielić na dwa podstawowe rodzaje: rynek spot, na którym energia elektryczna jest sprzedawana w celu natychmiastowej fizycznej dostawy, oraz rynek terminowy, na którym dostawa następuje w późniejszym terminie i po określonej cenie (Bessa, 2018). Podstawowym okresem handlu na rynku spot jest zwykle jedna godzina. Ceny energii elektrycznej na tym rynku ulegają również wahaniom, ponieważ są one silnie uzależnione od warunków pogodowych (zwłaszcza wiatru i opadów) oraz zapotrzebowania (co do zasady rosną w godzinach największego zapotrzebowania, a maleją we wczesnych godzinach porannych i nocnych). Z kolei transakcje terminowe dotyczą kontraktów na dostawę energii elektrycznej w perspektywie np. tygodnia, miesiąca, kwartału czy roku. Zaletą transakcji terminowych jest zabezpieczenie przyszłej ceny sprzedaży, która jest ustalana w momencie zawarcia kontraktu. W przypadku Polski popularnym instrumentem jest kontrakt na dostawę energii elektrycznej przez cały kolejny rok, oznaczany jako „*1-year forward*”.

Obrót energią elektryczną odbywa się w ramach rynku hurtowego, detalicznego oraz bilansującego. Uczestnikami rynku hurtowego są przede wszystkim elektrownie systemowe (które sprzedają wyprodukowaną energię), przedsiębiorstwa obrotu (które kupują energię

w celu odsprzedaży jej klientom) oraz duzi odbiorcy końcowi (zwłaszcza z przemysłów energochłonnych). Z kolei uczestnikami rynku detalicznego są przedsiębiorstwa obrotu (którzy zajmują się sprzedażą energii elektrycznej) oraz klienci ostateczni (którzy w ramach kontraktu z przedsiębiorstwem obrotu kupują energię elektryczną). Specyficznym obszarem rynku energii jest również rynek bilansujący, gdzie dochodzi do bilansowania różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną⁸³. Integracja rynków energii elektrycznej musi zatem postępować na wszystkich wyżej wymienionych segmentach, aby stworzyć ścisłą ich współpracę.

Stabilna praca systemu elektroenergetycznego wymaga, aby wytwarzanie energii elektrycznej (podaż) i obciążenie na energię (popyt) były zawsze zrównoważone. Ta koordynacja staje się coraz większym wyzwaniem ze względu na trwającą transformację energetyczną (Trebien i in., 2023). Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych, takich jak energia wiatrowa i słoneczna, zależy m.in. od warunków atmosferycznych, pory dnia czy uwarunkowań geograficznych (Staffell i Pfenninger, 2018). Praca źródeł OZE jest zatem niestabilna, przez co ceny energii elektrycznej są również niestabilne (Han i in., 2022).

Na europejskim rynku energii elektrycznej od lat istnieje mechanizm *merit order* określający poziom cen energii, który ma na celu zagwarantowanie dostaw energii elektrycznej od różnych dostawców. W pierwszej kolejności do systemu trafia energia elektryczna z najtańszych źródeł, ale jej koszt kształtuje się na podstawie ceny produkcji najdroższej instalacji, która jest potrzebna do zaspokojenia aktualnego zapotrzebowania na energię elektryczną. Ten poziom kosztów wpływa na kształtowanie się ceny energii elektrycznej na całym rynku hurtowym. Obecnie na europejskim rynku energii elektrycznej najwyższe koszty zmienne ponoszą zazwyczaj źródła gazowe (ze względu na ograniczenie dostaw rosyjskiego gazu, jego cena na rynkach rośnie, a w związku z tym rośnie cena energii elektrycznej). Szczegóły dotyczące klasyfikacji elektrowni według kosztów krańcowych (od najniższych do najwyższych) w mechanizmie *merit order* przedstawiono na rysunku 1.1.

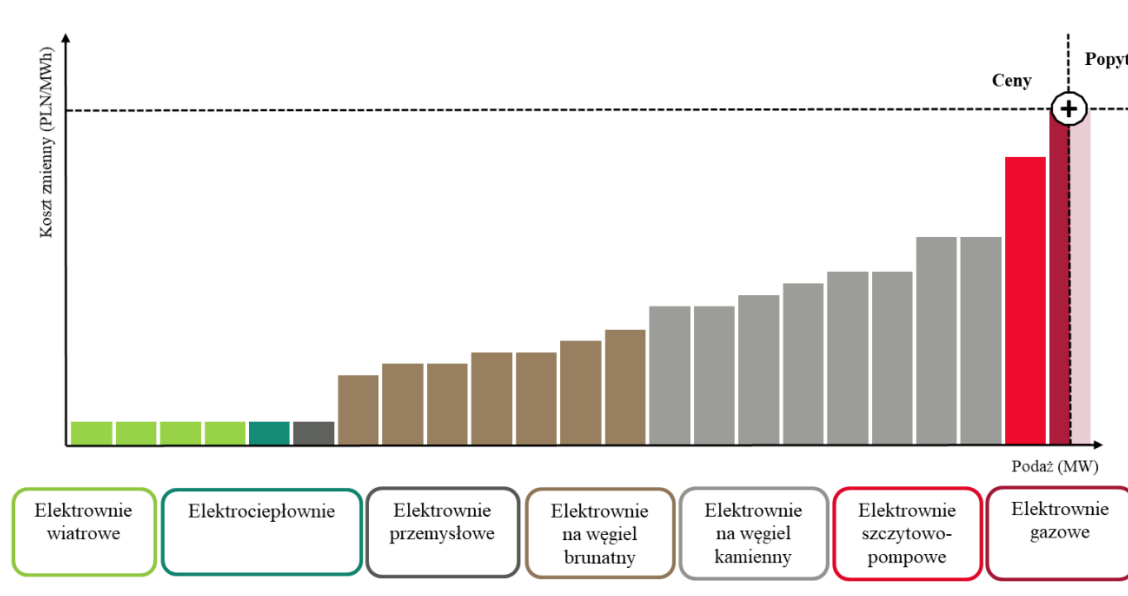
⁸³ Uczestnicy rynku i formy handlu energią: <https://www.cire.pl/artykuly/bez-kategorii/37676-uczestnicy-ryнку-i-formy-handlu-energia> [data odczytu: 11.10.2022 r.].



Rysunek 1.1. Klasyfikacja elektrowni według kosztów krańcowych w mechanizmie merit order

Źródło: opracowanie własne na podstawie: PKEE - Mechanizmy kształtowania cen energii: <https://pkee.pl/aktualnosci/mechanizmy-ksztaltowania-cen-energii/> [data odczytu: 16.08.2023 r.].

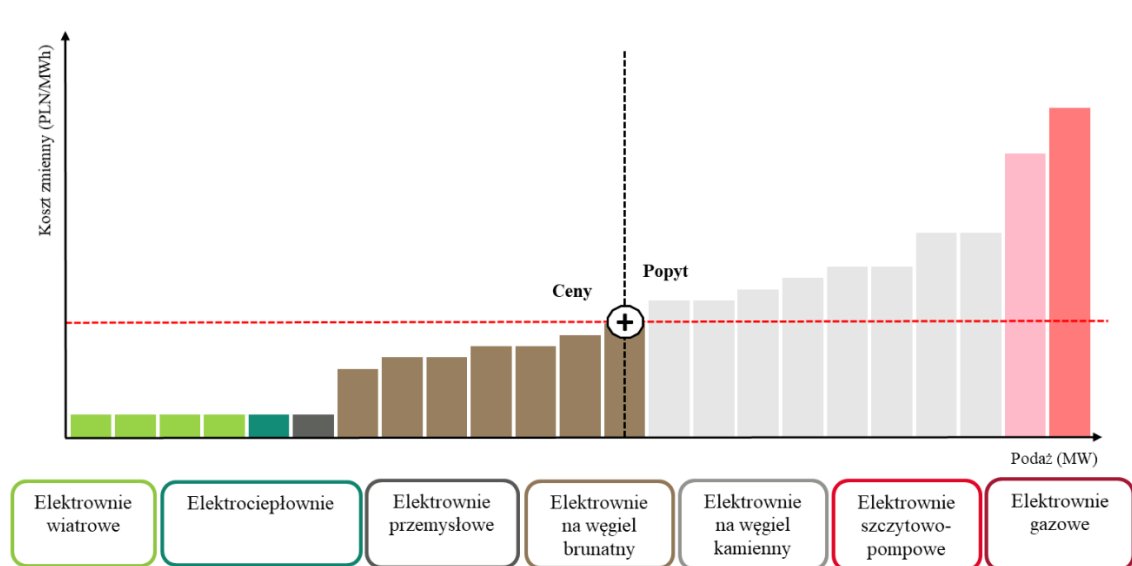
W momencie, gdy pojawia się wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną i do systemu włączone są elektrownie gazowe, wówczas koszty zmienne takiej elektrowni wyznaczają bieżącą cenę energii elektrycznej, a zaznaczony na rysunku 1.2. „plus” wyznacza hurtowe ceny energii elektrycznej. Szczegóły dotyczące funkcjonowanie mechanizmu *merit order* przy wysokim zapotrzebowaniu na energię elektryczną przedstawiono na rysunku 1.2.



Rysunek 1.2. Funkcjonowanie mechanizmu *merit order* przy wysokim zapotrzebowaniu na energię elektryczną

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: PKEE - mechanizm ceny krańcowej: <https://pkee.pl/wp-content/uploads/2022/09/Mechanizm-ceny-krańcowej-material-educacyjny.pdf> [data odczytu: 30.08.2023 r.].

Jeżeli jednak zmniejszone zostanie zużycie energii elektrycznej, a zapotrzebowanie będzie mniejsze, wówczas cenę energii wyznaczy tańsze źródło i będzie ona niższa. Szczegóły dotyczące funkcjonowanie mechanizmu *merit order* przy niższym zapotrzebowaniu na energię elektryczną przedstawiono na rysunku 1.3. Również w sytuacji, gdy produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych będzie większa, wówczas nawet przy średnim zapotrzebowaniu, cenę energii wyznaczą tańsze źródła.



Rysunek 1.3. Funkcjonowanie mechanizmu *merit order* przy niższym zapotrzebowaniu na energię elektryczną

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: PKEE - mechanizm ceny krańcowej: <https://pkee.pl/wp-content/uploads/2022/09/Mechanizm-ceny-krańcowej-material-edukacyjny.pdf> [data odczytu: 30.08.2023 r.].

1.4.3. Mechanizm market coupling i historia łączenia rynków energii elektrycznej

Umożliwienie łączenia ofert kupna i sprzedaży energii elektrycznej z różnych europejskich krajów (zarówno tych należących, jak i nienależących do UE) zapewnia system *market coupling*. Jego funkcjonowanie polega na wykorzystaniu mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych, w ramach którego wymiana handlowa pomiędzy obszarami rynkowymi jest ustalana w procesie obrotu energią elektryczną na giełdach energii na bazie ofert złożonych przez uczestników rynku oraz z wykorzystaniem zdolności przesyłowych wyznaczonych przez operatorów. Funkcjonowanie *market coupling* gwarantuje odbiorcy uzyskanie równoprawnego dostępu do najtańszych ofert sprzedaży energii elektrycznej na połączonych rynkach⁸⁴. Mechanizm *market coupling* obejmuje zarówno handel na rynku dnia następnego, jak i na rynkach dnia bieżącego.

Unia Europejska dążąc do łączenia państw europejskich poprzez *market coupling*, zobowiązała kraje do wyznaczenia jednego lub więcej tzw. Nominowanych Operatorów Rynku Energii Elektrycznej (z ang. *Nominated Electricity Market Operator* - NEMO)⁸⁵. Ich głównym zadaniem jest kojarzenie ofert zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, które

⁸⁴ Słownik rynku energii – Market coupling: <https://www.ochronaklimatu.com/slownik-rynku-energii/366-market-coupling> [data odczytu: 13.01.2022 r.].

⁸⁵ Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

zawierane są na rynkach dnia bieżącego oraz następnego. Rola NEMO w transgranicznym obrocie energią elektryczną często określana jest jako *Market Coupling Operator* (MCO), a jego szczegółowe zadania opisuje art. 7 rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 roku ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Rolę NEMO pełni zazwyczaj giełda energii elektrycznej, która podejmuje się określonych zadań. W Polsce funkcjonuje obecnie trzech NEMO: European Power Exchange Spot (EPEX Spot), Nord Pool oraz Towarowa Giełda Energii⁸⁶.

Wdrażanie systemu *market coupling* odbywa się w ramach realizowanych projektów regionalnych, które w późniejszym czasie mają stworzyć rynek paneuropejski. Obecnie inicjatywa *market coupling* obejmuje następujące inicjatywy:

- Multi-Regional Coupling - MRC (do 13 maja 2014 roku rozwijany pod nazwą North-Western Europe (NWE)) – inicjatywa określana jako podstawowe narzędzie tworzące *market coupling* w Europie. Operacyjne działania w ramach projektu rozpoczęły się 4 lutego 2014 roku w wyniku połączenia rynków CWE oraz krajów skandynawskich wraz z Estonią, Litwą i Łotwą. Od 13 maja 2014 roku do projektu dołączyły Hiszpania i Portugalia, a w lutym 2015 roku Włochy, które w wyniku synchronizacji odpowiednich giełd energii elektrycznej i koordynacji operatorów systemów przesyłowych połączyły się z Francją, Austrią oraz Słowenią (z ang. *The Italian Borders Working Table* - IBWT). Polska uczestnictwo w projekcie MRC rozpoczęła w 2016 roku wraz z alokacją zdolności przesyłowych dla połączeń Lit-Pol oraz Swe-Pol, a rolę pełnoprawnego członka MRC nabyła w 2017 roku. W czerwcu 2021 roku do rynkowego obszaru MRC dołączyły Słowacja, Czechy, Rumunia oraz Węgry. W efekcie mechanizm MRC obejmuje obecnie 23 kraje europejskie (które odpowiadają za 90% europejskiego zużycia energii elektrycznej). Połączenie rynków jest możliwe poprzez mechanizm *Price Coupling of Regions* (PCR - jego szczegółowy opis znajduje się w dalszej części pracy) oraz mechanizm alokacji.
- CORE FB MC (swoje działanie rozpoczął pod nazwą CEE FB MC) – obejmuje kraje regionu CEE i zakłada zaprojektowanie oraz wdrożenie mechanizmu łączenia rynków na podstawie inicjatywy PCR i narzędzie umożliwiające uwzględnienie

⁸⁶ NEMO list 2022: https://extranet.acer.europa.eu/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/Pub_Docs/NEMO%20list.pdf [data odczytu: 15.01.2022 r.].

ograniczeń technicznych sieci w procesie wyznaczania oraz alokacji zdolności przesyłowych dla wymiany handlowej (z ang. *Flow-Based Allocation* – FBA). Projekt CORE FB MC realizowany jest w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego⁸⁷. Obecnie, poza regionem CWE, do wyznaczenia zdolności przesyłowej wykorzystywana jest metoda Available Transfer Capacity – ATC (jej szczegółowy opis znajduje się w dalszej części pracy)⁸⁸. Początkowe uruchomienie projektu przewidziane było na IV kwartał 2020 roku, jednak w wyniku problemów technicznych uruchomienie nastąpiło dopiero w czerwcu 2022 roku.

- 4M Market Coupling (4M MC) – obejmuje funkcjonowanie mechanizmu *market coupling* na podstawie metody NTP (z ang. *Network Time Protocol*) dla czterech krajów określonych jako 4M MC: Słowacja, Czechy, Węgry oraz Rumunia. Przejściowo w 2012 roku przed projektem 4M MC funkcjonował projekt 3M MC, który nie obejmował Rumuni. Ostatecznie funkcjonowanie projektu 4M MC rozpoczęło się w listopadzie 2014 roku. Projekt ten jednak został uruchomiony jako rozwiązanie przejściowe w wyniku opóźnienia w inicjatywie CORE FB MC.
- Interim 4M Market Coupling (inaczej określany jako projekt DE-AT-PL-4M MC) – celem projektu jest połączenie granic synchronicznych Polski i państw 4M MC z rynkiem MRC. W tym celu wykorzystuje się alokację zdolności przesyłowych typu *implicite* bazującej na metodzie NTC (z ang. *Net Transfer Capacity*, która wyznacza zdolności przesyłowe oparte na bilateralnych uzgodnieniach przez sąsiadujących operatorów sieci przesyłowych) dla następujących granic: PL-CZ, PL-DE, PL-SK, CZ-AT, CZ-DE, HU-AT. Inicjatywa powstania mechanizmu Interim Coupling pojawiła się pod koniec 2018 roku i została skutecznie uruchomiona w 2021 roku. Projekt ten był inicjatywą przejściową, do czasu objęcia wyznaczonych regionów projektem CORE FB MC, wykorzystującym metodę FBA.

W 2009 roku podczas Europejskiego Forum Regulacji Sektora Energii Elektrycznej (określanego jako Forum Florenckie), podjęto działania nad projektem standaryzującym rozwiązania dotyczące jednolitego łączenia rynków dnia następnego energii elektrycznej (z ang. *Single Day-Ahead Coupling* - SDAC) w modelu określonym jako *Price Coupling of Regions* - PCR. Inicjatywa SDAC-PCR została powołana w celu stworzenia rozwiązania umożliwiającego połączenie rynków dnia następnego energii elektrycznej. Głównym

⁸⁷ Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2017). *Zintegrowany Raport Roczny Edycja 2017*, s. 13-14.

⁸⁸ Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2019). *CORE FB MC – Q&A*, Konstancin – Jeziorna, s. 1.

zadaniem było rozwijanie wspólnego algorytmu transakcyjnego określonego jako *Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm* (EUPHEMIA) oraz systemu łączności i wymiany danych stosowanego do obliczenia europejskich cen energii elektrycznej, określonego jako *PCR Marcher & Broker* (PMB).

Projekt SDAC-PCR jest inicjatywą dziewięciu giełd energii elektrycznej: EPEX Spot, HEnEx, GME, OMIE, Nord Pool, OTE, OPCOM, Nasdaq oraz TGE, obejmujących ponad 25 krajów. Etapy dołączania krajów do inicjatywy SDAC-PCR przedstawiono w tabeli 1.3. Mechanizm PCR jest wdrażany zarówno w regionie MRC, jak i 4M Market Coupling. Funkcjonowanie projektu SDAC-PCR polega na trzech głównych zasadach⁸⁹:

- jeden wspólny algorytm, który umożliwia w sposób uczciwy oraz przejrzysty wyznaczyć cenę energii elektrycznej na rynku dnia następnego. Algorytm uwzględnia specyfikę różnych rynków energii elektrycznej oraz ograniczenia sieci elektroenergetycznej,
- niezawodne działanie algorytmu, poprzez zdecentralizowaną wymianę danych, co umożliwia bezawaryjną oraz elastyczną pracę,
- indywidualna odpowiedzialność giełdy energii, wykorzystująca narzędzie PMB do wymiany zanonimizowanych danych z ksiąg zamówień oraz transgranicznych zdolności przesyłowych pomiędzy giełdami.

Tabela 1.3. Etapy dołączania krajów do inicjatywy SDAC-PCR

2014	2015	2018	2020	2021
<ul style="list-style-type: none"> • Belgia • Dania • Estonia • Finlandia • Francja • Niemcy/Austria • Wielka Brytania • Łotwa • Litwa • Luksemburg • Norwegia • Holandia 	<ul style="list-style-type: none"> • Włochy • Słowenia 	<ul style="list-style-type: none"> • Chorwacja • Irlandia <p>Podział niemiecko-austriackiego obszaru rynkowego na dwa oddzielne obszary</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Grecja 	<ul style="list-style-type: none"> • Bułgaria

⁸⁹ PCR Project Main features:

https://www.enexgroup.gr/documents/20126/340931/PCR_Standard_Presentation_detailed.pdf, s. 4. [data odczytu: 15.01.2022 r.].

<ul style="list-style-type: none"> • Polska • Portugalia • Szwecja • Hiszpania • Czechy • Węgry • Rumunia • Słowacja 				
--	--	--	--	--

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Single Day-ahead Coupling (SDAC): https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/ [data odczytu: 10.08.2023 r.].

Na europejskim rynku dnia następnego współistnieją dwa standardowe podejścia do wyznaczania wielkości transgranicznych zdolności przesyłowych: model dostępnej zdolności przesyłowej (z ang. *Available Transfer Capacity* – ATC) oraz model oparty na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto (z ang. *Flow-Based Approach* – FBA) (Ilea i Bovo, 2018). W ramach mechanizmu ATC operatorzy sieci przesyłowych w pierwszej kolejności określają, jakie wielkości przesyłowe mogą zapewnić, a następnie przeprowadzane są aukcje na giełdach energii elektrycznej. Jednak podejście to nie zapewnia odpowiedniej koordynacji wymiany transgranicznej, ponieważ w ramach alokacji zdolności przesyłowych nie uwzględnia się wpływu poszczególnych transakcji na przepływy w krajach sąsiednich. W związku z tym ATC jest nieefektywne przy prowadzeniu handlu energią elektryczną w całym regionie UE. Rozwiązaniem tego problemu jest metoda FBA, która wyznacza zdolności przesyłowe na podstawie fizycznych przepływów w całym regionie. Podejście to uwzględnia występowanie ograniczeń technicznych sieci na etapie wyznaczania zdolności przesyłowych dla wymiany handlowej. Wdrażanie mechanizmów łączenia rynków na podstawie metodyki FBA odbywa się w ramach projektu CORE FB MC.

Kolejnym istotnym projektem stanowiącym podstawowy element europejskiego rynku energii elektrycznej jest przyjęty przez Forum Florenckie w 2018 roku docelowy model łączenia rynków dnia bieżącego energii elektrycznej (z ang. *Single Intraday Coupling* – SIDC) w modelu określonym jako *Cross-Border Intraday* – XBID. Mechanizm SIDC-XBID umożliwia zawieranie transakcji w trybie handlu ciągłego (na rynku dnia bieżącego), do jednej godziny przed czasem dostawy energii elektrycznej, wykorzystując zarówno oferty krajowe, jak i zagraniczne. Możliwość handlu energią elektryczną w tak krótkim horyzoncie czasowym, jest szczególnie istotna dla podmiotów zarządzających portfelami cechującymi się dużą zmiennością zapotrzebowania oraz generacji np. OZE. Mechanizm SIDC-XBID daje możliwość korygowania oraz bilansowania pozycji kontraktowych w momencie, gdy

pojawiają się odstępstwa od planowanej produkcji. Do podstawowych elementów projektu SIDC-XBID należą:

- rozwiązanie centralne, które w postaci ogólnoeuropejskiego systemu informatycznego umożliwia kojarzenie ofert z dostępnymi zdolnościami przesyłowymi,
- rozwiązanie lokalne, które poprzez lokalne projekty implementacyjne (z ang. *Local Implementation Projects*) umożliwia współpracę z systemem SIDC-XBID.

W 2013 roku początkową fazą projektu („pierwszą falą SIDC-XBID”) objęte zostały giełdy energii elektrycznej z regionu Europy Północno – Zachodniej (BELPEX, APX, Nord Pool, EPEX Spot, do których dołączyły giełdy OMIE oraz GME). Jednak w wyniku licznych opóźnień technicznych, pierwszy etap uruchomienia transgranicznego rynku dnia bieżącego na podstawie modelu XBID nastąpił dopiero w 2018 roku (Brandt, 2018). TGE wraz z pozostałymi europejskimi giełdami energii elektrycznej w pierwszej fazie projektu posiadały status obserwatora. Wraz z podpisaniem umowy regulującej współpracę NEMO i OSP (z ang. *Intraday Operational Agreement*) oraz umowy regulującej współpracę NEMO (z ang. *All NEMO Intraday Operational Agreement*) w 2018 roku, Polska stała się pełnoprawnym członkiem projektu SIDC-XBID („drugiej fali SIDC-XBID”). Od tego momentu trwały liczne testy oraz przygotowania techniczne do operacyjnego przyłączenia się do projektu, które nastąpiło w 2019 roku.

Następnie w 2021 roku w ramach „trzeciej fali SIDC-XBID” do mechanizmu dołączyły Włochy⁹⁰, a w listopadzie 2022 roku z powodzeniem uruchomiona została „czwarta fala SIDC-XBID” w ramach której włączone zostały Grecja i Słowacja⁹¹. W rezultacie handel energią elektryczną w ciągu dnia został rozszerzony na 25 krajów, których stopniowe dołączanie do mechanizmu przedstawiono w tabeli 1.4. Z kolei szczegółowe dane dotyczące zakresu geograficznego mechanizmu SIDC-XBID w latach 2018–2022 przedstawiono na rysunku 1.4.

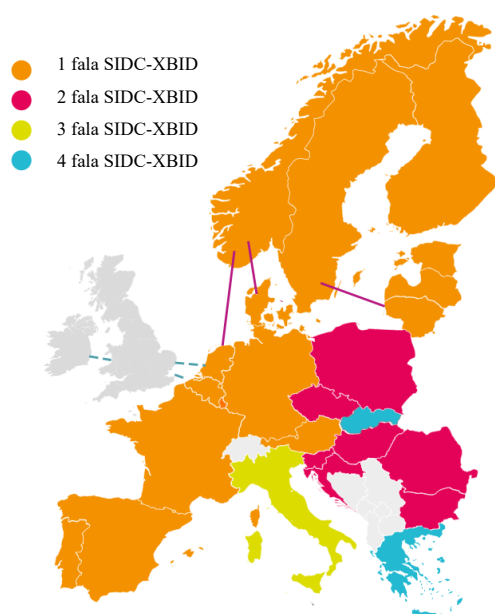
⁹⁰ SIDC: Udana inauguracja trzeciego etapu wdrożenia: https://tge.pl/komunikaty-tge-czytaj?cmn_id=91301&title=SIDC%3A+Udana+inauguracja+trzeciego+etapu+wdrozenia [data odczytu: 21.02.2022 r.].

⁹¹ Successful go-live of the fourth wave of SIDC integration: https://tge.pl/tge-news-read?cmn_id=91517&title=Successful+go-live+of+the+fourth+wave+of+SIDC+integration [data odczytu: 21.06.2023 r.].

Tabela 1.4. Etapy dołączania krajów do mechanizmu SIDC-XBID

1 fala SIDC-XBID czerwiec 2018 r.	2 fala SIDC-XBID listopad 2019 r.	3 fala SIDC-XBID wrzesień 2021 r.	4 fala SIDC-XBID listopad 2022 r.
<ul style="list-style-type: none"> • Austria • Belgia • Dania • Estonia • Finlandia • Francja • Niemcy • Łotwa • Litwa • Luksemburg • Norwegia • Holandia • Portugalia • Hiszpania • Szwecja 	<ul style="list-style-type: none"> • Bułgaria • Chorwacja • Republika Czeska • Węgry • Polska • Rumunia • Słowenia 	<ul style="list-style-type: none"> • Włochy 	<ul style="list-style-type: none"> • Grecja • Słowacja

Źródło: Single Intraday Coupling (SIDC): https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/ [data odczytu: 22.06.2023 r.].



Rysunek 1.4. Zakres geograficzny mechanizmu SIDC-XBID (w latach 2018–2022)

Źródło: Single Intraday Coupling (SIDC): https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/ [data odczytu: 21.06.2023 r.].

Za sprawą mechanizmu *market coupling*, kolejnym wyzwaniem dla Regionalnych Inicjatyw Elektroenergetycznych jest przejście z modelu współpracy w ramach jednego regionu do harmonizacji wszystkich obszarów, co doprowadzi do wspólnego rynku energii

w Unii Europejskiej (Umpfenbach i in., 2015). Historia łączenia rynków dnia następnego oraz rynków dnia bieżącego w ramach systemu *market coupling* przedstawiono w tabeli 1.5.

Tabela 1.5. Historia łączenia europejskich rynków energii elektrycznej (RDN oraz RDB) w ramach *market coupling*

Rok dołączenia do systemu <i>market coupling</i>	Charakterystyka dołączenia do systemu <i>market coupling</i>
2006	Połączenie rynków dnia następnego Holandii, Belgii i Francji w ramach <i>Trilateral Market Coupling</i> (trójstronne łączenie rynków)
2007	Połączenie rynków dnia następnego w Portugalii i Hiszpanii
2009	Rozpoczęto łączenie rynków dnia następnego w Czechach i Słowacji
2010	Do <i>Trilateral Market Coupling</i> dołączyły Niemcy oraz Luksemburg, co zakończyło proces łączenia rynków w ramach CWE. Zaproponowano wprowadzenie mechanizmu ATC
	Połączenie regionu CWE z NE w ramach inicjatywy <i>Interim Tight Volume Coupling - ITVC</i> , kreując nowy rynek NWE (z ang. <i>North Western Region</i>) – I krok projektu
2011	Projektem CWE – NE (ITVC) objęto kabel NorNed (między Holandią i Norwegią) – II krok projektu
	Uruchomiono projekt interkonektora BritNed łączącego rynek brytyjski z regionem CWE
	Rozpoczęcie łączenia rynku włoskiego i słoweńskiego
2012	Integracja rynku czeskiego, słowackiego i węgierskiego, realizując projekt 3M MC (integracja części regionu CEE)
2014	Uruchomienie wspólnego, zsynchronizowanego działania rynków dnia następnego regionów NWE oraz SWE w ramach projektu MRC (wykorzystującego rozwiązanie PCR)
	Projekt 4M MC zastąpił projekt 3M MC, integrując rynki Czech, Słowacji, Węgier oraz Rumunii
2015	Do projektu MRC zostały dołączone Włochy, które zsynchronizowały się z granicą francuską, austriacką oraz słoweńską (kończąc projekt IBWT)
	Uruchomiono projekt FBA w regionie CWE
2016	Rozpoczęto łączenie granicy austriacko – słoweńskiej w ramach projektu MRC
2017	Polska dołączyła do projektu MRC
2018	Słowenia i Chorwacja dołączyły do projektu MRC
	Uruchomienie „pierwszej fali SIDC-XBID”, obejmującej 14 krajów: Austrię, Belgię, Danię, Estonię, Finlandię,

	Francję, Niemcy, Łotwę, Litwę, Norwegię, Holandię, Portugalię, Hiszpanię i Szwecję
2019	Uruchomienie „drugiej fali SIDC-XBID”, obejmującej 7 krajów: Bułgarię, Chorwację, Czechy, Węgry, Polskę, Rumunię i Słowenię
2020	Grecja dołączyła do projektu MRC
2021	Bułgaria dołączyła do projektu MRC
	Połączenie krajów projektu 4M MC (Czech, Słowacji, Węgier oraz Rumunii) z projektem MRC
	Uruchomienie „trzeciej fali SIDC-XBID” obejmującej Włochy
2022	Uruchomienie „czwartej fali SIDC-XBID” obejmującej Grecję i Słowację

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *PCR Project Main features* oraz *Single Intraday Coupling (SIDC): Questions & Answers (2019)*, *Single Intraday Coupling (SIDC): https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/* [data odczytu: 22.06.2023 r.].

1.4.4. Europejskie giełdy energii elektrycznej

Funkcjonowanie wspólnego europejskiego rynku energii elektrycznej w ramach projektów regionalnych wymaga m.in. współpracy giełd energii elektrycznej, które umożliwiają handel transgraniczny w całej Europie. W 2002 roku utworzone zostało Stowarzyszenie Europejskich Giełd Energii (Europex), które zrzesza giełdy energii i operatorów rynku z całej Europy. Podstawową działalnością członków Europex jako dostawców infrastruktury rynku energii jest m.in. obsługa hurtowych rynków energii elektrycznej i gazu w perspektywie długoterminowej i krótkoterminowej. Ponadto celem działania stowarzyszenia jest monitoring otoczenia regulacyjnego obejmującego regulacje energetyczne, wspieranie integracji obrotu giełdowego w zakresie obecnego i przyszłego kształtu rynku energii elektrycznej oraz podnoszenie stopnia przejrzystości i integralności hurtowych rynków energii w Europie. Lista najważniejszych giełd energii elektrycznej przedstawiona została w tabeli 1.6.

Tabela 1.6. Najważniejsze giełdy energii elektrycznej w Europie

LP	Pełna nazwa giełdy	Kraj powstania	Rok założenia
1.	Energy Exchange Austria (EXAA)	Austria	2001
2.	Slovenian Power Market Operator (Borzen)	Słowenia	2001
3.	Croatian Power Exchange (Croxex)	Chorwacja	2014
4.	ELEXON	Wielka Brytania	2000
5.	European Energy Exchange (EEX)	Niemcy	2002
6.	European Power Exchange (EPEX SPOT)	Niemcy	2008
		Francja	

7.	Amsterdam Power Exchange (APX)	Holandia	1999
8.	Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME)	Włochy	2004
9.	Italian Power Exchange (IPEX)		2004
10.	Hellenic Energy Exchange (HEEnEx)	Grecja	2018
11.	Hungarian Power Exchange (HUPX)	Węgry	2010
12.	Independent Bulgarian Energy Exchange (IBEX)	Bułgaria	2014
13.	Nord Pool	Norwegia	1996
		Szwecja	
		Dania	
		Finlandia	
14.	Short-term Electricity Market Operator (OKTE)	Słowacja	2011
15.	Iberian Electricity Market Operator (OMEL)	Hiszpania	1998
		Portugalia	
16.	Romanian Electricity and Gas Market Operator (OPCOM)	Rumunia	2000
17.	Czech Electricity and Gas Market Operator (OTE)	Czechy	2001
18.	Single Electricity Market (SEM)	Irlandia	2007
19.	Saint Petersburg International Mercantile Exchange (SPIMEX)	Rosja	2008
20.	Polish Power Exchange (TGE)	Polska	1999
21.	Belgian Power Exchange (Belpex)	Belgia	2006

Źródło: opracowanie własne na podstawie listy giełd energii elektrycznej Stowarzyszenia Europejskich Giełd Energii (*Europex*): <https://www.europex.org/members/>, Installed Capacity per Production Type: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>, Production of electricity and derived heat by type of fuel: <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do> [data odczytu: 15.01.2022 r.] oraz BP (2021), *Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition*.

Liberalizacja oraz integracja europejskiego rynku energii elektrycznej, która wzmocniana jest kolejnymi dyrektywami elektroenergetycznymi, wpłynęła na konsolidację różnych giełd energii elektrycznej. W związku z tym, w ciągu ostatnich lat powstały giełdy ponadnarodowe, które mają strategiczny wpływ na rozwój wspólnego rynku energii. Do giełd tych należą m.in.:⁹²

- European Energy Exchange (EEX) – największa giełda energii elektrycznej w Europie oraz jedna z największych na świecie. Powstała w 2002 roku w wyniku fuzji European Energy Exchange z siedzibą we Frankfurcie oraz LPX Leipzig Power Exchange. Giełda oferuje kontrakty na energię elektryczną, gaz ziemny oraz uprawnienia do emisji CO₂, a także zajmuje się transakcjami frachtowymi

⁹² Wysokie Napięcie (2018). Wspólny rynek energii elektrycznej w Europie. Miejsce Polski i rola Towarowej Giełdy Energii. Wyzwania dla polskiego rynku, Warszawa, s. 13.

i rolniczymi. Ponadto giełda świadczy usługi w zakresie rejestracji: świadectw efektywności energetycznej (białe certyfikaty), gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii czy certyfikatów dla jednostek rynku mocy. W 2021 roku giełda EEX zapewniała dostęp do platformy 776 uczestnikom obrotu (z ang. *trading participants*) z 40 krajów⁹³.

- Nord Pool – giełda została utworzona przez Norwegię i Szwecję w 1996 roku. Następnie w 1998 roku rynek został rozszerzony o Finlandię, a w 1999 roku o Danię. Ostatecznie zakres działań giełdy energii elektrycznej państw nordyckich objął pozostałą część Europy. W 2021 roku Nord Pool zapewnił dostęp 360 uczestnikom obrotu (z ang. *trading participants*) z 20 krajów⁹⁴. Nord Pool jako jeden z głównych europejskich rynków energii elektrycznej oferuje usługi handlowe, rozliczeniowe oraz rozrachunkowe powiązane zarówno na rynkach dnia następnego, jak i dnia bieżącego.
- EPEX Spot – to główna giełda energii elektrycznej na europejskim rynku kontraktów krótkoterminowych energii elektrycznej, tzw. kontraktów spot. Powstała w 2008 roku w wyniku połączenia niemieckiej giełdy EEX oraz francuskiej giełdy Powernext. Następnie w 2018 roku EPEX Spot przejął holenderską giełdę APX. W 2021 roku giełda zapewniała dostęp do platformy ponad 300 uczestnikom obrotu (z ang. *trading participants*) z 13 krajów⁹⁵.

1.5. Podsumowanie

W ostatnich latach struktura europejskich rynków energii elektrycznej uległa znacznemu rozwojowi, aby sprostać nowym wyzwaniom i dostosować się do zmian społecznych, politycznych i technologicznych. W podrozdziale 1.1. zarysowano historię tworzenia wspólnego rynku energii elektrycznej w ujęciu traktatowym.

W pierwszej kolejności przedstawiono początki tworzenia regulacji z zakresu energetyki, które zostały opisane w traktatach założycielskich, tj. *Traktacie Paryskim* oraz *Traktatach Rzymskich*. Jednak realizacja postanowień traktatów założycielskich przebiegała stosunkowo powoli. Przełom w procesie tworzenia wewnętrznego europejskiego rynku energii elektrycznej nastąpił dopiero wraz z *Jednolitym Aktem Europejskim*. Następnie

⁹³ EEX Group Annual Report 2020 – Building Markets Together, 21.04.2021, Leipzig, s. 13.

⁹⁴ About Nord Pool: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/> [data odczytu: 17.01.2022 r.].

⁹⁵ Power trading results of November 2021: <https://www.epexspot.com/en/news/power-trading-results-november-2021> [data odczytu: 17.01.2022 r.].

w niniejszym podrozdziale scharakteryzowano kolejne traktaty (*Traktat o Unii Europejskiej, Traktat Karty Energetycznej, Traktat Amsterdamski* oraz *Traktat z Nicei* oraz *Lizbony*), które stwarzały podstawy do rozwijania wewnętrznego europejskiego rynku energii elektrycznej.

Następnie w podrozdziale 1.2. przedstawiono politykę energetyczną UE, która w zakresie integracji rynków energii elektrycznej przechodziła przez różne etapy związane z przeglądem prawodawstwa mającym na celu przyspieszenie otwarcia rynku. Powstał pierwszy, drugi, trzeci i czwarty pakiet wewnętrznej polityki energetycznej, który stanowił zbiór dyrektyw i rozporządzeń ukierunkowanych na różne aspekty liberalizacji rynków energii elektrycznej. Stąd w podrozdziale 1.2. przedstawiono pakiety legislacyjne ze szczególnym uwzględnieniem kwestii, które dotyczyły rozwoju wewnętrznego europejskiego rynku energii elektrycznej. Poza pakietami energetycznymi, scharakteryzowano najważniejsze polityki klimatyczne i energetyczne UE od 2019 roku.

Przyjęcie pierwszego pakietu energetycznego w 1996 roku, poprzedzone było licznymi negocjacjami, które doprowadziły do przyjęcia dyrektywy dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dyrektywy energetycznej). Drugi pakiet został uchwalony w 2003 roku i zawierał zmienioną dyrektywę energetyczną, a także szczegółowe przepisy mające na celu harmonizację handlu i eksploatację infrastruktury ponad krajowymi granicami. Trzeci pakiet został ostatecznie uchwalony w 2009 roku i zawierał dalsze zmiany dyrektywy w sprawie rynku energii elektrycznej, regulacje transgraniczne, a także dodatkowe rozporządzenie ustanawiające niezależną Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki. Ostatni, czwarty pakiet energetyczny, również wniósł zmiany w dyrektywę energetyczną i koncentrował się na wzmocnieniu funkcjonowania rynku hurtowego, wymiany transgranicznej energii elektrycznej, czy rozwoju OZE. Wraz z upływem lat, pakiety energetyczne stawały się coraz bardziej rozbudowane i szczegółowe. Istota integracji rynków energii elektrycznej jest również szczegółowo opisywana przez polityki klimatyczne i energetyczne UE, tj. *Europejski Zielony Ład, Fit for 55*, czy plan *REPowerEU*. Nakładają one na kraje europejskie liczne cele i wymagania, które mają przyspieszyć integrację źródeł odnawialnych, zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne i konkurencyjność. Cele te często mają charakter długoterminowy, tj. w perspektywie do 2030 roku oraz do 2050 roku.

Podrozdział 1.3. zawiera opis implementacji unijnych regulacji w zakresie jednolitego rynku energii elektrycznej do polskiego systemu prawnego. Po II wojnie światowej sektor elektroenergetyczny stanowił podstawę odbudowania polskiej gospodarki i przechodził powolny proces transformacji, od monopolu naturalnego, do prywatyzacji,

liberalizacji oraz dopuszczenia do konkurencji. W niniejszym podrozdziale przybliżono historię funkcjonowania *Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego* oraz spółki *Polskie Sieci Elektroenergetyczne*. Reformy po 1989 roku sprawiły, że obowiązujące regulacje prawne były niedostosowane do zmian w gospodarce elektroenergetycznej. Prowadzone prace nad przepisami prawa doprowadziły do ustanowienia w 1997 roku ustawy Prawo energetyczne. Podrozdział 1.3. przedstawił szczegóły powstania tej ustawy oraz jej nowelizacje wraz ze szczegółowymi informacjami dotyczącymi sposobów implementacji zapisów pakietów energetycznych do wskazanej ustawy.

W ostatnim podrozdziale 1.4. przybliżono zasady funkcjonowania europejskich rynków energii elektrycznej. Pomimo że dyrektywy elektroenergetyczne wprowadziły szereg reform, to nadal obserwowany jest różny stopień otwierania rynku i rozwoju połączeń międzysystemowych pomiędzy sieciami przesyłowymi energii elektrycznej w poszczególnych europejskich krajach. W tym celu realizowane są różne inicjatywy i działania, mające na celu przyspieszenie integracji rynków energii elektrycznej.

Podrozdział 1.4. zawiera zatem opis siedmiu obszarów w ramach Regionalnych Inicjatyw Elektroenergetycznych (ERI), które stały się etapem pośrednim dla skonsolidowanego europejskiego rynku energii elektrycznej. Poszczególne kraje występują w kilku ERI np. Polska, która należy do rynku Europy Północnej oraz rynku Europy Środkowo-Wschodniej. Są też kraje europejskie, które nie wchodzą w skład żadnego ERI np. Szwajcaria. Następnie przedstawiono podstawowe segmenty rynku energii elektrycznej, tj. rynek dnia następnego, rynek dnia bieżącego, rynek długoterminowych praw przesyłowych oraz transgraniczny rynek bilansujący. Można stwierdzić, że integracja rynków energii elektrycznej musi postępować na wszystkich tych rynkach. W dalszej części opisano mechanizm *merit order* oraz *market coupling*, które wraz z projektami regionalnymi mają stworzyć paneuropejski rynek energii elektrycznej. Historia łączenia rynków energii elektrycznej wskazuje, że w pierwszej kolejności realizowane były połączenia rynków dnia następnego, a w późniejszym okresie rynku dnia bieżącego. Przedstawione zostały również najważniejsze giełdy energii elektrycznej w Europie. Opisana została tendencja w kierunku konsolidacji różnych giełd w kilka ponadnarodowych np. European Energy Exchange czy Nord Pool.

Przedstawiony i usystematyzowany przegląd polityk energetycznych dotyczących integracji europejskich rynków energii elektrycznej wpisuje się w realizację pierwszego celu szczegółowego rozprawy doktorskiej oraz daje odpowiedź na pierwsze szczegółowe pytanie badawcze. Dodatkowo potwierdzona została pierwsza hipoteza szczegółowa dotycząca tego,

iż stopień integracji rynku energii elektrycznej wzrasta wraz z wprowadzeniem nowych i zaostreniem istniejących regulacji rynku energii elektrycznej w krajach UE. Wypełniona została również pierwsza luka szczegółowa, która wskazywała na brak opracowań naukowych, które uwzględniałyby zmiany w polityce energetycznej od 2019 roku. Szczegółowy przegląd polityk energetycznych Unii Europejskiej pozwolił również częściowo zweryfikować cel główny oraz hipotezę główną pracy.

Rozdział II. Przegląd literatury w obszarze badawczym dotyczącym integracji rynków energii elektrycznej

Przedstawiony przegląd literatury dotyczy integracji rynków energii elektrycznej. Ze względu na temat rozprawy doktorskiej, przywołana została głównie literatura dotycząca europejskich rynków energii elektrycznej. Analiza badań literaturowych ma na celu zidentyfikowanie luk badawczych, które zostaną wypełnione w niniejszej dysertacji. Realizacja tego założenia pozwoli na wkład w literaturę przedmiotu dotyczącą badania stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej.

Przegląd literatury podzielony został na cztery główne nurty. Pierwszy z nich dotyczy ujęcia teoretycznego, które uwzględnia badania jakościowe nad procesem liberalizacji europejskich rynków energii elektrycznej oraz kolejnymi pakietami energetycznymi. Dodatkowo treści zawarte w wybranych badaniach naukowych koncentrują się także na korzyściach, jakie mogą przynieść połączenia międzysystemowe.

Drugi nurt badawczy dotyczy oceny stopnia integracji rynków energii elektrycznej z wykorzystaniem analizy długookresowych relacji między cenami energii elektrycznej, kointegracji oraz ich krótkookresowej współzależności. Został on sklasyfikowany na podstawie analizowanych krajów, okresu badań oraz wykorzystanych metod badawczych. Jest to nurt, który obejmuje sporą liczbę pozycji literaturowych, ponieważ badacze stosunkowo często prowadzą badania w tym zakresie.

Trzeci nurt obejmuje badania naukowe dotyczące rozprzestrzeniania się zmienności (z ang. *volatility spillovers*) na europejskich rynkach energii elektrycznej oraz analizy powiązań tych zmienności (z ang. *volatility connectedness*) przy wykorzystaniu metodologii Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014) oraz Barunika i Křehlika (2018). Przedstawiony nurt badawczy dotyczy stosunkowo nielicznych prac badawczych w porównaniu z obszerną literaturą na temat powiązań zmienności na rynkach surowców energetycznych czy finansowych. Z perspektywy niniejszej rozprawy doktorskiej, jest to jednak najbardziej istotny wątek, który zostanie rozwinięty w dalszej części pracy.

Ostatni, czwarty nurt badawczy, dotyczy wpływu determinant cen energii elektrycznej na stopień integracji rynków energii elektrycznej. Literatura obejmuje istotne determinanty kształtujące ceny energii elektrycznej w krajach europejskich. Jednak wśród prac badawczych nie występują pozycje analizujące wpływ determinant na zmienność powiązań europejskich rynków energii elektrycznej.

Rozdział ten pozwoli zatem usystematyzować dorobek naukowy związany z integracją europejskich rynków energii elektrycznej, co stanowi realizację jednego z celów szczegółowych niniejszej rozprawy doktorskiej.

2.1. Ocena stopnia liberalizacji rynków energii elektrycznej i wdrażania polityki Unii Europejskiej w zakresie rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej – ujęcie teoretyczne

Europejska polityka energetyczna od wielu lat stanowi zmieniający się obszerny zakres regulacji dotyczących m.in. struktur organizacyjnych, systemu prawa, cen i taryf oraz mechanizmów ekonomiczno-finansowych. Początkowo krajowe rynki energii elektrycznej były silnie regulowanymi, wspieranymi przez państwo monopolami (Grossi i in., 2018). Według Serrallés (2006) na siłę tych monopolistycznych podmiotów i wynikających z tego opóźnień w liberalizacji sektora elektroenergetycznego miały wpływ dwa główne elementy:

- bezpieczeństwo dostaw – sektor elektroenergetyczny był tradycyjnie uważany za istotny składnik bezpieczeństwa ekonomicznego oraz politycznego wszystkich państw członkowskich, zwłaszcza w okresie powojennym,
- złożoność towarowa – postrzeganie energii elektrycznej jako produktu, którego dostarczenie do odbiorcy końcowego ma być realizowane przez 24 h w ciągu całego roku.

Przekonanie wielu krajów o konieczności całkowitej kontroli strategicznej nad obszarami związanymi z funkcjonowaniem użyteczności publicznej, doprowadziło zatem do traktowania energii elektrycznej jako dobra wyższego rzędu (dobra publicznego). Wpłynęło to na nieefektywność ekonomiczną systemu, ponieważ aby skoordynować popyt i podaż na energię elektryczną, konieczne było dotowanie przez państwo nieefektywnych mocy wytwórczych, które musiały być uruchamiane w krótkich okresach szczytowego zapotrzebowania. Według Hauglanda i in. (1998) uzależnienie przedsiębiorstw energetycznych od krajowych decyzji rządowych doprowadziło do politycznych i ekonomicznych przeszkód w tworzeniu liberalnego rynku energii elektrycznej w Europie. Ponadto czynnikami utrudniającymi przygotowanie do konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, był niski poziom innowacji technologicznych i uciążliwa biurokracja korporacyjna wielu krajów. Dodatkowo przedsiębiorstwa energetyczne działały wyłącznie w granicach politycznych kraju, a połączenia z siecią krajów sąsiednich były słabe i nieskoordynowane (Haugland i in., 1998).

Jednak ze względu na uwarunkowania polityczne, środowiskowe oraz technologiczne, na początku lat 80. rozpoczął się proces reformacji europejskiego sektora elektroenergetycznego. Gospodarka neoliberalna zaczęła wywierać presję na statyczny i monopolistyczny europejski przemysł elektroenergetyczny. Wraz z kolejnymi zmianami w organizacji funkcjonowania sektora energii elektrycznej (m.in. w wyniku dyrektyw elektroenergetycznych), zwiększały się badania na temat wpływu aktów prawnych i regulacji na proces integracji rynków energii elektrycznej w Europie.

Dążenie do modelowego zliberalizowania rynków energii elektrycznej, a następnie europejskiego wspólnego rynku energii, wpłynęło na zwiększenie liczby publikacji naukowych na ten temat. Debata naukowa dotycząca tych zagadnień jest istotna, ponieważ państwa stosują różne podejścia i harmonogramy w procesie łączenia rynków energii elektrycznej. Badania naukowe dotyczące reformy rynku energii elektrycznej obejmują głównie doświadczenia Wielkiej Brytanii (Green i Newbery, 1997; Young, 2001; Suck, 2002; Newbery, 2006; Pollitt, 2012; Dutton i Lockwood, 2017; Lockwood i in., 2017; Littlechild, 2018; Cairney i in., 2019; MacIver i in., 2021).

Na przykład MacIver i in. (2021) analizowali wpływ połączeń międzysystemowych na uczestników rynku energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii. Uznali, że w zakresie polityki rządu Wielkiej Brytanii, połączenia międzysystemowe mogą pomóc w osiągnięciu celów politycznych np. ułatwić rozwój OZE, czy zapewnić niskie ceny energii dla konsumentów (MacIver i in., 2021). Natomiast Dutton i Lockwood (2017) ocenili, że zmiany dotyczące transgranicznych połączeń elektroenergetycznych w systemie regulacyjnym Wielkiej Brytanii, przyniosły zarówno pozytywne skutki (np. niższe ceny energii elektrycznej, bezpieczeństwo dostaw energii oraz poprawa konkurencji), jak i negatywne (np. sprzeciw lokalnych społeczności wobec infrastruktury fizycznej, czy zmniejszenie siły rynkowej istniejących w kraju producentów energii) (Dutton i Lockwood, 2017).

Część badań koncentruje się również na relacji pomiędzy korzyściami gospodarczymi Wielkiej Brytanii, które wynikają z integracji rynków energii elektrycznej UE a utratą wpływu na politykę i tworzenie wspólnego rynku energii elektrycznej po wyjściu Wielkiej Brytanii z Unii Europejskiej (tzw. Brexit). Przykładowo Lockwood i in. (2017) uznali, że pomimo opuszczenia przez Wielką Brytanię struktur UE, kraj powinien dążyć do obopólnych korzyści wynikających z integracji rynków energii elektrycznej, tak jak w przypadku Norwegii czy Szwajcarii, które nie są członkami UE (Lockwood i in., 2017). Natomiast Cairney i in. (2019) wskazują, że ze względu na istotną rolę Wielkiej Brytanii

w opracowywaniu unijnej polityki dotyczącej m.in. połączeń międzysystemowych, Brexit (rozumiany jako zestaw formalnych zmian konstytucyjnych i prawnych), prawdopodobnie nie doprowadzi do znaczącej zmiany celów polityki energetycznej Wielkiej Brytanii (Cairney i in., 2019).

Poza Wielką Brytanią, analizie badawczej dotyczącej realizacji i rozwoju polityki wewnętrznego rynku energii elektrycznej w Europie poddawane są również inne europejskie państwa, co przedstawia tabela 2.1. Przykładowo dla rynku niemieckiego analizę jakościową przeprowadzili Müller i in. (2008); Cheung i in. (2019) czy Duffield i Westphal, (2011), którzy analizują politykę energetyczną tego kraju i wskazują na dążenie rynku do liberalizacji oraz podejmowanie działań na rzecz transformacji energetycznej i rozwoju źródeł odnawialnych. W literaturze przedmiotu istnieją również prace badawcze dotyczące realizacji i rozwoju integracji rynku hiszpańskiego (González i Alonso, 2021), greckiego (Danas i in., 2013), włoskiego (Matteucci, 2020), rumuńskiego (Haar i Marinescu, 2011), czy słoweńskiego (Hrovatin i in., 2009). Niektóre badania koncentrują się wyłącznie na jednym państwie, podczas gdy inne analizują dane z kilku krajów (Borozan i in., 2021; Pollitt, 2009; Cambini i in., 2020; Gencer i in., 2020; Puka i Szulecki, 2014).

Tabela 2.1. Przegląd prac badawczych dotyczących realizacji i rozwoju polityki wewnętrznego rynku energii elektrycznej w Europie

Autorzy	Kraj / czas analizy	Główny cel badawczy	Rezultaty / Wnioski
Müller i in., 2008	Niemcy 1995–2003	Jakościowa analiza oparta na konkretnych przypadkach, dotycząca sukcesu dywersyfikacji wśród niemieckich przedsiębiorstw energetycznych	Opracowano strategię dla przedsiębiorstwa energetycznego, które muszą dostosować się do zliberalizowanego rynku energii elektrycznej w Europie
Cheung i in., 2019	Niemcy 1990–2017	Analiza czynników wpływających na wyniki oceny transformacji energetycznej z perspektywy społeczno-politycznej	Wskazano cztery czynniki, które miały duży wpływ na osiągnięcia Niemiec w zakresie transformacji energetycznej: ponadpartyjna polityka, stabilność przywództwa, oddolne ruchy społeczne i zdecentralizowane wytwarzanie energii elektrycznej

Danias i in., 2013	Grecja	Ocena ewolucji greckiego rynku energii elektrycznej od początku procesu liberalizacji	Chociaż większość wymogów modelowego zliberalizowania rynku jest spełniona, to liberalizacja w Grecji jest udana tylko częściowo. Problemy wynikają z: niechęci greckiego rządu do podejmowania radykalnych reform, nierównych zasad konkurencyjności na detalicznym rynku energii elektrycznej oraz panującego kryzysu finansowego w Grecji
Borozan i in., 2021	Austria, Czechy, Niemcy, Węgry, Polska, Słowacja, Słowenia 2009–2020	Kompleksowy przegląd aktualnego stanu i planowanych zmian dotyczących postępów w kierunku pełnego wdrożenia prawodawstwa UE i regionalnej integracji rynków energii elektrycznej	Kraje są zgodne co do konieczności wdrażania zapisów trzeciego pakietu energetycznego dla rynków energii elektrycznej, jednak znajdują się na różnych etapach wdrażania kodeksów sieci, oferowania zachęt do aktywnego udziału klientów w rynku detalicznym czy rozwoju inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Działania te są niezbędne dla sprawnego handlu transgranicznego
Pollitt, 2009	Austria, Czechy, Niemcy, Węgry, Polska, Słowacja, Słowenia 1980–2007	Opisanie szczególnego kontekstu reformy elektroenergetycznej i odniesienie jej do obecnej sytuacji na rynku energii elektrycznej w Europie Południowo-Wschodniej	Stworzenie sprawnego ponadnarodowego rynku energii elektrycznej w tym regionie będzie poważnym, ale opłacalnym wyzwaniem
González i Alonso, 2021	Hiszpania 2015–2020	Przegląd ram regulacyjnych w Hiszpanii dotyczących cen energii elektrycznej dla dużych odbiorców przemysłowych oraz porównanie ich z innymi regulacjami	Główną przyczyną rozbieżności cen energii elektrycznej między państwami członkowskimi UE jest niski stopień wzajemnych połączeń między niektórymi rynkami energii

		obowiązującymi w pozostałych uprzemysłowionych krajach Europy	elektrycznej. Zharmonizowanie ram prawnych oraz mechanizmów wsparcia, zapewni większą konkurencję na europejskim wewnętrznym rynku energii elektrycznej
Matteucci, 2020	Włochy 1980–2020	Ocena wyników i dylematów związanych z ewolucją regulacji i jej reformami	Ewolucja i instytucjonalne funkcjonowanie rynków, wymaga okresowej oceny teorii i praktyki regulacji, ponieważ zmieniają się działania np. biznesowe, które mogą generować wyzwania i problemy regulacyjne. Autorzy zauważają ryzyko pojawiania się potencjalnie nieefektywnych regulacji
Haar i Marinescu, 2011	Rumunia 1990–2010	Porównanie i zestawienie wyników rynkowych inwestycji europejskich przedsiębiorstw użyteczności publicznej z celami polityki rządu w Rumunii	Postęp w prywatyzacji i liberalizacji rynku energii był znaczny, biorąc pod uwagę stosunkowo krótki czas, w którym dokonano zmian w ramach strategicznych rządowych programów energetycznych. Rumuński rząd chciał przyciągnąć inwestycje zagraniczne i promował jeden z najbardziej liberalnych programów legislacyjnych dotyczących bezpośrednich inwestycji zagranicznych (BIZ) w Europie Wschodniej
Duffield i Westphal, 2011	Niemcy 2000–2010	Opisanie niemieckiej polityki energetycznej oraz stosunku Niemiec do wspólnej polityki energetycznej UE	Niemcy przez długi czas miały antagonistyczny stosunek do tworzenia wspólnej polityki energetycznej UE. Od 2008 roku widać jednak otwieranie się Niemiec na tworzenie wspólnej polityki energetycznej

			(m.in. poprzez zrezygnowanie z niekonkurencyjnych praktyk i sprzedaż sieci przesyłowych przez E. ON, RWE i Vattenfall oraz wybór nowego rządu, który zakładał realizację celów polityki energetycznej Niemiec na poziomie europejskim)
Cambini i in., 2020	Wielka Brytania, Niemcy, Francja, Włochy 1990–2020	Opisanie integracji systemów energetycznych z technicznego, ekonomicznego, regulacyjnego i politycznego punktu widzenia	Zidentyfikowano ekonomiczne i polityczne bariery dla integracji systemów energetycznych oraz przedstawiono rozwiązania polityczne. Stwierdzono, że obecne ramy regulacyjne w UE nie stymulują wystarczających inwestycji dla integracji systemów energetycznych
Gencer i in., 2020	Wielka Brytania i Walia, Francja, Dania, Niemcy, Belgia 1980–2020	Identyfikacja behawioralnych ram regulacyjnych, które pomagają zrozumieć, w jaki sposób rynki energii elektrycznej i ich regulacje mogą z powodzeniem współewoluować	Zidentyfikowano 4 etapy ewolucji liberalizacji rynków energii elektrycznej: monopol, konkurencja hurtowa, konkurencja w handlu detalicznym oraz dostosowanie regulacji. Wskazano na potrzebę stworzenia kompleksowych ram regulujących zachowania w sektorze energii elektrycznej, uwzględniających specyfikę różnych krajów
Hrovatin i in., 2009	Słowenia 1991–2008	Przedstawienie zasad funkcjonowania słoweńskiego sektora elektroenergetycznego opisanie jego reform oraz przedstawienie propozycji dalszych usprawnień	Pomimo, że rynek energii elektrycznej w Słowenii został w pełni zliberalizowany w 2007 roku, poziom konkurencji w zakresie wytwarzania i dostaw pozostaje stosunkowo niski. Proponuje się zwiększyć konkurencję na rynku energii

			elektrycznej (m.in. poprzez poprawę zdolności transgranicznych) i prywatyzację przedsiębiorstw energetycznych
Puka i Szulecki, 2014	Niemcy Polska 2013	Podsumowanie toczącej się dyskusji na temat barier dla transgranicznej rozbudowy sieci elektroenergetycznej	Problemy związane z zarządzaniem i administracją oraz kwestie polityczne, a nie ekonomia i finanse, mogą wyjaśniać bariery dla transgranicznej rozbudowy sieci elektroenergetycznej Polska-Niemcy. Jednak zmiany w polityce regulacyjnej i wsparcie UE mogą odblokować inwestycje w połączenia międzysystemowe

Źródło: opracowanie własne.

Stopniowe kroki w kierunku liberalizacji można zauważyć w kolejnych pakietach legislacyjnych, które obejmują dyrektywy i rozporządzenia elektroenergetyczne. Głównym założeniem pakietów było osiągnięcie większego stopnia harmonizacji struktury sektorów energetycznych państw członkowskich UE (Schubert i in., 2016). Ocenę wpływu czterech podstawowych pakietów energetycznych (z 1996, 2003, 2009 oraz 2019 roku) na rozwój wewnętrznego rynku energii elektrycznej w UE uwzględnia również debata naukowa. Większość badań koncentruje się na trzech pierwszych pakietach, co przedstawia tabela 2.2.

Tabela 2.2. Publikacje naukowe dotyczące oceny wpływu trzech pierwszych pakietów energetycznych na rozwój wewnętrznego rynku energii elektrycznej w UE

Pakiet	Najważniejsze akty prawne	Autorzy
I pakiet energetyczny	<ul style="list-style-type: none"> Dyrektywa 96/92/EC 	Lyons, 1998 Eising, 2002 Green, 2006
I i II pakiet energetyczny	<ul style="list-style-type: none"> Dyrektywa 96/92/EC Dyrektywa 2003/54/EC Rozporządzenie 1228/2003/EC 	Meeus i in., 2005 Jamass i Pollitt, 2005 Domanico, 2007 Joskow, 2008
III pakiet energetyczny	<ul style="list-style-type: none"> Dyrektywa 2009/72/EC Rozporządzenie 713/2009/EC Rozporządzenie 714/2009/EC 	Helm, 2014 Böhringer i in., 2016 Jovanović, 2018

I, II i III pakiet energetyczny	<ul style="list-style-type: none"> • Dyrektywa 96/92/EC • Dyrektywa 2003/54/EC • Rozporządzenie 1228/2003/EC • Dyrektywa 2009/72/EC • Rozporządzenie 713/2009EC • Rozporządzenie 714/2009/EC 	Kayikci, 2011 Eikeland, 2011 Kanellakis i in., 2013 Maltby, 2013 Glachant i Ruester, 2014 Barrett, 2015
---------------------------------	--	--

Źródło: opracowanie własne.

Ze względu na fakt, że czwarty pakiet energetyczny (określany jako pakiet zimowy) jest stosunkowo nowy, istnieje mniej powiązanej literatury, która często ogranicza się do streszczeń dotyczących nowych aktów prawnych lub krótkich komentarzy (Buchan i Keay, 2016; Fischer, 2017; Ringel i Knodt, 2018). Projekt dokumentów pakietu zimowego został opublikowany przez Komisję Europejską pod koniec 2016 roku, a ostatnie akty prawne zostały przyjęte przez Radę Unii Europejskiej w 2019 roku.

Przykładowo Buchan i Keay (2016) wskazują m.in. na konieczność przyspieszenia prac nad dalszym łączeniem krajowych rynków dnia bieżącego. Autorzy porównują ten rynek do rynku dnia następnego i wskazują, że w 2014 roku w Europie wykorzystano jedynie 4,1% dostępnych zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych na rynku bieżącym, w porównaniu do 40% na rynku dnia następnego.

Natomiast Fischer (2017), przedstawił m.in. różnice w postrzeganiu klienta na przestrzeni kolejnych pakietów energetycznych. Według niego pierwsze trzy pakiety odnosiły się do klienta, który głównie koncentruje się na swobodnym wyborze sprzedawcy i konkurencyjnych cenach energii elektrycznej (klient jako *Homo economicus*). Jednak w ramach IV pakietu energetycznego, konsument ma zmienić swoją rolę i aktywnie uczestniczyć w produkcji czystej energii elektrycznej oraz tworzyć wspólnoty energetyczne.

Z kolei Ringel i Knodt (2018) dokonali przeglądu proponowanej struktury zarządzania unią energetyczną zaproponowaną przez Komisję Europejską w ramach IV pakietu elektroenergetycznego. Autorzy wskazują na konieczność dalszej konfrontacji celów i strategii politycznych w zakresie dekarbonizacji i redukcji emisji CO₂, pomiędzy Europą Środkowo-Wschodnią a północnymi i zachodnimi państwami członkowskimi UE. Ringel i Knodt podkreślają, że wspólna polityka energetyczna państw członkowskich UE przyczyni się do osiągnięcia uzgodnionych celów na poziomie europejskim.

Poza badaniami jakościowymi nad procesem liberalizacji europejskich rynków energii elektrycznej oraz kolejnymi pakietami energetycznymi, treści zawarte w wybranych

badaniach naukowych koncentrują się również na korzyściach, jakie mogą przynieść połączenia międzysystemowe, które związane są m.in. ze zwiększeniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przy bardziej efektywnej eksploatacji systemu i przesyłaniu energii. Jest to istotne zwłaszcza ze względu na wzrost znaczenia odnawialnych źródeł energii, które charakteryzują się niestabilnością pracy. Ponadto połączenia międzysystemowe mogą przyczynić się do zwiększenia elastyczności systemu (Spiecker i in., 2013). Poza poprawą bezpieczeństwa dostaw i elastycznością systemu, Newbery i in. (2016) oceniają atrakcyjność zintegrowanego rynku energii elektrycznej również pod względem wzmocnienia konkurencji, poprawy efektywności ekonomicznej oraz zapewnienia korzyści środowiskowych poprzez optymalizację zróżnicowania zasobów i wzorców popytu (Newbery i in., 2016).

Debata naukowa koncentruje się również na efektach ubocznych jednolitego rynku energii w Europie. Przykładowo Grossi i in. (2018) badali wpływ wycofania się z atomu w Niemczech (po katastrofie w Fukushima) i ekspansję OZE finansowaną przez system taryf gwarantowanych na rynkach krajów sąsiednich. Badacze odkryli, że wycofanie się z elektrowni jądrowych spowodowało wzrost cen energii elektrycznej w krajach sąsiednich o 25%, podczas gdy programy wsparcia dla wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych spowodowały spadek cen o 0,16% na każdy procent dodatkowej produkcji z niemieckich źródeł odnawialnych w badanym okresie. Wyniki te podkreślają znaczenie skoordynowanego podejścia do europejskiej polityki energetycznej (Grossi i in., 2018). Jednak Grigorjeva (2015) wskazuje, że pomimo iż zintegrowany europejski rynek energii elektrycznej zapewniłby wiele korzyści, to część rządów nadal kieruje się krajową polityką energetyczną, koncentrując się wyłącznie na swoich potrzebach, co nie jest zgodne z dążeniami UE do ustanowienia wewnętrznego europejskiego rynku energii elektrycznej (Grigorjeva, 2015).

Podsumowując powyższy przegląd badań jakościowych dotyczących oceny stopnia wdrożenia polityki Unii Europejskiej w zakresie rozwoju paneuropejskiego rynku energii elektrycznej, można stwierdzić, że koncentrują się one głównie na początku liberalizacji rynków energii w Europie oraz pierwszych pakietach energetycznych. Ponadto część badań analizuje zalety oraz skutki uboczne wewnętrznego europejskiego rynku energii elektrycznej. W związku z tym, można stwierdzić, że brakuje kompleksowego badania oceniającego stopień integracji europejskich rynków energii obejmującego zapisy IV pakietu energetycznego oraz nowych polityk energetycznych.

2.2. Ocena stopnia integracji rynków energii elektrycznej z wykorzystaniem metod analizy kointegracji

Część literatury naukowej dotyczącej integracji rynku energii elektrycznej skupia się na analizie długookresowych relacji między cenami energii elektrycznej, kointegracji oraz ich krótkookresowej współzależności. W tabeli 2.3. przedstawiono metodologię, a także główne wyniki wybranych badań w tej dziedzinie. Badania można sklasyfikować na podstawie analizowanych krajów, okresu badań oraz wykorzystanych metod ekonometrycznych.

Badania naukowe dotyczące tego wątku obejmują rynki w Stanach Zjednoczonych (Simpson i Abraham, 2012; Imran i Kockar, 2014; Oseni i Pollitt, 2016; Pantos i in., 2019; Cao i in., 2021), Azji (Wu, 2013; Sheng i in., 2013; Aalto, 2014; Ahmed i Bhatti, 2019; Wang i in., 2021) i Australii (Nepal i Foster, 2016; Apergis i in., 2017; Mwampashi i in., 2021). W badaniach uwzględniono również rynek europejski (Bunn i Gianfreda, 2010; Castagneto-Gissey i in., 2014; de Menezes i Houllier, 2013; Du i Lai, 2017; Rintamaki i in., 2017; Gugler i in., 2018). Większość badań koncentruje się jednak na rynkach energii elektrycznej w Europie Środkowo-Zachodniej, w szczególności na rynkach niemieckim i francuskim (Zachmann, 2008; Bosco i in., 2010; Bunn i Gianfreda, 2010; Bauwens i in., 2013; Castagneto-Gissey i in., 2014; de Menezes i Houllier, 2016; Lago i in., 2018; Ciferri i in., 2020). Może to być uwarunkowane faktem, że niemiecki i francuski rynek energii elektrycznej odpowiada łącznie za blisko 40% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Europie w 2021 roku - odpowiednio: 21,6% oraz 19,6%, a także odgrywają centralną rolę w integracji europejskiego rynku energii elektrycznej, ponieważ są one połączone z 13 innymi europejskimi rynkami energii elektrycznej⁹⁶. Ponadto badacze przeanalizowali również rynki energii elektrycznej Europy Północnej (Balaguer, 2011; Uribe i in., 2020; Hellwig i in., 2020), Półwyspu Iberyjskiego (Moutinho i in., 2011; Pellini, 2014; Ciarreta i in., 2016), w Wielkiej Brytanii i Irlandii (Valeri, 2009; Dutton i Lockwood, 2017; Do i in., 2020), a także rynki energii elektrycznej we Włoszech (Charfeddine, 2014; Ilea i Bovo, 2017; Le, 2019) i Grecji (Simoglou i in., 2014; Biskas i in., 2017; Vlassopoulos, 2020). Jednakże okazuje się, że pomimo toczącej się debaty na temat integracji europejskich rynków energii elektrycznej, liczba badań koncentrujących się na krajach Europy Środkowo-Wschodniej jest wciąż niewielka (Mišík, 2016; Gugler i in., 2018; Ciferri i in., 2020).

⁹⁶ European Commission, Directorate-General for Energy, EU energy in figures: statistical pocketbook 2022, Publications Office of the European Union, 2022, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/334050>.

Większość badań dotyczących integracji rynku energii elektrycznej obejmuje okres od 4 do 6 lat (Zachmann, 2008; Bunn i Gianfreda, 2010; Balaguer, 2011; Castagneto-Gissey i in., 2014; Rintamaki i in., 2017; Gugler i in., 2018). Niektóre badania przyjmują dłuższy horyzont czasowy (ponad 10 lat) (de Menezes i Houllier, 2016; Simpson i Abraham, 2012) - są to jednak bardzo rzadkie prace naukowe.

Co ciekawe, badania dotyczące integracji i konwergencji europejskich rynków energii elektrycznej przyniosły ambiwalentne wyniki, w zależności od przyjętej w badaniu metodologii, zróżnicowania wybranych danych oraz horyzontu czasowego analiz. Przykładowo Zachmann (2008) na podstawie analizy głównych składowych cen energii elektrycznej w latach 2002–2006 dla sześciu krajów Europy Zachodniej, dwóch Europy Centralnej oraz dwóch Europy Północnej wskazał, że przynajmniej do połowy 2006 roku większość krajowych rynków energii elektrycznej nie było zintegrowanych, pomimo wysiłków Unii Europejskiej na rzecz rozwoju jednolitego rynku. Spośród analizowanych krajów, najbardziej zintegrowanym rykiem wydaje się rynek niemiecki, o wysokiej korelacji z rynkiem francuskim. Następnie Bunn i Gianfreda (2010) wykorzystując testy przyczynowości oraz kointegracji wykazują rosnącą tendencję do integracji w okresie od lipca 2001 roku do lipca 2005 roku dla niemieckiego, francuskiego, holenderskiego, hiszpańskiego oraz brytyjskiego rynku energii. Stwierdzono jednak, że integracja nie wzrasta wraz z bliskością geograficzną, ale raczej wraz z przepustowością połączeń międzysystemowych. Podobne wyniki uzyskali de Menezes i Houllier (2013) stosując modele MGARCH ze stałymi i zmiennymi w czasie korelacjami dla danych dziennych. Z kolei de Menezes i Houllier (2016) przeanalizowali stopień konwergencji spotowych cen energii elektrycznej w dziewięciu krajach europejskich, stosując zmienną w czasie frakcyjną analizę kointegracji (z ang. *time-varying fractional cointegration analysis*) w latach 2000–2013. Stwierdzili, że trwałość konwergencji cen zależy od odległości geograficznej i połączeń międzysystemowych. Następnie Balaguer (2011) wykorzystując testy pierwiastków jednostkowych oraz regresję dla ruchomego okna, przeanalizowała proces integracji europejskich rynków energii elektrycznej w latach 2005–2009. Badanie wykazało, że rynki Danii i Szwecji są silnie zintegrowane. Natomiast między rynkami Szwajcarii, Włoch, Francji i Niemiec występują duże różnice cenowe. Różnice te mogą być związane z wykorzystaniem różnych źródeł surowców energetycznych, z uwzględnieniem źródeł odnawialnych i nieodnawialnych do produkcji energii elektrycznej. Z kolei Du i Lai (2017) wykorzystując modele kopuli (z ang. *copula models*) pokazują, że ceny spot energii elektrycznej we Francji, Niemczech/Austrii i Szwajcarii w latach 2006–2014 mają tendencję

do zmian w tym samym kierunku. Następnie Gugler i in. (2018) wykorzystując analizę kointegracji oraz model korekty błędem do analizy cen energii elektrycznej w latach 2010–2015 odnotowali wzrost integracji rynku w latach 2010–2012, ale następnie zauważyli jej spadek w latach 2012–2015. Badacze stwierdzają, że konieczne jest zwiększenie inwestycji w przepustowość połączeń międzysystemowych i większe sprzężenie.

W odniesieniu do kwestii metodologicznych, w celu zbadania stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej, większość badań wykorzystuje ramy kointegracji, głównie test Johansena (1995) (Bosco i in., 2010; Kalantzis i Milonas, 2010; Balaguer, 2011; Böckers i Heimeshoff, 2014), nieliniowe ramy korekty błędów (Arouri, 2011; Dergiades i in., 2013) czy też przyczynowość w sensie Grangera (Castagneto-Gissey i in., 2014; Gugler i in., 2018). Ponadto niektóre badania analizują integrację rynków energii elektrycznej za pomocą testów konwergencji (Csereklyei i Stern, 2015; de Menezes i Houllier, 2016; Apergis i in., 2017).

Tabela 2.3. Przegląd prac badawczych dotyczących długookresowych relacji między cenami energii elektrycznej, kointegracji oraz ich krótkookresowej współzależności

Autorzy	Kraj / czas analizy	Metodologia	Zmienne endogeniczne	Rezultaty
Zachmann, 2008	10 krajów europejskich 2002–2006	PCA, test KPSS (Kwiatkowski–Phillips–Schmidt–Shin) oraz ADF	Godzinowe ceny spot energii elektrycznej, popyt na energię elektryczną	Rynek niemiecki i francuski to rynki zintegrowane. Pozostałe europejskie rynki energii elektrycznej są tylko częściowo zintegrowane
Bosco i in., 2010	Francja, Niemcy, Holandia, Austria, Hiszpania, Skandynawia 1999–2007	Analiza kointegracji współczynnika pseudolosowości Lucasa (z ang. <i>Lucas's Pseudolikelihood Ratio Cointegration Test</i>), test KPSS, test NH (z ang. <i>Nyblom and Harvey test</i>)	Godzinowe cen spot energii elektrycznej, mediana cen gazu (Zeebdahd indeks) oraz ropy naftowej (ropa Brent)	Rynek niemiecki, francuski, holenderski i austriacki to rynki zintegrowane
Bunn i Gianfreda, 2010	Francja, Niemcy, Wielka Brytania,	Analiza korelacji, test Grangera, metoda Johansena	Godzinowe ceny spot energii elektrycznej	Rosnący stopień integracji dla głównych rynków europejskich.

	Holandia i Hiszpania 2001–2006			Stwierdzono, że integracja nie wzrasta wraz z bliskością geograficzną, ale raczej z przepustowością połączeń międzysystemowych
Kalantzis i Milonas, 2010	Austria, Belgia, Francja, Niemcy, Holandia, Hiszpania, Wielka Brytania, kraje nordyckie 2006–2009	Testy panelowe pierwiastka jednostkowego	Godzinowe ceny spot energii elektrycznej, miesięczne ceny ropy Brent	Konwergencja cen jest silniejsza w okresach szczytowego obciążenia i na połączonych sąsiednio krajach
Balaguer, 2011	Dania, Szwecja, Włochy, Francja, Niemcy, Szwajcaria 2003–2009	Testy pierwiastka jednostkowego, regresja ruchomego okna	Miesięczne ceny energii elektrycznej	Rynek duński i szwedzki to rynki silnie zintegrowane. Natomiast między rynkiem szwajcarskim, włoskim, francuskim i niemieckim występują duże różnice cenowe
Simpson i Abraham, 2012	19 krajów europejskich, wybrane kraje Ameryki Łacińskiej i Azji 2000–2011	Model VAR i VECM	Dzienne ceny energii elektrycznej, indeksy giełdowe energii	Większe gospodarki wykazały silniejsze związki między paliwami a cenami energii elektrycznej
Houllier i de Menezes, 2013	Wielka Brytania, Holandia, Belgia, Niemcy, Szwajcaria, Hiszpania, Portugalia, Finlandia, Dania, Norwegia, Francja 2009–2012	Modele MGARCH	Godzinowe ceny spot energii elektrycznej przeliczono na średnie ceny dzienne i tygodniowe, prognozy godzinowe i rzeczywista produkcja energii elektrycznej wytwarzana przez wiatr	Decyzje podejmowane przez jedno państwo europejskie mogą mieć wpływ na krótkoterminowe powiązania sąsiednich lub połączonych rynków, a także na długoterminową konwergencję

Cactagneto-Gissey i in., 2014	13 krajów europejskich 2007–2012	Test Grangera, teoria sieci	Godzinowe ceny spot energii elektrycznej	Słaba integracja rynków energii elektrycznej do 2011 roku, z dużym skokiem w ostatnim kwartale 2011 roku
Böckers i Heimeshoff, 2012	Niemcy, Austria, Belgia, Holandia, Polska, Czechy, Szwajcaria, Dania, Szwecja 2004–2011	Analiza regresji, analiza korelacji, model VAR, Estymator Neweya-Westa	Godzinowe ceny spot energii elektrycznej, ceny surowców energetycznych: węgiel (Platts), uran (UXC), ropa (Brent)	Rynek niemiecki, austriacki, belgijski i holenderski to rynki zintegrowane
de Menezes i Houllier, 2016	14 krajów europejskich 2000–2013	Test PP (Phillipsa i Perrona), test KPSS	Godzinowe i półgodzinne ceny energii elektrycznej, które przekształcono na średnie tygodniowe ceny dzienne	Trwałość konwergencji cen zależy od odległości geograficzne i połączeń międzysystemowych
Rintamaki i in., 2017	Dania, Niemcy 2010–2014	Model SARMA	Godzinowe ceny spot energii elektrycznej, prognozowana godzinowa produkcja energii wiatrowej i słonecznej, prognozowane godzinowe zapotrzebowanie, godzinowe przepływy transgraniczne, dobowe ceny spot gazu ziemnego (NetConnect Germany)	Energia wiatrowa zmniejszyła zmienność cen na rynku duńskim i zwiększyła zmienność cen na rynku niemieckim. Niemiecka energia słoneczna PV zmniejszyła zmienność cen
Du i Lai, 2017	Francja, Niemcy, Austria i Szwajcaria 2006–2014	Modele typu ARMA, model kopuły	Dzienne ceny spot energii elektrycznej	Rynek francuski, niemiecki, austriacki i szwajcarski to rynki zintegrowane
Gugler i in., 2018	25 krajów europejskich 2010–2015	Analiza korelacji, ECM, test przyczynowości Grangera	Godzinowe ceny spot energii elektrycznej, godzinowe zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych	Integracja rynku wzrosła od 2010 roku do połowy 2012 roku, jednak potem spadła do 2015 roku

Hellwig i in., 2020	Włochy, Niemcy, Austria, Francja, Szwajcaria 2015–2016	Parametryczna estymacja zmiennych instrumentalnych	Ceny spot energii elektrycznej, średnia temperatura, prognoza produkcji OZE, niedostępna moc wytwórcza, wymiana transgraniczna, dzienna cena: węgla (ARA), gazu ziemnego (TTF), ropa (Brent)	Wzrost przepustowości połączeń międzysystemo- wych może prowadzić do dalszych spadków cen energii elektrycznej
------------------------	--	---	---	---

Uwagi: PCA - analiza składowych głównych, KPSS - Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin, ADF - testu Dickey-Fullera, SUR - pozornie niezależna regresja, VAR - modele wektorowej autoregresji, VECM - model autoregresji wektorowej dla skointegrowanych szeregów czasowych, ECM – model korekty błędem.

Źródło: opracowanie własne.

Z powyższych analiz jasno wynika, że w ciągu ostatnich kilkunastu lat powiązanie rynków energii elektrycznej nabiera coraz większego znaczenia. Dlatego też, choć wnioski z badań nie są jednoznaczne, można stwierdzić, że kraje europejskie prowadzą dwa równoległe działania w celu stworzenia wewnętrznego europejskiego rynku energii elektrycznej. Pierwszym z nich jest liberalizacja rynków krajowych, natomiast drugim rozbudowa transgranicznych mocy wytwórczych, przy jednoczesnej poprawie zasad handlu transgranicznego, np. poprzez promowanie *market coupling* (więcej na ten temat znajduje się w podrozdziale 1.4.3. *Mechanizm Market Coupling i historia łączenia rynków energii elektrycznej*).

2.3. Ocena stopnia integracji rynków energii elektrycznej z wykorzystaniem metodologii Diebolda i Yilmaza

Badania naukowe dotyczące rozprzestrzeniania się zmienności (z ang. *volatility spillovers*) na europejskich rynkach energii elektrycznej oraz analizy powiązań tych zmienności (z ang. *volatility connectedness*) z wykorzystaniem metodologii Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014) oraz Barunika i Křehlika (2018) są najbardziej istotnym wątkiem dla niniejszej dysertacji. Analizy te są stosunkowo nieliczne w porównaniu z obszerną literaturą dotyczącą rozprzestrzeniania się zmienności na rynkach surowców energetycznych czy finansowych (Apergis i in., 2017). W tabeli 2.4. przedstawiono przegląd prac badawczych, a także główne wyniki wybranych badań dotyczących pomiaru rozprzestrzeniania się zmienności na europejskich rynkach energii elektrycznej.

Rozprzestrzenianie się zmienności rynków energii elektrycznej są analizowane w Australii (Apergis i in., 2017; Han i in., 2020), Azji (Hasan i in., 2021) i Europie (Chulia i in., 2019; Xiao i in., 2019; Uribe i in., 2020; Do i in., 2020; Yang, 2022; Ma i in., 2022, Sikorska-Pastuszka i Papież, 2023). Jeśli chodzi o kwestie metodologiczne, aby przeanalizować efekty rozprzestrzeniania się zmienności na rynkach energii elektrycznej oraz powiązania między tymi rynkami, większość badań wykorzystuje podejście Diebolda i Yilmaza oraz Barunika i Křehlika, oparte na modelach takich jak: VAR (Xiao i in., 2019), FIVAR (Do i in., 2020), metoda Lasso (Ma i in., 2022), GDFM (Yang, 2022) oraz HAR-RV (Uribe i in., 2020).

Większość badań wykorzystuje dzienne lub godzinowe ceny energii elektrycznej rynku dnia następnego (Xiao i in., 2019; Do i in., 2020; Uribe i in., 2020; Ma i in., 2022). W przeciwieństwie do tego niektóre badania wykorzystują indeksy cen akcji wybrane jako przybliżenie (proxy) dla rynku energii elektrycznej (Alawi i in., 2022) lub dzienne ceny akcji europejskich spółek energetycznych (Ji i in., 2019). W literaturze przedmiotu brakuje jednak podziału cen energii elektrycznej na okresy zapotrzebowania na energię elektryczną (*BASE* oraz *PEAK*). W celu oszacowania dziennej zmienności cen energii elektrycznej badawcze wykorzystują czterypodstawowe miary efektu przenikania (z ang. *measure spillovers*) (szerzej na temat koncepcji mierzenia efektów przenikania zmienności znajduje się w podrozdziale 3.2.1. *Koncepcje mierzenia zmienności cen energii elektrycznej* w tabeli 3.1.):

- śróddzienny zakres ceny energii elektrycznej (z ang. *intraday range of the electricity price - IR*) (Han i in., 2020; Ma i in., 2022),
- zrealizowana zmienność ceny energii elektrycznej w ciągu dnia (z ang. *realised volatility of the intraday electricity price - RV*) (Apergis i in., 2017; Uribe i in., 2020; Do i in., 2020),
- odchylenie standardowe ceny energii elektrycznej w ciągu dnia (z ang. *standard deviation of intraday electricity price - SD*) (Han i in., 2020),
- stopy zwrotów (z ang. *returns series*) (Ji i in., 2019; Xiao i in., 2019; Hasan i in., 2021).

Przykładowo Chuliá i in. (2019) badali zakres i ewolucję powiązań między rynkami energii, korzystając z szerokiego zestawu danych składającego się łącznie z 17 szeregów cen towarów, takich jak energia elektryczna, gaz ziemny, węgiel, ropa naftowa i węgiel. Do analizy wykorzystano: 6 cen energii elektrycznej (z rynku niemieckiego, francuskiego,

holenderskiego, włoskiego, skandynawskim oraz hiszpańskim), 6 cen gazu ziemnego (tj. National Balance Point (NBP), Zeebrugge (ZEE), Title Transfer Facility (TTF), Netconnect (NCG) oraz GASPOOL (GASP) i Henry Hub (HH)), Europejskie Upewnienia do Emisji (EUA), 2 ceny ropy naftowej (West Texas Intermediate (WTI) i North Sea BFOE6 (Brent)) i wreszcie 2 ceny węgla (indeks API2 dla węgla importowanego do Europy Północno-Zachodniej i Central Appalachian (CAPP) dla wschodnich Stanów Zjednoczonych). W badaniu posłużono się danymi dziennymi obejmującymi okres od listopada 2008 roku do czerwca 2016 roku. Wyniki badań wskazują, że najbardziej zintegrowanymi europejskimi rynkami energii elektrycznej są rynek niemiecki, francuski i holenderski. Dodatkowo holenderski hub cen gazu ziemnego TTF może stać się punktem odniesienia dla cen gazu ziemnego w Europie oraz gaz ziemny może zastąpić ropę naftową jako globalny punkt odniesienia dla cen surowców energetycznych.

Następnie Xiao i in. (2019) dokonali pomiaru powiązań europejskich rynków energii elektrycznej z wykorzystaniem standardowej metodologii Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014). W tym celu przeanalizowano niemiecki, francuski, czeski, słowacki, polski, portugalski, hiszpański, węgierski, włoski, brytyjski oraz skandynawski rynek energii elektrycznej. Do analizy wykorzystano ceny energii elektrycznej rynku dnia następnego w okresie od 1 sierpnia 2011 roku do 30 czerwca 2017 roku. Wyniki pokazują, że europejskie rynki energii elektrycznej charakteryzowały się stosunkowo wysokim poziomem powiązań w okresie od 2013 roku do końca 2017 roku. Najsilniejsze zaobserwowane połączenie parami (z ang. *pairwise connectedness*) dotyczy hiszpańskiego rynku energii elektrycznej z portugalskim rynkiem energii elektrycznej (44,8%). Oznacza to, że rynki energii elektrycznej w Hiszpanii i Portugalii mają na siebie największy wpływ. Według badaczy wynika to z kilku faktów. Po pierwsze, śródziemnomorski klimat Hiszpanii zapewnia obfite zasoby energii słońca i wiatru, przez co znajduje się ona w czołówce liberalizacji rynków energii elektrycznej w Europie. Po drugie, Hiszpania i Portugalia znajdują się na Półwyspie Iberyjskim, przy czym Portugalia dołączyła do hiszpańskiego rynku energii elektrycznej w 2007 roku, tworząc Iberian Power Market. Po trzecie, hiszpański rynek energii w rzeczywistości zależny jest w głównej mierze od Portugalii, a pozostałe połączenia międzysystemowe z Francją, Marokiem i Andorą mają ograniczoną przepustowość (Abadie i Chamorro, 2021). Drugie najmocniejsze połączenie jest obserwowane pomiędzy słowackim i czeskim rynkiem energii elektrycznej. Wynika to przede wszystkim z faktu, że jeszcze w 1993 roku Czechy i Słowacja tworzyły wspólne państwo Czechosłowację. Autorzy wskazują również, że powiązania rynków w krajach

sąsiadujących geograficznie są znacznie wyższe niż rynków w krajach niesąsiadujących. Analizie poddane zostały całkowite połączenia kierunkowe netto zmienności (z ang. *net total directional connectedness*), wskazując, że największym transmitterem zmienności jest rynek hiszpański (30,7%) oraz niemiecki (15,4%), natomiast odbiorcą zmienności jest rynek francuski (-57,3%) oraz włoski (-53,4%). W przypadku analizy krótszych podokresów (objętych kryzysami gospodarczymi) oraz analizy metodą w oknach ruchomych (z ang. *rolling sample analysis*) badacze zauważyli, że powiązania rynków są zawsze wysokie w okresach zawirowań. Dodatkowo udowodnili, że w okresie wrażliwym ekonomicznie, rynki energii elektrycznej o naturalnych przewagach geograficznych (czyli rynki mające dużą liczbę sąsiadujących ze sobą krajów) mają zapewniony wyższy poziom połączeń międzysieciowych między krajami (np. skandynawskie rynki energii elektrycznej). W okresie greckiego kryzysu zadłużenia i po nim większość powiązań zmienności netto rynków jest dodatnia (rynki są transmitterami zmienności), a różnica między wartościami jest niewielka. To odkrycie według autorów dowodzi, że europejski rynek energii elektrycznej stał się bardziej połączony na późniejszym etapie.

Również Do i in. (2020) pokazują, że w zależności od ważnych wydarzeń, reform politycznych lub przekształceń rynku, takich jak: Brexit, spadek cen ropy naftowej, rosnący udział odnawialnych źródeł energii i wahania kursów walut, dochodzi do zmienności powiązań pomiędzy rynkami energii elektrycznej. Do badania wykorzystano godzinowe ceny spot energii elektrycznej na rynku w Irlandii i Wielkiej Brytanii w okresie od października 2009 roku do października 2018 roku. Autorzy w pierwszej kolejności konstruują statyczny indeks powiązań zmienności (z ang. *static volatility connectedness*) dla całej próby. Następnie szacują dynamiczne wskaźniki powiązania zmienności (z ang. *dynamic volatility connectedness*) dla każdego ruchomego okna. Wyniki wskazują, że powiązanie zmienności między irlandzkim i brytyjskim rynkiem energii elektrycznej w badanym okresie jest niskie (około 5%), jednak jest ono zmienne w czasie i wpływają na niego ważne wydarzenia polityczno-gospodarcze.

Potwierdza to Yang (2022), który przeanalizował powiązania między rynkami energii elektrycznej i emisją dwutlenku węgla w krajach europejskich z perspektywy idiosynkratycznego rozprzestrzeniania się informacji i sieci połączeń (z ang. *idiosyncratic information spillover and connectedness networks*). W analizie wykorzystano tygodniowe ceny spot energii elektrycznej w Niemczech i Austrii, Hiszpanii, Wielkiej Brytanii oraz we Włoszech i Francji, oraz ceny uprawnień do emisji CO₂ w okresie od 16 stycznia 2009 roku do 20 września 2019 roku. Badacze wskazują, że ich obszar badań jest reprezentatywny,

ponieważ analizowane rynki energii elektrycznej stanowią ponad 80% udziału w całkowitym wolumenie obrotu energią elektryczną w Europie, przy czym rynek niemiecki i austriacki stanowi ponad połowę udziału w tym wolumenie. W badaniu wykorzystano uogólniony model czynników dynamicznych (z ang. *generalized dynamic factor model - GDFM*) opracowany przez Forni i in. (2017). Następnie wykorzystany został składnik idiosynkratyczny (z ang. *idiosyncratic components*) z podejścia Diebolda i Yilmaza (2020), aby wskazać powiązania między tymi rynkami. Poprzez podejście ruchomego okna zidentyfikowano również wzorce dynamicznych powiązań, aby lepiej zrozumieć integrację i rozprzestrzenianie się informacji na europejskim wewnętrznym rynku energii. Ponadto dla oceny wpływu cen w dolinach szczytowych (z ang. *peak-valley*) na sieć połączeń, zastosowano dwie miary cen: cenę obciążenia podstawowego (z ang. *the base load price*) oraz cenę obciążenia szczytowego (z ang. *the peak load price*). Wyniki badań wskazują, że po przyjęciu przez Komisję Europejską pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” w 2016 roku europejskie wewnętrzne rynki energii elektrycznej stopniowo się integrowały. Badacze, obliczając tygodniowe odchylenia standardowe ceny obciążenia podstawowego oraz szczytowego, stwierdzają, że ceny obciążenia szczytowego wykazują większą zmienność niż ceny obciążenia podstawowego na wszystkich rynkach. Udowodniono również, że popyt na energię elektryczną odgrywa kluczową rolę w rozprzestrzenianiu się ryzyka idiosynkratycznego (specyficznego, własnego). Ponadto niemieccy i austriaccy operatorzy rynku energii elektrycznej dominują na europejskich rynkach energii elektrycznej jako transmitterzy informacji netto, podczas gdy rynek emisji dwutlenku węgla jest odbiorcą informacji netto z systemu.

Podobnie Ma i in. (2022) badają wpływ niepewności polityki gospodarczej na efekty rozprzestrzeniania się zmienności. W tym celu przeanalizowano 12 europejskich hurtowych rynków spot energii elektrycznej z sześciu giełd - APX (Holandia i Wielka Brytania), EPEX (Niemcy i Francja), IPEX (Włochy), Nord Pool (Dania, Finlandia, Norwegia i Szwecja), OMEL (Hiszpania i Portugalia) oraz OTE (Czechy) w okresie od 1 września 2009 roku do 18 sierpnia 2020 roku. Do badań w pierwszej kolejności wykorzystano metodologię zaprezentowaną w pracy Demirer i in. (2018), która wykorzystwała metodologię Diebolda i Yilmaza (2009) oraz Diebolda i Yilmaza (2012). Zastosowana metodologia miała na celu wyraźne określenie ilościowe efektów rozprzestrzeniania się zmienności na europejskich rynkach energii elektrycznej. Następnie starano się uchwycić efekty zmienności na różnych częstotliwościach za pomocą modelu zaproponowanego w pracy Barunika i Křehlika (2018) (z ang. *volatility spillovers at different frequencies*). Ostatnim etapem badań było

wprowadzenie modelu regresji do analizy wpływu zmian warunków gospodarczych zarówno na ogólne, jak i zdezagregowane efekty zewnętrzne zmienności na europejskich rynkach energii elektrycznej. Pierwszym kluczowym wynikiem tych badań jest to, że ogólne powiązanie europejskich rynków energii elektrycznej jest stosunkowo wysokie, ale zmienia się w czasie i wykazuje duże zmiany podczas ważnych wydarzeń gospodarczych i geopolitycznych (co potwierdzają Xiao i in., 2019; Do i in., 2020). Po drugie, efekty rozprzestrzeniania się zmienności przy różnych częstotliwościach wykazują silną heterogeniczność. Wreszcie, wzrost niepewności polityki gospodarczej w Europie znacznie zwiększa rozprzestrzenienie się zmienności na rynkach energii elektrycznej, ale efekt ten dotyczy głównie skutków średnio- i długoterminowych, podczas gdy krótkoterminowe efekty są prawie niezależne od niepewności europejskiej polityki gospodarczej. Spośród 12 analizowanych krajów najbardziej zintegrowany jest rynek niemiecki, francuski, czeski, holenderski, hiszpański i portugalski w europejskim systemie elektroenergetycznym, podczas gdy połączenia pomiędzy rynkami: włoski, brytyjskim, szwedzkim i norweskim są stosunkowo słabe. Głównymi transmitterami zmienności netto są rynek niemiecki (11,57%), francuski (8,69%). Ponadto badacze wskazują, że w maju 2015 roku nastąpiło połączenie giełdy EPEX z siedzibą we Francji i oddziałem w Niemczech z giełdą APX, co przyczyniło się do rozprzestrzeniania zmienności na inne rynki. Do istotnych transmitterów zmienności netto należy również rynek szwedzki (4,16%) oraz norweski (3,07%), a badacze tłumaczą to głównym udziałem tych rynków w całkowitej produkcji energii elektrycznej w Europie Północnej (72%) oraz całkowitej energii zużywanej (65%) wśród krajów skandynawskich. Z kolei odbiorcami zmienności netto są pozostałe analizowane rynki energii elektrycznej. Dynamiczny wskaźnik całkowitego połączenia (TCI) oscylował głównie między 38% a 65% i doświadczył co najmniej pięciu dramatycznych zmian, tj. europejski kryzys zadłużenia w 2012 roku (kryzys włosko-hiszpański), historyczny spadek cen ropy w latach 2014–2015, głosowanie za Brexitem w 2016 roku, gwałtowny wzrost cen uprawnień do emisji w 2018 roku oraz pandemia COVID-19.

Z kolei Uribe i in. (2020) skupili się na badaniu integracji rynków i rozprzestrzenianiem szoków na norweskim, szwedzkim, duńskim, finlandzkim, estońskim, litewskim i łotewskim rynku energii elektrycznej. Do analizy wykorzystali godzinowe ceny energii elektrycznej w okresie od 1 stycznia 2013 roku do 31 grudnia 2018 roku. Autorzy, wykorzystując w metodologii Diebolda i Yilmaza (2012) heterogeniczny autoregresyjny model zmienności zrealizowanej (HAR-RV), łączą zrealizowaną zmienność rynku dnia następnego (z ang. *day-ahead realized volatility*) cen energii elektrycznej w ciągu dnia

z przeszłą zrealizowaną zmiennością w różnych horyzontach czasowych. Badacze wskazują na rosnący w ostatnich dziesięcioleciach trend w kierunku integracji rynków energii oraz identyfikują wyraźne cykle odpowiadające za silniejszą integrację (większe przenoszenie wstrząsów) w zimnych porach roku. Autorzy stwierdzają, że większa integracja rynków zmniejsza prawdopodobieństwo wystąpienia kryzysów energetycznych oraz niedoborów na danym rynku. Badacze określili rynek norweski, szwedzki i duński jako głównych transmitterów netto zmienności. Należy zauważyć, że Szwecja i Norwegia odpowiadają za 72% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Europie Północnej i 65% całkowitego zużycia energii elektrycznej wśród krajów skandynawskich (co zostało również przytoczone w badaniu Ma i in. (2022)). Z kolei pozostałe skandynawskie rynki energii elektrycznej przez większość czasu są odbiorcami netto zmienności.

Najnowsze badanie Sikorska-Pastuszka i Papież (2023) również koncentruje się na rozprzestrzenianiu zmienności cen energii elektrycznej, ale uwzględnia także wpływ zmienności cen surowców energetycznych i cen EUA. Do badania wykorzystano godzinowe ceny energii elektrycznej z 26 europejskich rynków energii elektrycznej w latach 2007–2022 oraz dzienne ceny gazu ziemnego (NBP, NCG, TTF), węgla (ARA), ropy (Brent) i ceny uprawnień do emisji (EUA ETS) w latach 2016–2022. Badanie to jest szczególnie interesujące, ponieważ uwzględnia najnowszą sytuację gospodarczo-polityczną związaną z m.in. inwazją Rosji na Ukrainę, pandemią COVID-19, czy zaostrzeniem polityki energetyczno-klimatycznej UE. Dynamiczne powiązanie zmienności na europejskich rynkach energii elektrycznej jest badane przy wykorzystaniu metody TVP-VAR, która modyfikuje klasyczne podejście Diebolda i Yilmaza (2009, 2012). Wykorzystano również śróddzienny zakres (z ang. *intraday range* – IR) jako miarę do oszacowania zmienności cen energii elektrycznej. Podstawowym wnioskiem z badania jest fakt, że integracja europejskich rynków energii elektrycznej wzrasta wraz z czasem, a powiązania między rynkami energii elektrycznej wzmocniła polityka UE. Głównymi nadajnikami sieciowymi (czyli rynkami, które transmitują wstrząsy (szoki) do pozostałych rynków energii elektrycznej) są rynki niemiecki, francuski i holenderski, natomiast głównymi odbiorcami netto wstrząsów są rynki hiszpański i portugalski. Co więcej, specyficzne uwarunkowania rynków energii elektrycznej dotyczące np. miks energetycznego, odgrywanej roli w handlu energią elektryczną (eksportowanie lub importowanie energii elektrycznej), czy wielkość produkcji energii elektrycznej, nie wpływają na te role. W badaniu udowodniono również, że oprócz połączeń regionalnych powstają także połączenia międzyregionalne. Ponadto wyeliminowanie wpływu zmienności determinant cen energii elektrycznej (cen gazu

ziemnego, węgla, ropy oraz EUA ETS) z cen energii elektrycznej od 2016 roku zwykle wskazuje na mniejsze powiązanie zmienności pomiędzy europejskimi rynkami energii elektrycznej.

W przeglądzie literatury pojawiają się również prace, które analizują nie tylko europejskie rynki energii elektrycznej pod kątem rozprzestrzeniania się zmienności oraz analizy powiązań tych zmienności z wykorzystaniem Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014) oraz Barunika i Křehlika (2018). Przykładowo Hasan i in. (2021) wskazują na związek między zmiennością azjatyckiego rynku energii elektrycznej a istotnymi wydarzeniami, takimi jak chiński kryzys finansowy i kryzys pandemiczny. Z kolei Apergis i in. (2017) oraz Han i in. (2020) analizują australijski rynek energii elektrycznej i pokazują, że bliskość regionalna i połączenia międzysystemowe również silnie wpływają na powiązania zmienności. Wreszcie niektóre badania obejmują międzykontynentalną analizę rynków energii elektrycznej. Na przykład Jaeck i Lautier (2016) badają niemiecki, norweski, australijski i amerykański rynek kontraktów terminowych na energię elektryczną i twierdzą, że zmienność na rynkach instrumentów pochodnych energii elektrycznej nie jest zależna od magazynowania.

Tabela 2.4. Przegląd prac badawczych dotyczących stopnia integracji rynków energii elektrycznej z wykorzystaniem metodologii Diebolda i Yilmaza

Autorzy	Okres i rodzaj danych	Miara efektu przenikania	Kraje	Metodologia	Rezultaty
Europejski rynek energii elektrycznej					
Xiao i in., 2019	2011–2017; Dzienne ceny energii elektrycznej (RDN)	Stopy zwrotu	Polska, Niemcy, Francja, Czechy, Portugalia, Słowacja, Hiszpania, Węgry, Włochy, Wielka Brytania, Skandynawia	VAR; DY	Relatywnie wysokie powiązania rynków energii w latach 2013–2017 oraz w okresach zawirowań
Chulia i in., 2019	2009–2016; Dzienne ceny energii elektrycznej, gazu ziemnego, uprawnień do emisji, ropy naftowej i węgla	Stopy zwrotu	17 cen surowców	DY	Najbardziej zintegrowane europejskie rynki energii elektrycznej to rynki niemiecki, francuski i holenderski

Do i in., 2020	2009–2018; Godzinowe ceny energii elektrycznej (RDN)	Sqrt(RV)	Irlandia, Wielka Brytania	FIVAR; DY	Powiązania zmiennosci między irlandzkim a brytyjskim rynkiem energii elektrycznej zależy od ważnych wydarzeń, reform politycznych lub przekształceń rynku (np. Brexit)
Uribe i in., 2020	2013–2018; Godzinowe ceny energii elektrycznej (RDN)	RV	Norwegia, Szwecja, Dania, Finlandia, Estonia, Litwa, Łotwa	DY	Istnieją cykle odpowiedzialne za większą integrację (związane z sezonem zimnym i wzrostem cen energii elektrycznej)
Yang, 2022	2009–2019; Tygodniowa cena spot energii elektrycznej oraz emisji dwutlenku węgla	SD	Niemcy, Austria, Włochy, Hiszpania, Wielka Brytania, Francja	GDFM; DY	Od 2016 roku europejskie rynki energii elektrycznej są stopniowo integrowane w wyniku zmian w polityce energetycznej
Ma i in., 2022	2009–2020; Godzinowe ceny energii elektrycznej (RDN)	(IR) ²	12 krajów europejskich	LASSO; DY; BK	Najbardziej zintegrowane są niemiecki, francuski, czeski, holenderski, hiszpański i portugalski rynek energii elektrycznej, a ich zmienność zależy od wydarzeń gospodarczych i geopolitycznych

Sikorska-Pastuszka i Papież (2023)	2007–2022; Godzinowe ceny energii elektrycznej (RDN) oraz dzienne ceny gazu ziemnego (NBP, NCG, TTF), węgla (ARA), ropy (Brent)	IR	25 krajów europejskich oraz obszar Skandynawii	TVP-VAR	Integracja europejskich rynków energii elektrycznej wzrasta wraz z czasem, a powiązania między rynkami energii elektrycznej wzmocniła polityka UE
------------------------------------	---	----	--	---------	---

Azjatycki rynek energii elektrycznej

Hasan i in., 2021	2007–2020; Dienne indeksy cen akcji sektora elektroenergetycznego	Zwroty z sektorów użyteczności publicznej energii elektrycznej	10 azjatyckich rynków energii elektrycznej	DY; BK	Azjatyckie sektory elektroenergetyczne są silnie powiązane, zwłaszcza w krótkim okresie
-------------------	---	--	--	--------	---

Australijski rynek energii elektrycznej

Apergis i in., 2017	1999–2014; Tygodniowe hurtowe ceny energii elektrycznej (RDB)	RV; zrealizowana semiwariancja	4 australijskie rynki energii elektrycznej	DY	Obecność asymetrycznych współzależności występowania efektów zewnętrznych zmienności na rynkach energii elektrycznej w Australii
Han i in., 2020	2010–2017; Półgodzinne ceny energii elektrycznej (RDN)	SD; IR	5 australijskich rynków energii elektrycznej	DY	Efekty zewnętrzne zależą od bliskości regionalnej i połączeń międzysystemowych

Pozostałe rynki energii elektrycznej

Jaeck i Lautier, 2016	2008–2014; Dienne ceny energii elektrycznej w miesięcznych kontraktach terminowych; ropa naftowa; Rynek PJM (olej opałowy, gaz ziemny, węgiel); Rynek niemiecki (gaz ziemny i węgiel)	Bezwzględna wartość dziennych stóp zwrotów cen kontraktów futures	Niemcy, Norwegia, Australia, USA	DY	Nie wykazano obecności trwałych efektów kierunkowych od nakładów do cen energii elektrycznej
Alawi i in., (2022)	1995–2021; Dienne indeksy cen akcji z sektora energetycznego	Zwroty z akcji w sektorach energii elektrycznej	Ameryka Północna, Ameryka Południowa, Europa, Azja i Pacyfik	DY; BK	Rynki w Ameryce Północnej i Południowej oraz w Europie są transmitterami netto zmienności. Rynki w Azji i Pacyfiku są odbiorcami netto zmienności

Uwagi: RDN - Rynek Dnia Następnego; RDB - Rynek Dnia Bieżącego; IR - śróddzienny zakres ceny energii elektrycznej; RV - zrealizowana zmienność śróddziennej ceny energii elektrycznej; SD - odchylenie standardowe śróddziennej ceny energii elektrycznej; DY - metoda Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014), BK - Barunika i Křehlika (2018); GDFM - uogólniony model czynników dynamicznych; FIVAR - Frakcyjnie zintegrowany model VAR; Sqrt(RV) - pierwiastek kwadratowy ze zrealizowanej zmienności śróddziennej ceny energii elektrycznej.

Źródło: opracowanie własne.

2.4. Wpływ determinant cen energii elektrycznej na stopień integracji rynków energii elektrycznej

Istniejąca literatura naukowa koncentruje się również na wszystkich istotnych determinantach kształtujących ceny energii elektrycznej. Z uwagi na wybrany temat rozprawy doktorskiej, przedstawione prace dotyczą europejskiego rynku energii elektrycznej. Jednymi z podstawowych czynników wpływających na poziom cen energii elektrycznej w Europie są ceny surowców energetycznych (Papież, 2012). Wynika to z organizacji rynku energii elektrycznej w Europie, który bazuje na mechanizmie *merit order*. (więcej na ten temat znajduje się w podrozdziale 1.4.2. *Podstawowe segmenty rynku energii elektrycznej*). Od połowy 2021 roku najdroższymi jednostkami funkcjonującymi

w systemie są elektrownie gazowe (Uribe i in., 2022). Problem wzrostów i silnych wahań cen gazu ziemnego analizowany był przez wielu badaczy (Diagoupis i in., 2016; Liu i in., 2021; Uribe i in., 2022; Cassetta i in., 2022). Ponadto literatura obejmuje również analizę wpływ cen węgla (Andrzejewski i in., 2019; Yaoye i in., 2019; Wu i in., 2023) oraz cen ropy naftowej (Yoshino i Taghizadeh-Hesary, 2014; Lahiani i in., 2017; Xu i in., 2021) na kształtowanie się cen energii elektrycznej w Europie.

Przykładowo Uribe i in. (2022) badali transmisję szoków gazu ziemnego na ceny energii elektrycznej dla 21 rynków europejskich od 1 stycznia 2015 roku do 11 marca 2022 roku. Z ich badań wynika, że duński i fiński rynek energii elektrycznej jest najbardziej wrażliwym rynkiem na szoki cenowe gazu ziemnego, natomiast portugalski i hiszpański rynek energii elektrycznej są najbardziej odporne. Badacze zaznaczają, że rynek duński i fiński nie są krajami silnie zależnymi od gazu ziemnego, co oznacza, że miks wytwórczy nie determinuje odporności krajów na szoki związane z gazem ziemnym. Z kolei Wu i in. (2023) zajmowali się przede wszystkim prognozowaniem cen węgla i jego wpływem na kształtowanie się cen energii elektrycznej. Badacze oceniają, że ceny węgla charakteryzują się niepełnością, nieliniowością, dużym szumem i podatnością na złożone czynniki zewnętrzne, co stanowi duże wyzwanie dla prognozowania cen węgla, a ostatecznie cen energii elektrycznej. Szerokim zainteresowaniem badaczy cieszy się również rynek ropy naftowej. Przykładowo Xu i in. (2021) podsumowali główne przyczyny wahań cen ropy naftowej. Stwierdzili, że na niepewność na rynku energii (w tym ceny energii elektrycznej) w latach 1988–2017 istotny wpływ miały różne wydarzenia, takie jak niestabilność polityczna, czy zawirowania w krajach produkujących ropę naftową.

Kolejnym czynnikiem determinującym europejskie ceny energii elektrycznej jest funkcjonowanie unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). System został uruchomiony w 2005 roku, a jego podstawowym celem jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych (Lovcha i in., 2022). Od samego początku system EU ETS był szczegółowo opisywany w literaturze naukowej (Keppler i Mansanet-Bataller, 2010; Castagneto-Gissey, 2014; Višković i in., 2017; Soliman i Nasir, 2019; Chevallier i in., 2019; Zhou i in., 2020).

Przykładowo Castagneto-Gissey (2014) zbadał interakcję między cenami energii elektrycznej, a uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla we Francji, Niemczech, Wielkiej Brytanii oraz w krajach skandynawskich w latach 2008–2012. Badanie to pokazało, że europejskie ceny energii elektrycznej są silnie powiązane z cenami certyfikatów, zarówno pod względem poziomów, jak i ich zmienności oraz niezależnie od bazowego koszyka paliwowego w danym kraju. Z kolei Chevallier i in. (2019) zbadali zależności między

dziennymi cenami uprawnień do emisji dwutlenku węgla, a determinantami cen energii elektrycznej (tj. gaz ziemnym ICE Natural, ropa Brent, węgiel ARA) w latach 2010–2016 i również udowodnili pozytywny związek między tymi zmiennymi oraz wpływem na cenę energii elektrycznej. Natomiast Haxhimusa i Liebensteiner (2021) badali 16 europejskich krajów w okresie rozprzestrzeniania się pandemii COVID-19 w Europie. Wykorzystując dane dotyczące emisji z sektora energetycznego, infekcji COVID-19 i innych zmiennych kontrolnych z różnych źródeł danych, udowodnili w wyniku paniki wywołanej pandemią, spadła cena uprawnień EUA co przełożyło się na obniżenie europejskich cen energii elektrycznej.

Ponadto w ostatnim dziesięcioleciu na całym świecie nastąpił gwałtowny rozwój technologii odnawialnych źródeł energii, określanych również w literaturze jako źródła zmienne, pogodozależne, co potwierdzają w swoich badaniach Sirin i Sevindik (2022). Według Saha i in. (2023), wynika to przede wszystkim z problemów środowiskowych (takich jak globalne ocieplenie i zmiany klimatu) oraz zmniejszających się rezerw paliw kopalnych. Połączenia międzysystemowe dają możliwość współdzielenia mocy rezerwowej pochodzącej z OZE między większą liczbą krajów, co zapewnia większe bezpieczeństwo energetyczne i niezawodność dostaw na europejskich rynkach energii (Macedo i in., 2021). Wzrost zapotrzebowania na energię w Europie przy jednoczesnym ograniczeniu jej pozyskania ze źródeł konwencjonalnych powoduje, że konieczny staje się dalszy rozwój energetyki odnawialnej, jak i połączeń transgranicznych.

Cześć naukowców od kilku lat analizuje również wpływ OZE oraz struktur miksów paliwowo-energetycznych poszczególnych krajów na stopień integracji rynków energii elektrycznej. Przykładowo, w pracach Mauritzen (2012) oraz Mauritzen (2013) zbadany został wpływ produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych na transgraniczny przesył energii elektrycznej między Danią a Norwegią. Ustalono, że gdy w Danii wytwarza się więcej (mniej) energii wiatrowej, eksport do (import z) Norwegii jest wyższy, podczas gdy norweskie elektrownie wodne produkują mniej (więcej).

Z kolei de Menezes i Houllier (2015) zbadali konsekwencje dla Francji i Holandii płynące z założeń niemieckiej polityki energetycznej w zakresie rozwoju OZE i likwidacji ośmiu niemieckich elektrowni jądrowych. Badacze wskazują, że spadek mocy podstawowej w systemie elektroenergetycznym (związany z wyłączeniami elektrowni jądrowych) oraz rosnący udział OZE może doprowadzić do większych wahań cen energii elektrycznej (zarówno w Niemczech, jak i w krajach sąsiednich). Podobnie Phan i Roques (2015) przeanalizowali wpływ wzrostu OZE w Niemczech na zmienność cen energii we Francji.

Autorzy wskazali, że OZE obniżają średnio ceny energii i zwiększają niestabilność nie tylko w kraju, ale także za granicą.

Natomiast Pinto i in. (2015) w kontekście rozwoju OZE zbadali zdolność istniejących europejskich sieci przesyłowych do zbudowania jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej. Badacze uznali, że przepustowość połączeń między rynkami jest ograniczona, zwłaszcza w kontekście dalszego rozwoju OZE.

Rintamäki i in. (2017) analizując rynek niemiecki i duński, stwierdzają, że produkcja energii wiatrowej i słonecznej ma statystycznie i ekonomicznie istotny wpływ na zmienność cen na rynku dnia następnego. W krótkim okresie duńska dzienna zmienność cen jest niższa, gdy produkcja energii wiatrowej jest większa. Z kolei energia wiatrowa zwiększa dzienną zmienność cen w Niemczech. W związku z tym środki polityczne mające na celu ułatwienie integracji zmiennych źródeł OZE powinny być dostosowane do specyficznych wzorców występujących w danym kraju.

Na uwagę zasługują również badania Benhmad i Percebois (2016) oraz Benhmad i Percebois (2018), którzy udowodnili, że na relację między OZE a ceną spot energii elektrycznej duży wpływ mają połączenia międzysieciowe europejskich sieci elektroenergetycznych.

Powiązanie pomiędzy francuskim i niemieckim rynkiem energii elektrycznej zostało również sprawdzone przez Gugler i Haxhimusa (2019), którzy wzięli pod uwagę miks paliwowo-energetycznych tych krajów. Ustalono, że znaczna część przypadków konwergencji cen wynika w rzeczywistości z podobnych miksów paliwowo-energetycznych między połączonymi ze sobą rynkami.

W ostatnim czasie badana była również zasadność zbudowania w Europie jednolitego rynku bieżącego w kontekście silnego rozwoju odnawialnych źródeł energii. Zalzar i in. (2020) analizując iberyjski, włoski i słoweński oraz niemiecki rynek energii elektrycznej stwierdzają, że zarówno integracja rynków, jak i technologie magazynowania energii są środkami zwiększającymi elastyczność systemu elektroenergetycznego przy wysokim stopniu penetracji OZE.

Część badaczy analizuje również wyzwania, jakie stoją przed uczestnikami rynku energii elektrycznej w związku z przejściem gospodarek na OZE oraz postępującą integracją rynków. Okazuje się, że w miarę zwiększania mocy wytwórczych ze źródeł odnawialnych o niemal zerowych kosztach krańcowych i ze względu na mechanizm *merit order*, może dojść do gwałtownych spadków hurtowych cen energii elektrycznej, w efekcie znanym jako kanibalizacja cen (z ang. *cannibalization effect*). Taka sytuacja wpływa na obniżenie

opłacalności inwestycji w OZE. Zjawisko kanibalizmu jako efekt zwiększonej penetracji technologii odnawialnych zostały w literaturze opisane przez Millsa i Wisera (2012); Hirtha (2013); Prola i in. (2020); Peña (2022) czy Liebensteiner i Naumann (2022). Rozwój technologii odnawialnych, dzięki dotacjom i priorytetowemu dostępowi do sieci wpływa również na rentowność elektrowni konwencjonalnych (Rintamäki i in., 2017).

Ostatnimi analizowanymi przez badaczy czynnikami determinującymi europejskie ceny energii elektrycznej są zależność cen od warunków pogodowych (Figueiredo i Bunn, 2016; Staffell i Pfenninger, 2018; Maniatis i Milonas, 2022; Lei i in., 2022; Uribe i in., 2022) oraz polityki i systemy ekonomiczne (Seljom i Tomasgard, 2017; Burke i Stephens, 2018; Malec, 2022; Ogbuabor i in., 2023; Cheng i in., 2023; Wang i in., 2023), które są obarczone dużą niepewnością i złożonością.

Badania dotyczące specyfiki pogodowej wykorzystują przede wszystkim zmienne, tj. prędkość wiatru, średnią temperaturę, czy produkcję energii wiatrowej/słonecznej. W odniesieniu do kwestii metodologicznych, w celu zbadania zależności cen energii elektrycznej od warunków pogodowych, wykorzystane są zarówno modele uniwersalne (standardowe), np. VAR (Figueiredo i Bunn, 2016), GARCH (Maniatis i Milonas, 2022) czy regresja kwantylowa (Uribe i in., 2022), ale również metody nowatorskie (specyficzne) opracowane dla badanego zjawiska, np. modele Renewables.ninja (dostępne na <https://renewables.ninja>) i DESSTINEE (z ang. *Demand for Energy Services, Supply and Transmission in Europe*) (Staffell i Pfenninger, 2018), czy miary odporności sieci elektroenergetycznych na ekstremalne zdarzenia pogodowe przy użyciu modelu NCED (z ang. *network-constrained economic dispatch*) (Lei i in., 2022). Autorzy przedstawionych prac wskazują, że warunki pogodowe są jednymi z podstawowych zmiennych warunkujących cenę energii elektrycznej, ponieważ wpływają na jej podaż i popyt.

Opracowania naukowe dotyczą również reakcji rynków energii elektrycznej na niepewność polityki gospodarczej i systemów ekonomicznych związanych m.in. ze światowym kryzysem finansowym w latach 2007–2009, głosowaniem w sprawie Brexit i późniejszymi negocjacjami między Wielką Brytanią a Unią Europejską, wojną cenową na rynku ropy naftowej między Rosją a Arabią Saudyjską w 2020 roku, pandemią COVID-19, czy toczącą się wojną rosyjsko-ukraińską, która doprowadziła do nałożenia sankcji na Rosję przez wiele krajów, zwłaszcza europejskich. Cześć naukowców wykorzystuje badania jakościowe do krytycznej oceny podejmowanych decyzji politycznych i ich wpływu na rozwój rynków energii elektrycznej (Burke i Stephens, 2018; Malec, 2022). Pojawiają się również opracowania naukowe wykorzystujące metody ilościowe i następujące modele,

np. nieliniowy model NARDL (z ang. *nonlinear autoregressive distributed lag*) (Ogbuabor i in., 2023), test Grangera (Cheng i in., 2023), TVP-VAR z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań (Sikorska-Pastuszka i Papież, 2023), Diebolda i Yilmaza oraz Barunika i Křehlika wykorzystujące Lasso (Ma i in., 2022), czy prognozowanie kwantylowe (Wang i in., 2023). Jednak wszyscy badacze jednoznacznie podkreślają, że niepewność gospodarcza ma znaczący wpływ na rozwój systemu elektroenergetycznego oraz kształtowanie się cen energii elektrycznej.

2.5. Podsumowanie

Przedstawiony przegląd literatury dotyczącej integracji rynków energii elektrycznej pozwolił na wyodrębnienie czterech podstawowych nurtów badawczych, a tym samym na realizację celu szczegółowego rozprawy doktorskiej, dotyczącego usystematyzowania dorobku naukowego związanego z integracją europejskich rynków energii elektrycznej.

Pierwszy nurt badawczy został zaprezentowany w podrozdziale 2.1. i dotyczy badań jakościowych nad oceną stopnia liberalizacji rynków energii elektrycznej i wdrażania polityki UE w zakresie rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej. Z przedstawionego przeglądu wynika, że tylko nieliczne opracowania naukowe koncentrowały się na wpływie czwartego pakietu energetycznego i najnowszych polityk energetycznych na stopień integracji europejskich rynków energii elektrycznej. Na tej podstawie zdefiniowano pierwszą lukę badawczą, która dotyczy potrzeby oceny stopnia integracji w kontekście istotnych zmian związanych z pojawieniem się kolejnych i zaostrzeniem istniejących regulacji sektora energetycznego w UE (m.in. trzeciego i czwartego pakietu energetycznego, *Europejskiego Zielonego Ładu, Fit for 55, czy REPower EU*).

W podrozdziale 2.2. przedstawiono **drugi nurt badawczy**, obejmujący analizę długookresowych relacji między cenami energii elektrycznej, kointegracji oraz ich krótkookresowej współzależności. Przedstawiono w nim szczegółową klasyfikację najważniejszych prac dotyczących tego tematu w podziale na analizowane kraje, okresy badań i wykorzystane metody ekonometryczne. Na podstawie dokonanego przeglądu można wywnioskować, że badacze stosunkowo często analizują ten problem, jednak liczba badań koncentrujących się na krajach Europy Środkowo-Wschodniej jest wciąż niewielka. Ponadto większość przeanalizowanych prac naukowych przyjmuje horyzont czasowy badań w przedziale od 4 do 6 lat, a tylko nieliczne opracowania przekraczają okres 10 lat. Zidentyfikowana druga luka badawcza, stanowi inspirację do wyboru szerszego zestawu

danych dla rynków energii elektrycznej (obejmujących 27 krajów), w tym rynków Europy Środkowo-Wschodniej.

Kolejny, **trzeci nurt badawczy** został przedstawiony w podrozdziale 2.3. i dotyczy rozprzestrzeniania się zmienności na europejskich rynkach energii elektrycznej oraz analizy powiązań tych zmienności z wykorzystaniem metodologii Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014) oraz Barunika i Křehlika (2018). Z przeprowadzonych badań wynika, że w literaturze przedmiotu jest niewiele opracowań badawczych, które w kompleksowy sposób wyjaśniają rozprzestrzenianie się zmienności cen na europejskich rynkach energii elektrycznej w porównaniu do analizy rynków surowców energetycznych czy finansowych. W związku z tym zdefiniowano luki badawcze w zakresie analizy stopnia integracji, powiązań regionalnych i ról europejskich rynków energii elektrycznej w okresie silnych wstrząsów gospodarczych spowodowanych m.in. pandemią COVID-19 i inwazją Rosji na Ukrainę. Dodatkowo pojawiają się luki badawcze w zakresie zastosowanej metodologii, gdzie dotychczasowa ocena stopnia integracji rynków energii elektrycznej wykorzystywała podejście Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014), które ma pewne ograniczenia (więcej informacji na temat tych ograniczeń znajduje się w trzecim rozdziale). Ponadto w pracach tych przeważnie wykorzystuje się dzienne lub godzinowe ceny energii elektrycznej bez podziału ich na okresy zapotrzebowania na energię elektryczną (okres *BASE* i *PEAK*). W związku z tym, pojawiła się luka badawcza, która polega na konieczności porównania stopnia integracji rynków energii elektrycznej w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu dnia (*PEAK*) oraz w całej dobie (*BASE*).

Ostatni, **czwarty nurt badawczy**, został opisany w podrozdziale 2.4., w którym przybliżono wpływ determinant cen energii elektrycznej na stopień integracji rynków energii elektrycznej. Z przedstawionego przeglądu literaturowego wynika, że wszystkie kluczowe determinanty cen energii elektrycznej zostały szczegółowo opisane. Jednak w literaturze przedmiotu brakuje opracowań, które w kompleksowy sposób wyjaśniają wpływ determinant cen energii elektrycznej na zmienność powiązań europejskich rynków energii elektrycznej (co określa kolejną lukę badawczą).

Przedstawiony przegląd literatury pozwolił na wskazanie najważniejszych luk badawczych przedstawionych w niniejszej rozprawie doktorskiej. Dodatkowo rozdział drugi usystematyzował dorobek naukowy związany z integracją europejskich rynków energii elektrycznej (co pozwala na realizację drugiego celu szczegółowego oraz znalezienie odpowiedzi na drugie szczegółowe pytanie badawcze rozprawy doktorskiej).

Rozdział III. Metodologia badań dotyczących oceny stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej

Zderegulowane rynki energii elektrycznej doprowadziły do powstania ryzyk cenowych dla uczestników rynku, które nie są znane z innych rynków towarowych czy finansowych (Frömmel i in., 2014). Europejski rynek energii elektrycznej boryka się m.in. z problemem braku masowych i wielkoskalowych wdrożeń magazynów energii, które mogłyby np. zwiększyć potencjał energii produkowanej przez instalacje OZE. Obecnie nadwyżki energii nie można swobodnie przechowywać i wykorzystać poza czasem generacji. Ponadto, aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne, musi występować stan równowagi rynkowej pomiędzy popytem i podażą na energię elektryczną (Bierbrauer i in., 2007). Między innymi ze względu na te cechy, ceny energii elektrycznej wykazują zachowania, które nie są widoczne na innych dojrzałych rynkach finansowych, tj. rynku akcji czy rynku stóp procentowych.

Rozdział trzeci przedstawia zatem aspekty i problemy metodologiczne związane z analizą spotowych cen energii elektrycznej. Są to m.in. częste lub krótkotrwałe skoki cen, pojawianie się cen ujemnych czy występowanie sezonowości, która może mieć charakter dobowy, tygodniowy czy roczny. Dodatkowo ze względu na dużą i wysoką zmienność rynków energii elektrycznej, konieczne stały się badania dynamiki rozprzestrzeniania się zmienności, co również zostało przedstawione w niniejszym rozdziale. Szczegółowo opisano sposoby pomiaru zmienności cen energii elektrycznej, wraz ze wskazaniem miar efektu przenikania. Z perspektywy niniejszej rozprawy doktorskiej istotna jest również charakterystyka modelu TVP-VAR z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań zaproponowany przez Balcilar i in. (2021) oraz Antonakakis i in. (2020).

Szczegółowe przedstawienie metodologii badań dotyczących oceny stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej stanowi kluczowy wstęp do części empirycznej pracy. Dodatkowo szczegółowe przedstawienie specyfiki cen energii elektrycznej, sposobów pomiaru zmienności cen energii elektrycznej oraz modelu TVP-VAR pozwoli częściowo zweryfikować główny cel rozprawy doktorskiej, a także częściowo zweryfikować główną hipotezę badawczą.

3.1. Stylizowane fakty dotyczące spotowych cen energii elektrycznej

3.1.1. Sezonowość cen energii elektrycznej

Podstawowym problemem przy analizowaniu cen energii elektrycznej jest występowanie sezonowości, która może mieć charakter dobowy, tygodniowy czy roczny (Misiorek i Weron, 2004). Zużycie energii elektrycznej uzależnione jest od warunków atmosferycznych, pory roku i dnia tygodnia (Hinderks i Wagner, 2020). Zapotrzebowanie na energię elektryczną przeważenie jest większe w okresie zimowym niż letnim. Wynika to z krótszego dnia w okresie zimowym, potrzeby używania oświetlenia, jak i konieczności ogrzewania pomieszczeń.

Funkcja sezonowości ma ogromne znaczenie w procesie kalibracji, ponieważ różne odsezonowania skutkują inną kalibracją, a tym samym decydują o jakości estymacji (Janczura i in., 2013; Weron, 2014). Powszechną praktyką wykorzystywaną nawet w najwcześniejszych przeglądach naukowych jest ujmowanie sezonowości i cykliczności za pomocą funkcji deterministycznej, często określanej jako funkcja sezonowości. Po odsezonowaniu szeregów czasowych zakłada się, że są one zgodne z pewnym modelem stochastycznym. W literaturze ekonomicznej dotyczącej rynków energii elektrycznej występują różne sposoby radzenia sobie z występującą sezonowością w cenach spot energii elektrycznej, jednak na przestrzeni lat dominowały dwa rodzaje funkcji sezonowości:

- funkcje ze zmiennymi zerojedynkowymi (z ang. *dummy variable method*), ewentualnie wraz z trendem liniowym (Fanone i in., 2013; Fleten i in., 2011; Gianfreda i Grossi, 2012; Haugom i Ullrich, 2012; Higgs i Worthington, 2008; Knittel i Roberts, 2005),
- funkcje sinusoidalne (z ang. *sinusoidal functions*) lub sumy funkcji sinusoidalnych o różnych częstotliwościach (Benth i in., 2012; Bierbrauer i in., 2007; Cartea i Figueroa, 2005; De Jong, 2006; Geman i Roncoroni, 2006; Seifert i Uhrig-Homburg, 2007; Weron, 2008).

Metoda zmiennych zerojedynkowych polega na wykorzystaniu fragmentarycznie stałych funkcji, np. stała wartość dla każdego z dwunastu miesięcy i/lub każdej pory roku i/lub każdego dnia tygodnia. Z kolei funkcja sezonowości z funkcjami sinusoidalnymi w połączeniu z trendem liniowym i zmiennymi zerojedynkowymi wydaje się konsensusem we współczesnej literaturze (Lucia i Schwartz, 2002; Geman i Roncoroni, 2006; Bierbrauer i in., 2007; Benth i Koekebakker, 2008; Meyer-Brandis i Tankov, 2008; Wagner, 2014). W pracy badawczej (Hinderks i Wagner, 2020) przedstawiono porównanie sześciu różnych

funkcji sezonowości (pięć z nich należy do klas zmiennych zerojedynkowych i szeregów Fouriera), szacując je metodą liniowych najmniejszych kwadratów (z ang. *linear least squares*):

- funkcja klasycznej sinusoidy (z ang. *classic sinusoidal* – CS) – metoda ta może nie uchwycić prawidłowo tygodniowej sezonowości:

$$\Lambda_{CS}(t) = c_1 + c_2 t + c_3 \sin(2\pi t) + c_4 \cos(2\pi t) + c_5 \sin(4\pi t) + c_6 \cos(4\pi t), \quad (1)$$

- sinusoida ze zmiennymi zerojedynkowymi (z ang. *dummy sinusoidal* – DS) – uwzględnia brakującą tygodniową sezonowość za pomocą zmiennych zerojedynkowych dla wszystkich dni tygodnia:

$$\Lambda_{DS}(t) = \Lambda_{CS}(t) + \sum_{i=2}^7 d_i(t), \quad (2)$$

- szereg Fouriera (z ang. *Fourier series* – FS) – rozszerzenie klasycznej sinusoidalnej funkcji sezonowości o sinusoidalne wyrazy sezonowości miesięcznej i tygodniowej,
- funkcja liniowa ze zmiennymi zerojedynkowymi szacowana metodą najmniejszych kwadratów (z ang. *dummy linear least squares* – DL) – która jest alternatywą dla funkcji sinusoidalnych. Składa się tylko ze zmiennych zerojedynkowych, np. jednej dla każdego roku, jednej dla każdego miesiąca i jednej dla każdego dnia:

$$\Lambda_{DS}(t) = \sum_{y=2012}^{2016} a_y(t) + \sum_{m=2}^{12} c_m(t) + \sum_{i=2}^7 d_i(t). \quad (3)$$

Oprócz tych dwóch metod i ich przykładowych funkcji, Weron (2014) sugeruje również wykorzystanie dekompozycji i wygładzania falkowego jako bardziej odpornej na wartości odstające i stanowiącego mniej okresową alternatywę dla analizy Fouriera (Conejo i in., 2005; Janczura i Weron, 2010; Janczura i Weron, 2012; Weron, 2006; Weron, 2009; Weron i in., 2004a; Weron i in., 2004b) lub inne techniki wygładzania nieparametrycznego, takie jak np. pojedyncza analiza widma (z ang. *singular spectrum analysis*) (Weron i Zator, 2014; Kiesel i in., 2018).

3.1.2. Występowanie ujemnych cen energii elektrycznej

Kolejnym istotnym zjawiskiem na rynkach energii elektrycznej jest występowanie cen ujemnych (z ang. *negative electricity prices*). Na europejskich rynkach energii elektrycznej zjawisko to pojawia się coraz częściej i wynika przede wszystkim ze wzrostu produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, szczególnie w okresach bardzo niskiego zapotrzebowania (Fanone i in., 2013). Pierwszy europejski przypadek wystąpienia

ceny ujemnej energii elektrycznej został odnotowany na niemieckim rynku dnia bieżącego już w 2007 roku (Aust i Horsch, 2020). W 2013 roku na europejskich rynkach spot wystąpiło 97 przypadków cen ujemnych, a do 2022 roku według Prokhorov i Dreisbach (2022) miały się one stać raczej regułą niż wyjątkiem ze względu na wysoką produkcję energii odnawialnej (Prokhorov i Dreisbach, 2022). Szczegóły dotyczące liczby wystąpienia cen ujemnych na europejskich rynkach energii elektrycznej przedstawiono w rozdziale czwartym w tabeli 4.4. *Opis europejskich rynków energii elektrycznej*. Ujemne ceny energii elektrycznej stanowią istotne wyzwanie w działaniach związanych z zarządzaniem ryzykiem energetycznym oraz optymalizacją i realną wyceną instalacji wytwórczych (Fanone i in., 2013).

Badacze zajmujący się dynamiką cen energii elektrycznej i występowaniem cen ujemnych opierają swoje analizy przede wszystkim na rynku niemieckim. Wynika to ze znacznego zwiększenia udziału energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, na skutek niemieckiego *Energiewende*. Dodatkowo zwiększona produkcja ze źródeł odnawialnych powoduje przesunięcie krzywej *merit order*, co wpływa na spadek cen spotowych energii elektrycznej (Ketterer, 2014; Paraschiv i in., 2014; Benhmad i Percebois, 2018).

3.1.3. Skokowy charakter cen energii elektrycznej

Na rynkach energii elektrycznej występują skoki cen energii (z ang. *electricity price jumps*). Skoki cen spot są efektem ekstremalnych wahań obciążenia, spowodowanych trudnymi warunkami pogodowymi, często w połączeniu z przerwami w wytwarzaniu lub awariami przesyłu. Skoki te są zazwyczaj krótkotrwałe i gdy tylko ustanie zjawisko pogodowe lub przestój, ceny wracają do normalnego poziomu (Weron, 2007; Janczura i in., 2013). W literaturze można znaleźć definiowanie skoków cen jako cen, które przekraczają określony próg przez krótki czas. Trudno jednak osiągnąć jakikolwiek konsensus co do tego, jaki powinien być ten próg lub przedział czasu (Janczura i in, 2013).

Również Janczura i in, (2013) wyszczególnili metody identyfikacji skoków cenowych, które obejmują np.:

- stałe progi cenowe, w których wszystkie ceny przekraczające pewien subiektywnie wybrany poziom cen (np. 100 EUR/MWh) są klasyfikowane jako skoki (Boogert i Dupont, 2008; Lapuerta i Moselle, 2001),

- zmienne progi cenowe, w których pewien procent najwyższych (i/lub najniższych) cen, np. górny 1% cen (Trück i in., 2007) jest klasyfikowany jako wartości odstające,
- zmienne progi zmian cen (z ang. *variable price change thresholds*), bardziej znane jako technika filtra rekurencyjnego (z ang. *recursive filter*), w której ceny odpowiadające wzrostom cen lub zwrotom przekraczającym trzy odchylenia standardowe wszystkich zwrotów są usuwane jeden po drugim w procedurze iteracyjnej (Cartea i Figueroa, 2005; Clewlow i Strickland, 2000; Weron, 2008; Weron i in., 2004b),
- klasyfikacja modelu MRS (z ang. *Markov regime-switching*) jako produkt uboczny kalibracji modelu przełączania reżimu Markowa do danych pozbawionych sezonowości i zdetrenowanych (Janczura i Weron, 2010; Weron, 2009).

Według Kostrzewskiego i Kostrzewskiej (2021) do wykrywania skoków cen energii elektrycznej często wykorzystuje się metody służące do wykrywania wartości odstających, np. rekurencyjny filtr cen (z ang. *recursive filter on prices*) (Janczura i in., 2013; Kostrzewska i in., 2016), kryterium Tukeya (Tukey, 1977; Hagfors i in., 2016) oraz metody bayesowskie wykrywania skoków (Kostrzewski, 2019).

3.2. Sposoby pomiaru zmienności cen energii elektrycznej

3.2.1. Koncepcje mierzenia zmienności cen energii elektrycznej

Aby lepiej zrozumieć zachowanie się wahań cen, ważny jest pomiar ich zmienności (z ang. *volatility*). Niestabilność cen energii elektrycznej może wzrastać wraz z rozwojem źródeł odnawialnych (o niestabilnej charakterystyce dostaw), wahaniami cen surowców energetycznych i uprawnień do emisji CO₂, niepewnością polityki gospodarczej i systemów ekonomicznych, czy zmiennymi warunkami pogodowymi.

Zmienność, zwłaszcza w literaturze finansowej, klasycznie wyznaczana jest jako odchylenie standardowe, wariancja stopy zwrotu z danego instrumentu, czy współczynnik zmienności. Innymi narzędziami służącym do pomiaru zmienności szeregu czasowego cen jest np. model autoregresyjnej heteroskedastyczności warunkowej (ARCH), zdefiniowane przez Engle'a (1982), a także ich uogólnienia, zapoczątkowane modelami GARCH, zaproponowanymi przez Bollersleva (1986). Szczegółowy opis klas modeli znajduje się m.in. w opracowaniu Fiszdera (2018). Modele te są również wykorzystywane do

modelowania procesu zmienności cen energii elektrycznej dla częstotliwości dziennych lub wyższych.

3.2.2. Miary efektu przenikania cen energii elektrycznej

W niniejszej pracy zostaną wykorzystane inne miary zmienności niż te związane z procesami klasy GARCH. Tabela 3.1. przedstawia przegląd prac naukowych dotyczących pomiaru zmienności cen na rynkach energii elektrycznej.

Tabela 3.1. Przegląd prac badawczych i wykorzystanych miar efektu przenikania

Autorzy	Okres i rodzaj danych	Kraje	Miara efektu przenikania
Apergis i in., 2017	1998–2016 ceny godzinowe	Regionalne rynki Australii: Nowa Południowa Walia, Queensland, Wiktorja, Australia Południowa	Zrealizowana zmienność RV (z ang. <i>realized volatility</i>)
Do i in., 2020	2009–2018 ceny dzienne	Irlandia, Wielka Brytania	Pierwiastek kwadratowy zrealizowanej zmienności RV
Han i in., 2020	2010–2017 ceny dzienne	Regionalne rynki Australii: Nowa Południowa Walia, Queensland, Tasmania, Wiktorja, Australia Południowa	Odchylenie standardowe (z ang. <i>standard deviation</i>) Śróddzienny zakres IR (z ang. <i>intraday range</i>)
Frömmel i in., 2014	2005–2013 ceny godzinowe	Niemcy	Zrealizowana zmienność RV Kwadrat śróddziennego zakresu IR (z ang. <i>square of intraday range</i>)
Ma i in., 2022	2009–2020 ceny godzinowe	12 krajów europejskich	Kwadrat śróddziennego zakresu IR
Uribe i in., 2020	2013–2018 ceny godzinowe	Szwecja, Finlandia, Dania, Norwegia, Estonia, Łotwa, Litwa, Estonia	Zrealizowana zmienność RV
Auer (2016)	2000–2015 ceny godzinowe	Niemcy	Śróddzienny zakres IR
Sikorska-Pastuszka i Papież, 2023	2007–2022 ceny godzinowe	26 krajów europejskich	Śróddzienny zakres IR

Źródło: opracowanie własne.

Na podstawie danych z tabeli 3.1. można dokonać podsumowania najczęściej wykorzystywanych oszacowań zmienności. Pierwszą z miar zmienności cen energii elektrycznej jest **zrealizowana zmienność** (z ang. *realized volatility* – RV). Miara ta jest zdefiniowana jako suma kwadratów stóp zwrotów w ciągu dnia (Frömmel i in., 2014; Uribe i in., 2020; Apergis i in., 2017):

$$RV_t = \sum_{j=1}^{M-1} r_{t,j}^2 \quad j = 1, \dots, M, \quad t = 1, \dots, \quad (4)$$

gdzie $r_{t,j} = p_{t,j} - p_{t,j-1}$; $p_{t,j}$ to godzinowe ($j = 1, \dots, M$) ceny spot energii elektrycznej w ciągu dnia t ($t = 1, \dots$), M to liczba analizowanych godzin (np. dla okresu *BASE* wynosi 24).

W szczególnych przypadkach RV_t jest sumą dwóch zrealizowanych semiwariancji: dziennej dodatniej (pozytywnej) zrealizowanej zmienności (z ang. *daily good volatilities*) i dziennej ujemnej (negatywnej) zrealizowanej zmienności (z ang. *daily bad volatilities*) (np. Apergis i in., 2017):

$$RV_t^+ = \sum_{j=1}^{M-1} r_{t,j}^2 \cdot I\{r_{t,j} > 0\} \quad (5)$$

$$RV_t^- = \sum_{j=1}^{M-1} r_{t,j}^2 \cdot I\{r_{t,j} < 0\} \quad (6)$$

Odpowiednio, z $RV_t = RV_t^+ + RV_t^-$.

Kolejną miarą zmienności występującą w literaturze przedmiotu jest **śróddzienny zakres** (z ang. *intraday range* – IR) (Auer, 2016; Han i in., 2020), który uwzględnia najwyższą i najniższą cenę w danym dniu:

$$IR_t = \max_j\{p_{t,j}\} - \min_j\{p_{t,j}\}, \quad j = 1, \dots, M, \quad t = 1, \dots, \quad (7)$$

gdzie $\max_j\{p_{t,j}\}$, $\min_j\{p_{t,j}\}$ oznaczają odpowiednio maksymalną i minimalną cenę energii elektrycznej w ciągu dnia, natomiast $p_{t,j}$ to godzinowe ($j = 1, \dots, M$) ceny spot energii elektrycznej w ciągu dnia t ($t = 1, \dots$), M liczba analizowanych godzin (np. dla okresu *BASE* wynosi 24).

Ponadto występuje również miara określana jako kwadrat śróddziennego zakresu IR (z ang. *squared of intraday range*) (Ma i in., 2022; Frömmel i in., 2014; Sikorska-Pastuszka i Papież, 2023), która obliczana jest na podstawie kwadratu różnicy między najwyższą a najniższą ceną w ciągu każdego dnia:

$$IR_t^2 = (\max_j\{p_{t,j}\} - \min_j\{p_{t,j}\})^2, \quad j = 1, \dots, M, \quad t = 1, \dots, \quad (8)$$

gdzie oznaczenia takie jak we wzorze (7).

Korzyści ze stosowania miar zmienności opartych na zakresach są dobrze znane w literaturze finansowej (Alizadeh i in., 2002; Garman i Klass, 1980; Parkinson, 1980).

Do szacowania zmienności cen wykorzystuje się również miarę w postaci **odchylenia standardowego** (z ang. *standard deviation* – SD). Przykładowo Han i in. (2020) zastosowali odchylenie standardowe godzinowych cen spot każdego dnia, obliczając jako:

$$SD_t = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^M (p_{t,j} - \bar{p}_t)^2}{M - 1}} \quad (9)$$

gdzie SD_t mierzy zmienność rynku w dniu t , $p_{t,j}$ to półgodzinna cena spot dla j -tego przedział półgodzinnego w dniu t , \bar{p}_t jest średnią ceną za półgodziny w dniu t , a M liczba godzin wynosi 24.

Następnie, aby uzyskać przybliżoną normalność, wykorzystywane są logarytmy naturalne z dziennych szeregów czasowych miar zmienności (Alizadeh i in., 2002; Diebold i Yilmaz, 2014). Przekształcenie to jest ważne, ponieważ uogólniony rozkład wariancji w metodzie Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014) wymaga normalności (Koop i in., 1996; Pesaran i Shin, 1998). Ponadto pod uwagę należy wziąć występowanie sezonowości na rynkach energii elektrycznej, która zostaje wyeliminowana poprzez odsezonowanie w tym przypadku logarytmów zmienności. Aby tego dokonać, należy wykorzystać sezonowe zmienne zero-jedynkowe (Ketterer, 2014; Trück i Weron, 2004).

W niniejszej rozprawie analizy prowadzone są dla dwóch miar efektu przenikania, tj. logarytmach stóp zwrotu dziennych cen energii elektrycznej (z ang. *returns series* – RS)⁹⁷ oraz na logarytmach zrealizowanej zmienności cen energii elektrycznej – RV (Frömmel i in., 2014; Apergis i in., 2017; Uribe i in., 2020; Do i in., 2020). Z kolei analizę wykorzystującą kwadrat śróddziennego zakresu IR przedstawiono w pracy Sikorska-Pastuszka i Papież (2023).

⁹⁷ Nie jest to miara zmienności, jednak została wykorzystana do pomiaru zmienności na rynkach energii elektrycznej w metodzie Diebolda i Yilmaza przez zestawienie zbiorczych statystyk dziennych stóp zwrotu (Xiao i in., 2019; Chulia i in., 2019).

3.3. Model wektorowej autoregresji z parametrami zmieniającymi się w czasie (TVP-VAR) w ocenie stopnia integracji rynków energii elektrycznej

3.3.1. Model TVP-VAR w metodologii Diebolda-Yilmaza

Do zmierzenia efektów powiązań i rozprzestrzeniania się zmienności cen energii elektrycznej w niniejszej dysertacji został wykorzystany model wektorowej autoregresji ze zmieniającymi się parametrami w czasie (z ang. *Time Varying Parameter Vector Autoregression* – TVP-VAR) z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań (z ang. *TVP-VAR extended joint connectedness*), zaproponowany przez Balciara i in. (2021).

Model ten jest rozszerzeniem najczęściej stosowanej metody obliczeń opartej na dynamicznej analizie powiązań, zaproponowanej w pracach Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014). Z czasem metoda ta była wykorzystywana w różnych obszarach badań, w związku z czym, pojawiło się wiele jej rozszerzeń, które uogólniają i udoskonalają oryginalne podejście do analizy powiązań. Początkowo metodyka obliczeń powiązań zaproponowana przez Diebold i Yilmaz (2009) umożliwiła statystyczne i dynamiczne podejście do powiązań na podstawie modelu VAR, podczas gdy dekompozycja wariancji błędu prognozy (FEVD) zależała od uporządkowania zmiennych. Aby zilustrować powtarzalność wyników badań wskaźnika powiązań, Klößner i Wagner (2014) losowo zmienili kolejność zmiennych w celu sprawdzenia, jak duży wpływ ma uporządkowanie zmiennych na wyniki powiązań. Następnie w pracy Diebold i Yilmaz (2012) koncepcję uogólnionego FEVD (z ang. *generalised forecasting error variance decomposition* – GFEVD) powiązano z oryginalnym podejściem do powiązania, tak aby wyniki były niezależne od uporządkowania zmiennych. Dodatkowo pojawiły się metody obliczenia dotyczące powiązania kierunkowego netto parami. Antonakakis i Gabauer (2017) jako pierwsi zastosowali podejście do powiązań opartych na zmieniających się parametrach w czasie VAR, łącząc ramy, które zaproponowali Diebold i Yilmaz (2012) z TVP-VAR zaproponowanym przez Koop i Korobilis (2014). Przedstawiona kombinacja pokazała, że podejście to przewyżcza wiele niedociągnięć pierwotnego podejścia np.:

- nie trzeba wybierać arbitralnie rozmiaru ruchomego okna,
- nie traci się żadnych obserwacji,
- jest mniej wrażliwa na wartości odstające,
- lepiej dostosowuje się do zmian parametrów,
- rozkład GFEVD jest obliczany dokładniej.

Następnie Barunik i Křehlik (2018) rozszerzyli metodykę badań dotyczącą powiązań o swoją koncepcję opartą na powiązaniu częstotliwościowym, które łączy założenia pracy Diebolda i Yilmaza (2012) z rozkładem widmowym Stiasny'ego (1996) dla strukturalnych modeli VAR (Stiasny, 1996). Podejście to umożliwiło badanie krótko-, średnio- i długoterminowych skutków ubocznych. W kolejnych latach pojawiały się następne rozszerzenia metodologiczne.

Przykładowo, Ando i in. (2018) zaproponowali kwantylowe podejście do powiązania VAR, które pozwala zbadać zachowanie ogona dla różnych zmiennych. Z kolei Gabauer i Gupta (2018) przedstawili miary powiązań sektorowych i specyficznych dla danego kraju. Umożliwiło to oszacowanie jednej dużej sieci obejmującej wiele rynków oraz zbadanie wewnętrznych skutków ubocznych. Następnie Demirera i in. (2018) wykorzystali model LASSO-VAR do zmniejszania, wybierania i szacowania wielowymiarowych sieci. Dalej Antonakakis i in. (2020) w modelu TVP-VAR wykorzystali zmienne w czasie współczynniki i zmienne w czasie macierze wariancji-kowariancji do oszacowania uogólnionej procedury Diebolda i Yilmaza (2014), która jest oparta na uogólnionych funkcjach odpowiedzi na impuls (z ang. *Generalised Impulse Response Functions - GIRF*) i uogólnionych dekompozycjach wariancji błędu prognozy (GFEVD) (Koop i in., 1996, Pesaran i Shin, 1998).

Następnie Caloia i in. (2019) zwrócili uwagę, że wyniki powiązań silnie zależą od schematu normalizacji zmiennych w pracy Diebolda i Yilmaza (2012) oraz na fakt, czy zmienna jest transmitterem netto wstrząsów czy odbiorcą netto wstrząsów, w dużym stopniu zależy od zastosowanej techniki normalizacji. Doszli do wniosku, że pierwotnie proponowana metoda normalizacji wierszy prowadzi do błędnych wyników (Caloia i in., 2019). Następnie Lastrapes i Wiesen (2021) wprowadzili inny sposób normalizacji opierający się na wspólnym wskaźniku efektu ubocznego oraz na miarach dobroci dopasowania (Lastrapes i Wiesen, 2021). Ten schemat normalizacji pozwala, aby całkowite powiązania rzeczywiście mieściły się w granicach zera i jedności (Chatziantoniou i Gabauer, 2021).

Dalszy rozwój metodologii zaproponował Balcilar i in. (2021) łącząc model TVP-VAR Antonakakis i in. (2020) z podejściem Lastrapes i Wiesen (2021) i proponując model TVP-VAR z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań (z ang. *TVP-VAR extended joint connectedness*). Model ten rozwiązuje problem normalizacji pierwotnego podejścia Diebolda i Yilmaza (2012) do połączeń i zapewnia bardziej naturalne i dokładne

oszacowanie miar powiązań, wykorzystując optymalną normalizację. W efekcie pozwala to na bardziej naturalną interpretację miar powiązań.

W dalszej części niniejszego podrozdziału przedstawiona została szczegółowa metoda TVP-VAR z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań na podstawie charakterystyki tej metody przedstawionej w pracach Gabauer i Gupta (2018), Antonakakis i in. (2020) oraz Balcilar i in. (2021). W pierwszej kolejności przedstawiono podejście Antonakakisa i in. (2020) do połączenia TVP-VAR, które łączy prace Diebolda i Yilmaza (2012) oraz Koopa i Korobilisa (2014). Na podstawie bayesowskiego kryterium informacyjnego (z ang. *Bayesian Information Criterion* – BIC) wybierany został model TVP-VAR, który można opisać następująco (Balcilar i in., 2021):

$$\mathbf{y}_t = \mathbf{B}_t \mathbf{y}_{t-1} + \boldsymbol{\epsilon}_t \quad \boldsymbol{\epsilon}_t \sim N(\mathbf{0}, \boldsymbol{\Sigma}_t) \quad (10)$$

$$\text{vec}(\mathbf{B}_t) = \text{vec}(\mathbf{B}_{t-1}) + \mathbf{v}_t \quad \mathbf{v}_t \sim N(\mathbf{0}, \mathbf{R}_t) \quad (11)$$

gdzie $\mathbf{y}_t, \mathbf{y}_{t-1}$ oraz $\boldsymbol{\epsilon}_t$ to wektor $K \times 1$ wymiarowy, natomiast \mathbf{B}_t oraz $\boldsymbol{\Sigma}_t$ to macierze $K \times K$ wymiarowe. $\text{vec}(\mathbf{B}_t)$ oraz \mathbf{v}_t są wektorem $K^2 \times 1$ wymiarowym, podczas gdy \mathbf{R}_t to macierz $K^2 \times K^2$ wymiarowa. Model ten pozwala, aby wszystkie parametry (\mathbf{B}_t), a tym samym relacje między szeregami, zmieniały się w czasie. Dodatkowo, macierze wariancji – kowariancji, $\boldsymbol{\Sigma}_t$ oraz \mathbf{R}_t również zmieniają się w czasie.

W kolejnym kroku modelu TVP-VAR jest przekształcany do modelu TVP-VMA, czyli na jego wektorową średnią ruchomą (z ang. *vector moving average* - VMA) w oparciu o twierdzenie reprezentacji Wolda (z ang. *Wold representation theorem*). Twierdzenie Wolda $\mathbf{y}_t = \boldsymbol{\Sigma}_{h=0}^{\infty} \mathbf{A}_{h,t} \boldsymbol{\epsilon}_{t-1}$ gdzie $\mathbf{A}_0 = \mathbf{I}_K$ i $\boldsymbol{\epsilon}_t$ jest wektorem szoków białego szumu (symetryczną, ale nie ortogonalną) z $K \times K$ zmienną w czasie macierzą kowariancji $E(\boldsymbol{\epsilon}_t \boldsymbol{\epsilon}_t') = \boldsymbol{\Sigma}_t$. Zatem błąd prognozy H-krokowej można zapisać jako:

$$\xi_t(H) = \mathbf{y}_{t+H} - E(\mathbf{y}_{t+H} | \mathbf{y}_t, \mathbf{y}_{t-1}, \dots) \quad (12)$$

$$= \sum_{h=0}^{H-1} \mathbf{A}_{h,t} \boldsymbol{\epsilon}_{t+H-h}, \quad (13)$$

z macierzą kowariancji błędu prognozy (z ang. *forecast error covariance matrix*) równą:

$$E(\xi_t(H) \xi_t'(H)) = \mathbf{A}_{h,t} \boldsymbol{\Sigma}_t \mathbf{A}_{h,t}'. \quad (14)$$

Następnie zgodnie z Diebold i Yilmaz (2012) w rozprawie doktorskiej wykorzystano także H-krokowy uogólniony rozkład wariancji błędu prognozy (z ang. *generalized forecast*

error variance decomposition – GFEVD) wprowadzony przez Koop i in. (1996) oraz Pesaran i Shin (1998), aby zapewnić niezmiennosc wyników w zależności od uporządkowania zmiennych. Skalowany GFEVD, $gSOT_{ij,t}$ można interpretować jako wpływ szoku w zmiennej j na zmienną i , co może być sformułowane w następujący sposób:

$$\xi_{ij,t}^{gen}(H) = \frac{E\left(\xi_{i,t}^2(H)\right) - E[\xi_{i,t}(H) - E(\xi_{i,t}(H)) | \epsilon_{j,t+1}, \dots, \epsilon_{j,t+H}]^2}{E(\xi_{it}^2(H))} \quad (15)$$

$$= \frac{\mathbf{\Sigma}_{h=0}^{H-1} (\mathbf{e}'_i \mathbf{A}_{ht} \mathbf{\Sigma}_t \mathbf{e}_j)^2}{(\mathbf{e}'_j \mathbf{\Sigma}_t \mathbf{e}_j) \mathbf{\Sigma}_{h=0}^{H-1} (\mathbf{e}'_i \mathbf{A}_{ht} \mathbf{\Sigma}_t \mathbf{A}'_{ht} \mathbf{e}_i)} \quad (16)$$

$$gSOT_{ij,t} = \frac{\xi_{ij,t}^{gen}(H)}{\mathbf{\Sigma}_{j=1}^K \xi_{ij,t}^{gen}(H)} \quad (17)$$

gdzie \mathbf{e}_i jest zerowym wektorem selekcji $K \times 1$ z jednością na jego i -tej pozycji, a $\xi_{ij,t}^{gen}(H)$ to proporcjonalna redukcja wariancji H -krokowego błędu prognozy zmiennej i w wyniku uwarunkowania przyszłych szoków zmiennej j .

Ponieważ $\mathbf{\Sigma}_{j=1}^K \xi_{ij,t}^{gen}(H) \neq 1$, Diebold i Yılmaz (2009, 2012, 2014) zaproponowali normalizację tego do jedności przez sumę wierszy, w wyniku czego otrzymano uogólnioną tabelę przenikania (z ang. *spillover table*), $gSOT_{ij,t}$.

Skalowane GFEVD jest podstawą podejścia na podstawie, którego wyznaczane są następujące miary:

- dynamiczny wskaźnik całkowitego powiązania (z ang. *dynamic total connectedness index* – TCI),
- całkowite powiązanie kierunkowe netto (z ang. *net total directional connectedness* – NET),
- wskaźnik powiązania kierunkowego netto parami (z ang. *net pairwise directional connectedness* – NPDC),
- wskaźnik powiązania parami (z ang. *pairwise connectedness index* – PCI).

3.3.2. Dynamiczny wskaźnik całkowitego powiązania – TCI

Wskaźnik dotyczący dynamicznego całkowitego powiązania jest obliczany na podstawie średniej całkowitej łączności kierunkowej z (do) innych i wskazuje wielkość

interakcji w sieci. Korzystając z GFEVD, konstruowany jest całkowity indeks powiązań poprzez:

$$gSOI_t = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^K S_{i \leftarrow \blacksquare, t}^{gen, from} = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^K S_{i \rightarrow \blacksquare, t}^{gen, to} \quad (18)$$

TCI pokazuje zatem średni wpływ szoku w jednej serii na wszystkie inne. Wysoka wartość sugeruje wysoki stopień efektów ubocznych, podczas gdy niska wartość wskazuje na niski stopień efektów ubocznych w sieci (Balcilar i in., 2021).

3.3.3. Całkowite powiązanie kierunkowe netto – NET

W pierwszej kolejności analizuje się przypadek, gdzie zmienna i przekazuje swój szok wszystkim innym zmiennym j , określane jest jako całkowite powiązanie kierunkowe z innymi i definiuje się jako:

$$S_{i \rightarrow \blacksquare, t}^{gen, to} = \sum_{j=1, i \neq j}^K gSOT_{ji, t} \quad (19)$$

Następnie, obliczana jest zmienna kierunkowa powiązania, którą i otrzymuje od zmiennych j , co nazywane jest całkowitym powiązaniem kierunkowym od innych i definiuje się jako:

$$S_{i \leftarrow \blacksquare, t}^{gen, from} = \sum_{j=1, i \neq j}^K gSOT_{ij, t} \quad (20)$$

Na koniec odejmuje się całkowite powiązania kierunkowe z innymi od całkowitego powiązania kierunkowego od innych, aby otrzymać całkowite powiązanie kierunkowe netto, które można zinterpretować jako zmienną wpływu i na analizowaną sieć:

$$S_{i, t}^{gen, net} = S_{i \rightarrow \blacksquare, t}^{gen, to} - S_{i \leftarrow \blacksquare, t}^{gen, from} \quad (21)$$

Jeśli $S_{i, t}^{gen, net} > 0$ ($S_{i, t}^{gen, net} < 0$) zmienna i jest nadawcą (odbiorcą) netto zmienności, co oznacza, że zmienna i napędza (jest napędzana) przez sieć. Zatem można przyjąć, że dodatnia wartość NET ($S_{i, t}^{gen, net}$) oznacza, że dany rynek jest nadajnikiem wstrząsów netto. Z kolei wartość ujemna NET ($S_{i, t}^{gen, net}$) wskazuje, że dany rynek jest odbiornikiem netto wstrząsów w systemie.

3.3.4. Wskaźnik powiązania kierunkowego netto parami oraz wskaźnik powiązania parami – NPDC/PCI

Następnie, całkowite powiązanie kierunkowe NET jest jeszcze bardziej rozbijane w celu zbadania relacji dwukierunkowych poprzez obliczenie powiązania kierunkowego netto parami (NPDC) oraz wskaźnika powiązania parami (PCI) (Gabauer, 2021). Warto zauważyć, że wskaźnik całkowitego powiązania kierunkowego netto jest bardzo przydatny przy klasyfikowaniu, który konkretny rynek w systemie jest nadajnikiem lub odbiornikiem wstrząsów netto. Jednak na podstawie wskaźnika powiązania kierunkowego netto parami, można ustalić, w jaki sposób jeden konkretny rynek wpływa na inny rynek w całym systemie. Z kolei wskaźnik powiązania parami, odpowiada na pytanie czy efekty zewnętrzne występują asymetrycznie i czy obserwuje się wysokie wzajemne powiązania między parami (Tiwari i in., 2022). Obliczenie powiązań parami w sieci (NPDC) może opierać się na następującym wzorze:

$$S_{ij,t}^{gen,net} = gSOT_{ji,t}^{gen,to} - gSOT_{ji,t}^{gen,from} \quad (22)$$

gdzie jeśli $S_{ij,t}^{gen,net} > 0$ ($S_{ij,t}^{gen,net} < 0$), oznacza to, że zmienna i ma silniejszy wpływ na zmienną j niż odwrotnie, co sugeruje, że zmienna i dominuje nad zmienną j .

Ostatecznie Gabauer (2021) wykazał, że TCI można rozłożyć na wskaźnik powiązania parami (PCI) mierzący wzajemne powiązania między dwiema zmiennymi i oraz j :

$$PCI_{ij} = 2 \left(\frac{gSOT_{ij,t} + gSOT_{ji,t}}{gSOT_{ii,t} + gSOT_{ij,t} + gSOT_{ji,t} + gSOT_{jj,t}} \right) \quad 0 \leq PCI_{ij} \leq 1 \quad (23)$$

Metryka ta waha się między $[0,1]$, ilustrując stopień dwustronnych powiązań między zmiennymi i oraz j , które są maskowane przez TCI.

3.3.5. Wspólne podejście do powiązań oraz podejście oparte na rozszerzonych wspólnych powiązaniach

W przeciwieństwie do pierwotnego podejścia opartego na powiązaniach zaproponowanego przez Diebolda i Yilmaza (2009, 2012, 2014), które wykorzystuje technikę normalizacji sumy wierszy, podejście oparte na połączonych powiązaniach łączy swoje pochodne z popularną miarą dobroci dopasowania R^2 (z ang. R^2 goodness-of-fit measure). Odpowiednik $S_{\blacksquare \rightarrow i,t}^{gen,from}$ dla podejścia przygotowanego na podstawie wspólnych powiązaniach jest równe:

$$S_{\blacksquare \rightarrow i,t}^{jnt,from} = \frac{E\left(\xi_{i,t}^2(H)\right) - E\left[\xi_{i,t}(H) - E\left(\xi_{i,t}(H)\right) \middle| \epsilon_{v \neq i,t+1}, \dots, \epsilon_{v \neq i,t+H}\right]^2}{E\left(\xi_{it}^2(H)\right)} \quad (24)$$

$$= \frac{\sum_{h=0}^{H-1} \mathbf{e}'_i \mathbf{A}_{ht} \boldsymbol{\Sigma}_t \mathbf{M}_i (\mathbf{M}'_i \boldsymbol{\Sigma}_t \mathbf{M}_i)^{-1} \mathbf{M}'_i \boldsymbol{\Sigma}_t \mathbf{A}'_{ht} \mathbf{e}_i}{\sum_{h=0}^{H-1} \mathbf{e}'_i \mathbf{A}_{ht} \boldsymbol{\Sigma}_t \mathbf{A}'_{ht} \mathbf{e}_i} \quad (25)$$

która jest częścią wariancji błędu prognozy H-krokowej zmiennej i , którą można wyjaśnić poprzez łączne uwarunkowanie przyszłych szoków wszystkich zmiennych innych niż i (z ang. *jointly conditioning on the future shocks of all non-variables*). Tutaj, \mathbf{M}_i jest macierzą prostokątną $K \times K - 1$, która jest równa macierzy jednostkowej po wyeliminowaniu i -tej kolumny, a $\epsilon_{v \neq i,t+1}$ oznacza wymiarowy wektor wstrząsów $K - 1$ w czasie $t + 1$ dla wszystkich zmiennych z wyjątkiem zmiennej i .

Należy zauważyć, że nie jest wymagana żadna normalizacja, aby zapewnić, że skutki uboczne będą mieściły się w granicach zera i jedności, w przeciwieństwie do pierwotnego podejścia polegającego na powiązaniu. Łączny całkowity wskaźnik powiązania formuluje się ze wzoru:

$$jSOI_t = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^K S_{i \leftarrow \blacksquare, t}^{jnt,from} \quad (26)$$

który mieści się w granicach zera i jedności, w przeciwieństwie do TCI pierwotnie proponowanego podejście, jakie przedstawiono w Chatziantoniou i in. (2019).

W oryginalnym badaniu Lastrapes i Wiesen (2020) wprowadzono parametr skalowania λ_t , aby umożliwić obliczenie równoważnika powiązania wspólnego $S_{i \rightarrow \blacksquare, t}^{gen,to}$. Zatem relacja między $gSOI$ i $jSOI$ służy do uzasadnienia skalowania $S_{i \rightarrow \blacksquare, t}^{gen,to}$. W oryginalnym artykule λ jest zdefiniowana jako:

$$g\widetilde{SOT}_{ij,t} = \lambda_t gSOT_{ij,t} \quad (27)$$

$$\lambda_t = \frac{jSOI_t}{\frac{1}{K} \sum_{i=1}^K \sum_{j \neq i}^K gSOT_{ij,t}} \quad (28)$$

$$= \frac{jSOI_t}{gSOI_t} \quad (29)$$

Następnie, całkowite powiązanie kierunkowe od zmiennej j do wszystkich innych może być zapisane przez:

$$S_{i \rightarrow \blacksquare}^{jnt,to} = \sum_{j=1, i \neq j}^K g\overline{SOT}_{j,t} \quad (30)$$

Pozwala to z kolei obliczyć całkowite powiązanie kierunkowe netto w taki sam sposób, jak w oryginalnym podejściu powiązań:

$$S_{i,t}^{jnt,net} = S_{i \rightarrow \blacksquare,t}^{jnt,to} - S_{i \leftarrow \blacksquare,t}^{jnt,from} \quad (31)$$

Jednak głównym problemem tego podejścia jest to, że nie można obliczyć kierunkowego wskaźnika powiązania kierunkowego netto parami, który określa dwustronne siły (powiązania) między zmiennymi i jest niezbędny dla zarządzających portfelem i ryzykiem. Dodatkowo nie jest spełniony następujący warunek:

$$S_{i \leftarrow \blacksquare}^{jnt,from} \neq \sum_{j=1, i \neq j}^K g\overline{SOT}_{i,j,t} \quad (32)$$

Zatem głównym problemem jaki zidentyfikowali Balcilar i in. (2021) jest podejście do obliczania indeksu NPDC w pierwotnym podejściu, gdzie nie można obliczyć powiązań kierunkowych netto parami, które określają dwustronne relacje (siły) między zmiennymi, które są niezbędne dla zarządzających portfelem i ryzykiem. W celu prawidłowego obliczenia NPDC, konieczne stało się znalezienie równoważności $gSOT_{ij,t}$ w przypadku podejścia opartego na wspólnych powiązaniach, a mianowicie $jSOT_{ij,t}$, który spełnia następujące warunki:

$$S_{i \leftarrow \blacksquare,t}^{jnt,from} = \sum_{j=1, j \neq i}^K jSOT_{ij,t} \quad (33)$$

$$S_{\blacksquare \leftarrow i,t}^{jnt,to} = \sum_{j=1, j \neq i}^K jSOT_{ji,t} \quad (34)$$

$$jSOI_t = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^K S_{i \leftarrow \blacksquare}^{jnt,from} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^K S_{i \rightarrow \blacksquare}^{jnt,to} \quad (35)$$

W tym celu Balcilar i in. (2021) uogólnili podejście skalujące Lastrapesa i Wiesena (2020). To z kolei oznacza, że sugerowane obliczenie równania (33) musi być prawdą. Ponieważ suma wierszy oryginalnej i wspólnej tabeli powiązań musi być równa 1, przekątne tabeli powiązań również muszą pozostać takie same. W związku z tym, współczynnik skalowania λ różni się w każdym wierszu, co skutkuje następującymi równaniami:

$$\lambda_i = \frac{S_{i \leftarrow \blacksquare, t}^{jnt, from}}{S_{i \leftarrow \blacksquare, t}^{gen, from}} \quad (36)$$

$$\lambda = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^K \lambda_i \quad (37)$$

Skalowane λ zaproponowane przez Balcilara i in. (2021) a to wynikające z pierwotnego podejścia, jest identyczne, jedyną różnicą jest to, że nowe podejście zapewnia większą elastyczność, ponieważ każdy wiersz ma swój własny współczynnik skalowania. Na koniec należy zaprogramować następujące kroki:

$$1. \quad jSOT_{ij, t} = \lambda_i gSOT_{ij, t} \quad (38)$$

$$2. \quad jSOT_{ii, t} = 1 - S_{i \leftarrow \blacksquare, t}^{jnt, from} \quad (39)$$

$$3. \quad S_{i \rightarrow \blacksquare, t}^{jnt, to} = \sum_{j=1, i \neq j}^K jSOT_{ij, t} \quad (40)$$

Ostatecznie, umożliwienie zmiany parametru skalowania w zależności od wiersza pozwala na obliczenie całkowitego powiązania kierunkowego netto oraz powiązania kierunkowego netto parami w następujący sposób:

$$S_{i, t}^{jnt, net} = S_{i \rightarrow \blacksquare, t}^{jnt, to} - S_{i \leftarrow \blacksquare, t}^{jnt, from} \quad (41)$$

$$S_{ij, t}^{jnt, net} = gSOT_{ji, t} - gSOT_{ij, t} \quad (42)$$

Mimo że interpretacje są identyczne z interpretacją pierwotnego podejścia opartego na powiązaniu, wyniki przedstawione przez Balcilar i in. (2021) są dokładniejsze, ponieważ przewyżniają niedociągnięcia metody normalizacji sumy wierszy (Caloia i in., 2019). Podejście to rozwiązuje wiele problemów pierwotnego podejścia Diebolda i Yilmaza, które opisano w podrozdziale 3.3.1.

3.4. Podsumowanie

Problematyka metodologiczna związana z analizą spotowych cen energii elektrycznej jest zagadnieniem szczególnie interesującym ze względu na problemy, tj. krótkotrwałe skoki cen, pojawianie się cen ujemnych czy występowanie sezonowości. Podjęta w niniejszym rozdziale problematyka odnosiła się do szczegółowego opisu metodologii badań dotyczących oceny stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej oraz dynamiki rozprzestrzeniania się zmienności cen. W tym celu przedstawiono sposoby pomiarów zmienności cen energii elektrycznej, wraz ze wskazaniem

miar efektu przenikania oraz model wektorowej autoregresji z parametrami zmieniającymi się w czasie (TVP-VAR).

Na podstawie wnikliwej oceny aspektów i problemów metodologicznych związanych z analizą cen spot energii elektrycznej do części empirycznej niniejszej rozprawy doktorskiej wybrano dwie miary efektu przenikania (z ang. *measure spillovers*), tj. stopy zwrotu oraz zrealizowaną zmienność (RV), a do zmierzenia efektów powiązań i rozprzestrzeniania się zmienności cen energii elektrycznej wykorzystany zostanie model TVP-VAR z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań. Z kolei miarę zmienności, określaną jako kwadrat śróddziennego zakresu IR, wykorzystano w pracy badawczej Sikorska-Pastuszka i Papież (2023).

Przygotowanie rozdziału trzeciego pozwoliło na realizację trzeciego szczegółowego celu badawczego rozprawy doktorskiej, który zakładał przedstawienie i wybór metod (narzędzi) badawczych, które zostaną wykorzystane do realizacji celów pracy. Ponadto w ramach rozdziału trzeciego zrealizowany został również częściowo czwarty cel szczegółowy pracy, który zakłada zidentyfikowanie specyfiki funkcjonowania europejskich rynków. W tym celu opisano specyfikę rynków energii elektrycznej, tj. sezonowość, występowanie cen ujemnych czy skokowy charakter cen energii elektrycznej. Wykorzystanie zaproponowanych technik badawczych pozwoli częściowo zweryfikować główny cel rozprawy doktorskiej, a także częściowo zweryfikować główną hipotezę badawczą.

Rozdział IV. Charakterystyka funkcjonowania europejskich rynków energii elektrycznej

Zakłada się, że europejskie rynki energii elektrycznej są zróżnicowane pod wieloma względami. Wynika to m.in. z posiadania zróżnicowanych zasobów surowców energetycznych, funkcjonującej infrastruktury energetycznej czy sposobu prowadzenia krajowych polityk energetycznych. Rozdział czwarty w pierwszej kolejności przedstawia dane dotyczące zróżnicowanej struktury produkcji energii elektrycznej, salda wymiany transgranicznej oraz rodzaju wykorzystania surowców energetycznych w tzw. miksach energetycznych w poszczególnych krajach.

Do wskazania specyfiki europejskich rynków energii elektrycznej wykorzystano statystyki zamieszczone w corocznym opracowaniu Komisji Europejskiej pt. „*EU Energy in figures – statistical pocketbook*”. Dokument wraz z zeszytami statystycznymi prezentuje dane dotyczące m.in. produkcji i konsumpcji energii elektrycznej w krajach europejskich. Najnowsza aktualizacja arkuszy danych dla krajów została opublikowana 8 maja 2023 roku⁹⁸. Ponadto Eurostat umożliwia przegląd danych dotyczących m.in. eksportu i importu energii elektrycznej według krajów partnerskich. W przedstawionym rozdziale wykorzystano ostatnią aktualizację danych przygotowaną przez Eurostat w czerwcu 2023 roku^{99,100}.

Następnie rozdział czwarty szczegółowo opisuje rodzaj i zakres czasowy wykorzystanych cen energii elektrycznej pochodzących z 27 rynków energii elektrycznej. Dodatkowo opisany zestaw danych, podzielono na okresy zapotrzebowania na energię elektryczną, tj. okres *BASE* i *PEAK* wraz z podstawowymi statystykami. Poza analizą dziennych cen energii elektrycznej, rozdział czwarty przedstawia również podstawowe charakterystyki opisowe cen surowców energetycznych i EUA.

Przedstawiony w rozdziale czwartym podział krajów na pięć regionów nie pochodzi z siedmiu Regionalnych Inicjatyw Energetycznych przedstawionych w rozdziale pierwszym, ponieważ dochodzi w nich do nakładania się rynków w poszczególnych regionach oraz nie obejmują wszystkich analizowanych krajów (np. Szwajcarię). Do badania

⁹⁸ EU energy statistical pocketbook and country datasheets: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/eu-energy-statistical-pocketbook-and-country-datasheets_en [data odczytu: 13.07.2023 r.].

⁹⁹ Exports of electricity and derived heat by partner country: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TE_EH/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_t.nrg_te [data odczytu: 14.07.2023 r.].

¹⁰⁰ Imports of electricity and derived heat by partner country: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_EH/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_t.nrg_ti [data odczytu: 14.07.2023 r.].

wykorzystano podział rynków według regionów przedstawiony w „Kwartalnym Raporcie o europejskich rynkach energii elektrycznej”. Podział ten obejmuje: Europę Środkowo-Zachodnią (CWE), Europę Środkowo-Wschodnią (CEE), Europę Południowo-Wschodnią (SEE), Półwysep Apeniński (AP), Europę Północną (NP), Wyspy Brytyjskie (BI) i Półwysep Iberyjski (Iberyjski). Badaniem objęto nie tylko kraje UE, ale również Szwajcarię, Norwegię i Wielką Brytanię, które współpracują z krajami UE w ramach m.in. Europejskiego Obszaru Gospodarczego, traktatu z Schengen oraz umów pobrexitowych.

Rozdział ten pozwoli zatem na realizację jednego z celów szczegółowych, który dotyczy zidentyfikowania specyfiki funkcjonowania europejskich rynków energii elektrycznej i ich determinant (CSZ4) oraz weryfikację hipotezy, zakładającej, że europejskie rynki energii elektrycznej są zróżnicowane pod względem struktury produkcji, wymiany transgranicznej oraz miksów energetycznych (HSZ2). Ponadto pozwoli na częściowe zweryfikowanie hipotezy głównej oraz celu głównego pracy.

4.1. Specyfika europejskich rynków energii elektrycznej

4.1.1. Struktura produkcji energii elektrycznej

Z danych Komisji Europejskiej (2023)¹⁰¹ wynika, że największymi producentami energii elektrycznej w Europie w latach 2007–2021 były Niemcy (średnio około 623,8 TWh/rocznie) oraz Francja (średnio około 565,9 TWh/rocznie). Ich udziały w produkcji energii elektrycznej w Europie wynosiły odpowiednio około 18,1% i 16,4%. Polska w analizowanym okresie wytwarzała średnio około 163,0 TWh, tj. 4,7% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Europie. Z kolei Litwa, Łotwa i Estonia charakteryzowały się najmniejszym udziałem w całkowitej produkcji energii elektrycznej, wytwarzając łącznie 0,8% całkowitej produkcji energii elektrycznej w UE. Szczegóły dotyczące produkcji energii elektrycznej brutto w krajach europejskich w latach 2007–2021 przedstawiono w tabeli 4.1.

¹⁰¹ European Commission, Directorate-General for Energy, EU energy in figures: statistical pocketbook 2022, Publications Office of the European Union, 2022, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/334050>.

Tabela 4.1. Produkcja energii elektrycznej brutto w latach 2007–2021

Indeks	Kraj	Produkcja energii elektrycznej brutto			
		2007 [TWh]	2021 [TWh]	2007–2021 (średnia – [TWh])	Udział kraju w średniej produkcji 2007–2021 [%]
APX_NL	Holandia	104,99	121,61	112,26	3,26
BELPEX_BE	Belgia	87,85	99,96	85,51	2,48
CROPEX_HR	Chorwacja	12,71	15,21	12,99	0,38
EPEX_CH	Szwajcaria	67,73	64,91	67,64	1,96
EPEX_DE	Niemcy	639,23	586,68	623,75	18,09
EPEX_FR	Francja	569,46	554,73	565,85	16,41
EXAA_AT	Austria	65,07	70,74	69,02	2,00
GME_IT	Włochy	312,87	288,49	294,02	8,53
HenEx_GR	Grecja	63,50	54,72	56,03	1,62
HUPX_HU	Węgry	39,96	35,98	34,36	1,00
IBEX_BG	Bułgaria	43,30	47,53	45,77	1,33
NP_DK	Dania	39,32	33,05	33,08	0,96
NP_EE	Estonia	12,19	7,20	10,92	0,32
NP_FI	Finlandia	80,99	71,87	71,70	2,08
NP_LT	Litwa	13,78	4,89	6,39	0,19
NP_LV	Łotwa	4,77	5,85	6,01	0,17
NP_NO1	Norwegia	137,19	157,96	141,56	4,11
NP_SE4	Szwecja	148,92	171,80	157,19	4,56
N2EX_UK	Wielka Brytania	396,83	309,86	351,16	10,18
OKTE_SK	Słowacja	28,01	29,96	27,96	0,81
OMEL_ES	Hiszpania	304,74	274,03	285,67	8,29
OMEL_PT	Portugalia	47,25	50,98	52,67	1,53
OPCOM_RO	Rumunia	61,67	59,47	61,80	1,79
OTE_CZ	Czechy	88,20	84,95	85,51	2,48
POLPX_PL	Polska	159,10	179,55	163,03	4,73
SIPX_SI	Słowenia	15,04	15,88	16,20	0,47
Pozostałe rynki*		39,88	41,42	9,78	0,28
Nord Pool	Skandynawia**	406,42	434,68	100,88	-

Uwagi: *Irlandia, Cypr, Luksemburg, Malta, b.d. – brak danych.

**Skandynawia = kraje należące do Rady Nordyckiej: Dania, Norwegia, Szwecja, Finlandia.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: European Commission, Directorate-General for Energy, EU energy in figures: statistical pocketbook 2022, Publications Office of the European Union, 2022, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/334050>; Hungarian Central Statistical Office: <https://www.ksh.hu/?lang=en>.

4.1.2. Transgraniczne przepływy energii elektrycznej

Transgraniczne przepływy energii są naturalną cechą połączonych systemów elektroenergetycznych¹⁰². Saldo wymiany transgranicznej energii elektrycznej to różnica pomiędzy importem a eksportem danego kraju. Dodatnie saldo w wymianie transgranicznej oznacza, że dany kraj jest importerem netto energii elektrycznej. Z kolei ujemne saldo w wymianie transgranicznej oznacza, że dany kraj jest eksporterem netto energii elektrycznej.

Średnie fizyczne saldo wymiany energii elektrycznej w latach 2007–2021 pokazuje, że głównymi importerami netto energii elektrycznej były Włochy (41,90 TWh/rocznie) i Finlandia (16,10 TWh/rocznie), natomiast eksporterami netto energii elektrycznej w tym okresie była Francja (48,95 TWh/rocznie) oraz Niemcy (28,30 TWh/rocznie). Polska w latach 2007–2021 przez większość czasu odgrywała rolę importera netto energii elektrycznej. Szczegóły dotyczące salda w wymianie międzysystemowej energii elektrycznej w krajach europejskich w latach 2007–2021 przedstawiono w tabeli 4.2.

Tabela 4.2. Saldo w wymianie międzysystemowej energii elektrycznej w latach 2007–2021

Indeks	Kraj	Saldo wymiany międzysystemowej energii elektrycznej						
		2007 [TWh]/ rola ryнку		2021 [TWh]/ rola ryнку		2007–2021 (średnia – I [TWh])/ rola ryнку		Zmiana roli I ↔ E w wybranych latach
APX_NL	Holandia	17,61	I	0,25	I	8,26	I	I: 2007–2019, 2021 E: 2020
BELPEX_BE	Belgia	6,78	I	-7,88	E	6,42	I	I: 2007–2008, 2010–2018 E: 2009, 2019–2021
CROPEX_HR	Chorwacja	5,90	I	3,96	I	5,51	I	I: 2007–2021
EPEX_CH	Szwajcaria	b.d.		b.d.		b.d.		b.d.
EPEX_DE	Niemcy	-16,56	E	-18,58	E	-28,30	E	E: 2007–2021
EPEX_FR	Francja	-56,81	E	-44,89	E	-48,95	E	E: 2007–2021
EXAA_AT	Austria	6,02	I	7,54	I	5,81	I	I: 2007–2021
GME_IT	Włochy	46,28	I	42,79	I	41,89	I	I: 2007–2021
HenEx_GR	Grecja	4,36	I	3,68	I	5,95	I	I: 2007–2021
HUPX_HU	Węgry	3,99	I	12,75	I	9,94	I	I: 2007–2021
IBEX_BG	Bułgaria	-4,48	E	-8,79	E	-7,08	E	E: 2007–2021
Nord Pool	Skandynawia	b.d.		b.d.		b.d.		b.d.
NP_DK	Dania	-0,95	E	4,87	I	3,23	I	I: 2008–2009, 2011–2021 E: 2007, 2010
NP_EE	Estonia	-2,42	E	2,63	I	-1,19	E	I: 2009, 2019–2021

¹⁰² Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2020). Wymiana transgraniczna energii elektrycznej – najważniejsze uwarunkowania. *Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.* – 7 września 2020.

								E: 2007–2008, 2010–2018
NP_FI	Finlandia	12,56	I	17,77	I	16,10	I	I: 2007–2021
NP_LT	Litwa	-1,37	E	9,04	I	5,92	I	I: 2010–2021 E: 2007–2009
NP_LV	Łotwa	3,00	I	1,77	I	1,52	I	I: 2007–2016, 2018–2021 E: 2017
NP_NO1	Norwegia	-10,04	E	-17,58	E	-10,75	E	I: 2010, 2019 E: 2007–2009, 2011–2018, 2020–2021
NP_SE4	Szwecja	1,32	I	-25,57	E	-12,91	E	I: 2007, 2009–2010 E: 2008, 2011–2021
N2EX_UK	Wielka Brytania*	5,22	I	0		11,25	I	I: 2007–2019
OKTE_SK	Słowacja	1,73	I	0,77	I	1,43	I	I: 2007–2021
OMEL_ES	Hiszpania	-5,75	E	0,85	I	-1,46	E	I: 2016–2021 E: 2007–2015
OMEL_PT	Portugalia	7,49	I	4,75	I	2,68	I	I: 2007–2015, 2019–2021 E: 2016–2018
OPCOM_RO	Rumunia	-2,09	E	2,20	I	-2,16	E	I: 2012, 2019–2021 E: 2007–2011, 2013–2018
OTE_CZ	Czechy	-16,15	E	-11,08	E	-13,89	E	E: 2007–2021
POLPX_PL	Polska	-5,35	E	0,89	I	0,96	I	I: 2014, 2016–2021 E: 2007–2013, 2015
SIPX_SI	Słowenia	0,23	I	-0,27	E	-1,19	E	I: 2007 E: 2008–2021

*brak danych dotyczących eksportu i importu dla Wielkiej Brytanii w latach 2020–2021.

Uwagi: I – importer, E – eksporter

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu: *Exports of electricity and derived heat by partner country*: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TE_EH/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_t.nrg_te oraz *Imports of electricity and derived heat by partner country*: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_EH/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_t.nrg_ti [data odczytu: 14.07.2023 r.].

4.1.3. Struktura produkcji i konsumpcji energii elektrycznej (tzw. miks energetyczny) w Europie

Aby zaspokoić swoje potrzeby energetyczne, każdy kraj wykorzystuje różne rodzaje i wielkość źródeł energii, co wpływa na kształtowanie miksu energetycznego. Zakres, w jakim źródła energii są dostępne w danym kraju, warunkuje sposób wytwarzania energii elektrycznej. Od dłuższego czasu obserwuje się jednak stopniowe odchodzenie od konwencjonalnych źródeł energii, co wynika z coraz bardziej ambitnych celów klimatycznych, które wymuszają zmianę krajowych mikсів energetycznych. Wzrost zapotrzebowania na energię przy jednoczesnym ograniczeniu jej pozyskiwania ze źródeł konwencjonalnych powoduje, że aby nie uzależnić gospodarki od importu energii, konieczny jest dynamiczny rozwój energetyki odnawialnej.

Według danych Komisji Europejskiej (2023)¹⁰³ kraje europejskie z roku na rok w coraz większym stopniu wykorzystują OZE do produkcji energii elektrycznej. W latach 2007–2021 udział OZE w strukturze zużycia energii w Unii Europejskiej podwoił się – z poziomu 17,7% do poziomu 38%. Zatem prawie dwie piąte energii elektrycznej w Unii Europejskiej pochodzi ze źródeł odnawialnych, ponieważ wszystkie kraje członkowskie zwiększyły jej wykorzystanie w porównaniu do 2007 roku. W krajach nienależących do UE, a analizowanych w niniejszej rozprawie doktorskiej (tj. Szwajcaria, Norwegia i Wielka Brytania) również widoczny jest silny trend w kierunku rozwoju źródeł odnawialnych.

Można zatem wyróżnić trzy europejskie grupy rynków energii elektrycznej w zależności od stopnia wykorzystania OZE. Pierwszą grupę stanowią kraje o największym, ponad 60% udziale energii elektrycznej z OZE w całkowitej produkcji energii elektrycznej. Należą do nich: Norwegia, Austria, Dania, Chorwacja, Litwa, Szwecja, Szwajcaria, Portugalia oraz Łotwa. Drugą grupę obejmują rynki, dla których OZE stanowi średni udział w produkcji energii elektrycznej, kształtujący się na poziomie od 30% do 59%. Należą do nich: Finlandia, Hiszpania, Rumunia, Grecja, Włochy, Niemcy, Estonia, Niemcy, Wielka Brytania, Słowenia oraz Holandia. Z kolei pozostałe rynki energii elektrycznej tworzą trzecią grupę, gdzie udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w całkowitej produkcji energii elektrycznej wynosi poniżej 30%. Wzrost ekspansji OZE wiąże się jednak z większą zmiennością na rynku energii elektrycznej (OZE ma priorytetowy dostęp do sieci ze względu na efekt *merit order*, który określa kolejność rozmieszczania elektrowni na rynku handlu energią elektryczną) (Würzburg i in., 2013; Antweiler i Muesgens, 2021).

Kolejnym istotnym źródłem energii elektrycznej jest energetyka jądrowa, która doświadcza jednak powolnego spadku udziałów w całkowitej produkcji energii elektrycznej w Europie z 29,2% w 2007 roku do 25,2% w 2021 roku. Wynika to przede wszystkim ze stopniowego wygaszania reaktorów jądrowych (głównie w Niemczech i Francji). Największy udział energetyki jądrowej w krajowym miksie energetycznym w 2021 roku miały: Francja (68%), Słowacja (52%), Belgia (50%) oraz Węgry (45,5%). Istnieją również kraje w Europie, które nie dysponują elektrowniami jądrowymi i są to m.in. Polska, Chorwacja, Dania, Estonia, Litwa czy Łotwa.

Jednak w 1974 roku w Polsce uruchomiony został jądrowy reaktor badawczy o nazwie MARIA, o nominalnej mocy cieplnej 30 MW, który nie wytwarza energii dla odbiorców zewnętrznych. Reaktor ten znajduje szerokie zastosowanie w badaniach

¹⁰³ European Commission, Directorate-General for Energy, EU energy in figures: statistical pocketbook 2022, Publications Office of the European Union, 2022, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/334050>.

z wykorzystaniem neutronów¹⁰⁴. Ponadto, zgodnie z polską polityką energetyczną, istnieją plany dotyczące budowy sześciu bloków elektrowni atomowej, gdzie pierwszy blok ma zostać uruchomiony w 2033 roku, a kolejne w odstępach 2–3 lat^{105,106}. Następnie największy udział w miksie energetycznym krajów europejskich stanowi gaz ziemny, którego zużycie wahało się w ostatnich latach, a w 2021 roku wynosiło 19,9%. Krajami, które charakteryzują się największym udziałem gazu ziemnego w krajowym miksie energetycznym, są Włochy (50,5%) oraz Holandia (49%). Włochy to jeden z głównych krajów – importerów netto gazu ziemnego w Europie¹⁰⁷, natomiast Holandia posiada największe w Europie złoża gazu ziemnego¹⁰⁸. Europejskimi krajami, które niemal zupełnie nie wykorzystują gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej, są Norwegia oraz Szwecja.

Ze względu na rosyjską inwazję na Ukrainę, w najbliższych latach dojdzie jednak do redukcji wykorzystania gazu przez państwa członkowskie. W sierpniu 2022 roku Unia Europejska przyjęła rozporządzenie zakładające zmniejszenie zapotrzebowania państw członkowskich na gaz ziemny o 15% w porównaniu ze swoim średnim zużyciem gazu od dnia 1 sierpnia 2022 roku do dnia 31 marca 2023 roku¹⁰⁹. Następnie w kwietniu 2023 roku cel ten został przedłużony na okres od 1 kwietnia 2023 roku do 31 marca 2024 roku w porównaniu do średniego zużycia gazu w okresie od 1 kwietnia 2017 roku do 31 marca 2022 roku¹¹⁰.

Kolejną istotną kwestią jest konsekwentna polityka dekarbonizacji Unii Europejskiej, która wpłynęła na radykalne ograniczenie zużycia paliw kopalnych w państwach członkowskich. Stopniowe odchodzenie od konwencjonalnych źródeł energii wynika również z rosnących ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz spadających kosztów instalacji odnawialnych źródeł energii. W latach 2007–2021 udział paliw kopalnych w strukturze zużycia energii w krajach europejskich został znacząco

¹⁰⁴ Reaktor jądrowy MARIA: <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/reaktor-jadrowy-maria> [data odczytu: 17.07.2023 r.].

¹⁰⁵ Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [data odczytu: 17.07.2023 r.].

¹⁰⁶ Program polskiej energetyki jądrowej, <https://www.gov.pl/web/klimat/program-polskiej-energetyki-jadrowej> [data odczytu: 17.07.2023 r.].

¹⁰⁷ Ministerstwo Rozwoju i Technologii (2023). WŁOCHY - Informacja o sytuacji gospodarczej i stosunkach gospodarczych z Polską: <https://www.gov.pl/attachment/0be6050f-c326-4265-9bef-010a3a018e93> [data odczytu: 17.07.2023 r.].

¹⁰⁸ Global gas markets: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/gas> [data odczytu: 17.07.2023 r.].

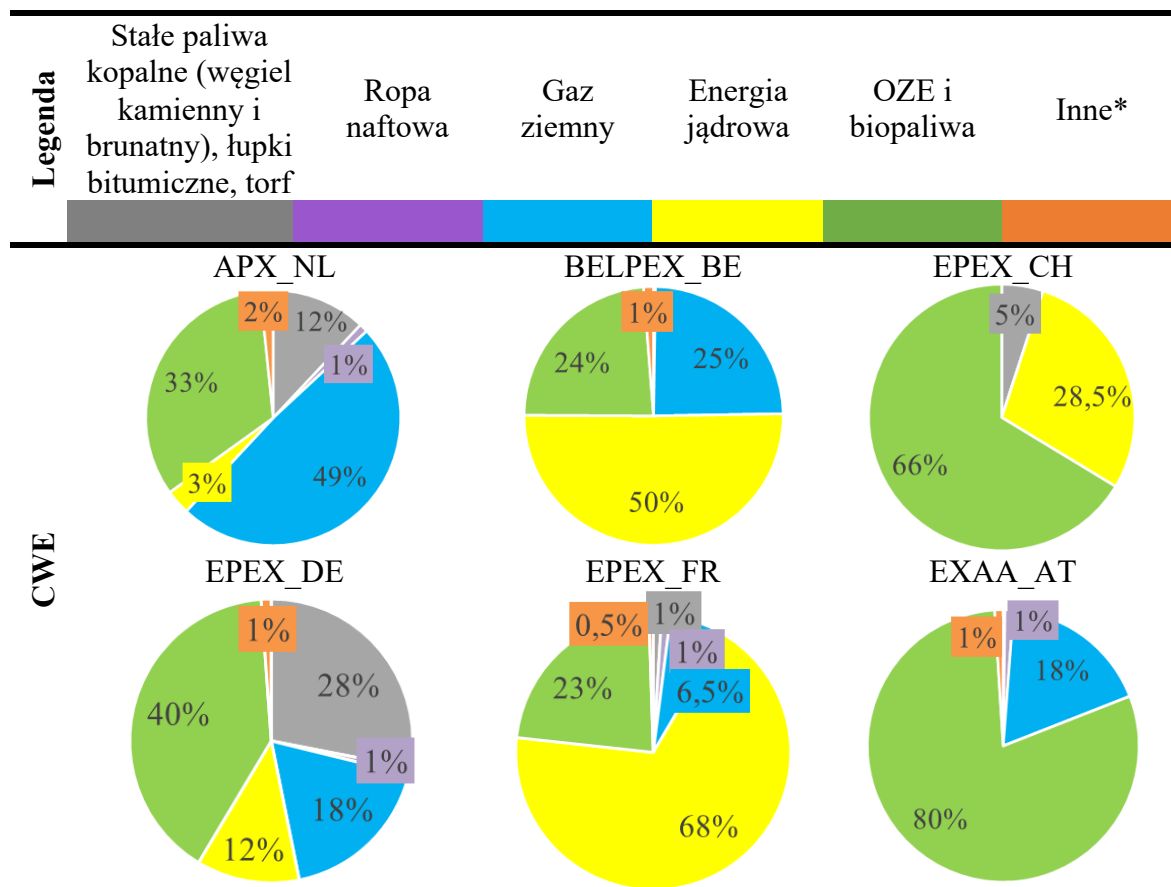
¹⁰⁹ Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1369 z dnia 5 sierpnia 2022 r. w sprawie skoordynowanych środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz.

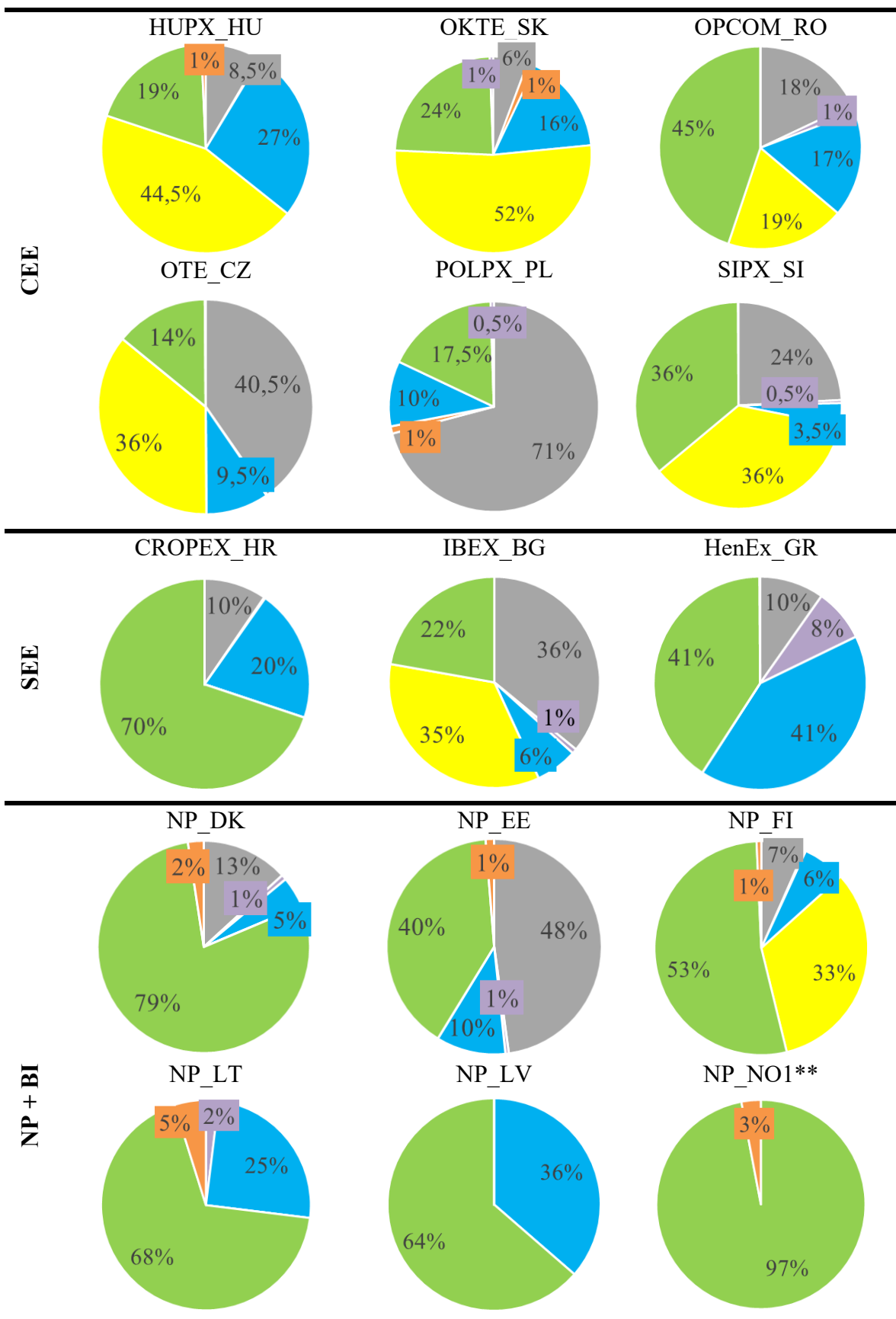
¹¹⁰ Rozporządzenie Rady (UE) 2023/706 z dnia 30 marca 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2022/1369 w odniesieniu do przedłużenia okresu zmniejszenia zapotrzebowania w kontekście środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz oraz w odniesieniu do zwiększenia sprawozdawczości i monitorowania realizacji tych środków.

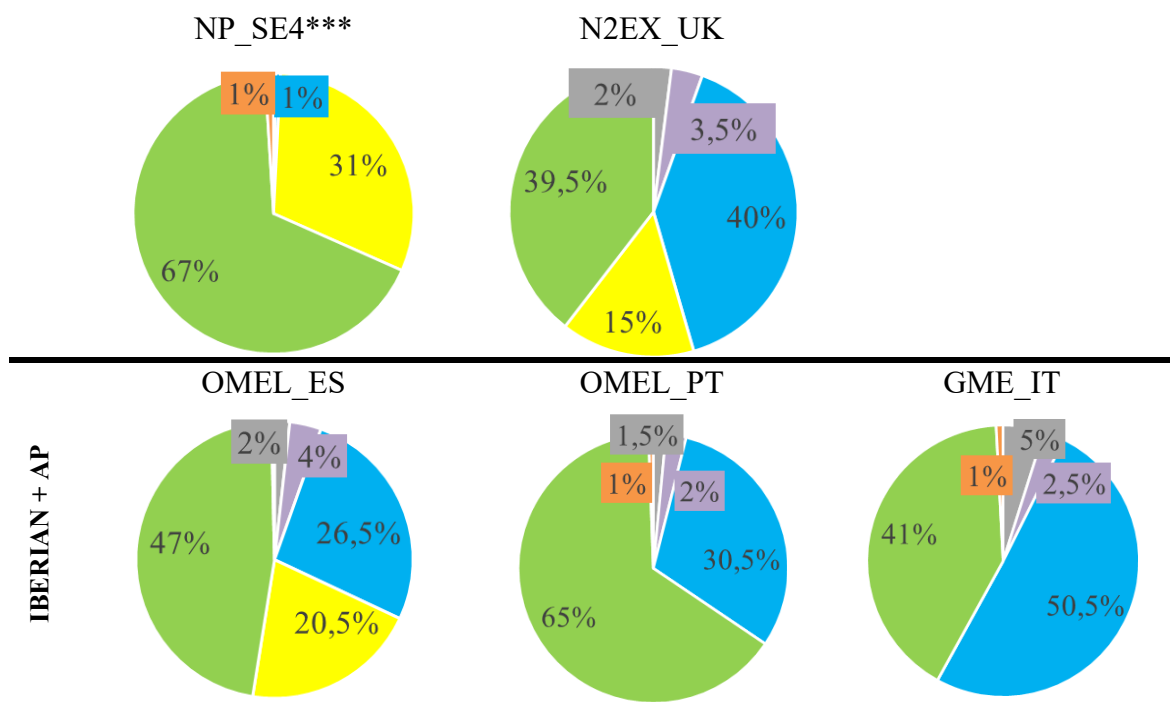
zredukowany. Przykładowo w krajach Unii Europejskiej wykorzystanie paliw kopalnych w zużyciu energii elektrycznej spadło o prawie połowę – z poziomu 28,5% do poziomu 14,6%. Estonia jest przykładem kraju, który zmniejszył spalanie łupków bitumicznych do produkcji energii elektrycznej o ponad 45% w ciągu 13 lat. Jednak pomimo stopniowej transformacji energetycznej, w 2021 roku miks energetyczny w Polsce i Estonii nadal składał się głównie z paliw kopalnych, odpowiednio 71% i 48%.

Najmniejszy udział w europejskim miksie energetycznym stanowi ropa naftowa, której udział w miksie energetyczny kształtuje się zwykle poniżej 1% od 2007 roku. Ropa naftowa największy udział w krajowym miksie energetycznym zajmuje w Grecji (8%) oraz w Hiszpanii (4%). Szczegółowy podział dotyczący mikсів energetycznych europejskich rynków energii elektrycznej w 2021 roku przedstawiono w tabeli 4.3. (kraje ułożone są według siedmiu przyjętych regionów, tj.: Europa Środkowo-Zachodnia (CWE), Europa Środkowo-Wschodnia (CEE), Europa Południowo-Wschodnia (SEE), Półwysep Apeniński (AP), Europa Północna (NP), Wyspy Brytyjskie (BI) i Półwysep Iberyjski (Iberyjski)).

Tabela 4.3. Struktura produkcji i konsumpcji energii według kryteriów nośników energii (tzw. miks energetyczny) europejskich rynków energii za 2021 rok







Uwagi: *inne rodzaje energii wykorzystywanej do produkcji energii elektrycznej są różne w każdym europejskim kraju, mogą to być np. elektrownie szczytowo-pompowe, spalarnie śmieci, czy olej opałowy, **przedstawiono miks energetyczny dla całego kraju, jednak do dalszych wylczeń wybrana została strefa NO1 - Oslo, ***przedstawiono miks energetyczny dla całego kraju, jednak do dalszych wylczeń wybrano strefę cenową SE4 w południowej Szwecji.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *EU energy statistical pocketbook and country datasheets* (aktualizacja danych 17 sierpnia 2022 r.) oraz www.statista.com [data dostępu: 17.07.2023 r.].

4.2. Dienne ceny spot energii elektrycznej na rynkach dnia następnego (RDN)

4.2.1. Rodzaj i zakres czasowy wykorzystanych danych – ceny energii elektrycznej

Aby jak najdokładniej ocenić stopień integracji i rolę europejskich rynków energii elektrycznej w kontekście polityki energetycznej Unii Europejskiej, do przeprowadzenia analizy wykorzystano godzinowe ceny spot energii elektrycznej na RDN pochodzące z 27 rynków energii elektrycznej w ramach następujących giełd energii: Belpex (Belgia), Nord Pool (Dania, Finlandia, Norwegia, Skandynawia, Szwecja, Litwa, Estonia i Łotwa), APX (Holandia i Wielka Brytania), GME (Włochy), OPCOM (Rumunia), OMEL (Hiszpania i Portugalia), Cropex (Chorwacja), IBEX (Bułgaria), OTE (Czechy), OKTE (Słowacja), HEnEx (Grecja), HUPX (Węgry), EPEX (Francja, Niemcy, Szwajcaria), EXAA (Austria), Polpx (Polska) i SIPX (Słowenia). Badaniem objęto nie tylko kraje UE, ale również Szwajcarię, Norwegię i Wielką Brytanię, które współpracują z krajami UE w ramach m.in. Europejskiego Obszaru Gospodarczego, traktatu z Schengen czy umów pobreitowych.

Do badania zjawiska rozprzestrzeniania się zmienności na europejskich rynkach energii elektrycznej przyjęto podział krajów na 7 regionów (tj. CWE, CEE, SEE, AP, NP, BI oraz Iberyjski) przedstawiony w podrozdziale 4.1. *Specyfika europejskich rynków energii elektrycznej*. Do badania wykorzystano godzinowe ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2022 roku. Źródłem uzyskanych danych jest baza Refinitiv Eikon oraz operatorzy sieci energetycznych. Wszystkie ceny są wyrażone w EUR/MWh i dostosowane do strefy czasowej. Do badania wykorzystano łącznie 3 147 624 obserwacji dotyczących godzinowych spotowych cen energii elektrycznej z 27 europejskich rynków. Szczegółowe informacje dotyczące danych przedstawiono w tabeli 4.4.

Tabela 4.4. Opis europejskich rynków energii elektrycznej

Indeks	Kraj	Region	Dane dostępne od:	Liczba obserwacji	Liczba obserwacji ujemnych
APX_NL	Holandia	CWE	01.08.2007	140 256	257
BELPEX_BE	Belgia	CWE	06.01.2007	140 136	519
CROPEX_HR	Chorwacja	SEE	11.02.2016	60 384	132
EPEX_CH	Szwajcaria	CWE	01.08.2007	140 256	216
EPEX_DE	Niemcy	CWE	01.08.2007	140 256	1 512
EPEX_FR	Francja	CWE	01.08.2007	140 256	247
EXAA_AT	Austria	CWE	01.08.2007	140 256	645
GME_IT	Włochy	AP	01.08.2007	140 256	0
HEnEx_GR	Grecja	SEE	01.01.2016	61 368	8
HUPX_HU	Węgry	CEE	21.07.2010	109 128	85
IBEX_BG	Bułgaria	SEE	20.01.2016	60 912	4
Nord Pool	Skandynawia	NE	01.08.2007	140 256	7
NP_DK	Dania	NE	01.01.2011	105 192	603
NP_EE	Estonia	NE	01.01.2011	105 192	12
NP_FI	Finlandia	NE	01.01.2011	105 192	41
NP_LT	Litwa	NE	18.06.2011	92 376	12
NP_LV	Łotwa	NE	03.06.2013	83 976	12
NP_NO1	Norwegia	NE	01.01.2011	105 192	10
NP_SE4	Szwecja	NE	01.11.2011	97 896	51
N2EX_UK	Wielka Brytania	BI	12.01.2010	113 688	127
OKTE_SK	Słowacja	CEE	01.09.2009	116 880	599
OMEL_ES	Hiszpania	Iberian	01.08.2007	140 256	2
OMEL_PT	Portugalia	Iberian	01.08.2007	135 168	0
OPCOM_RO	Rumunia	CEE	01.08.2007	140 256	0
OTE_CZ	Czechy	CEE	01.08.2007	140 256	635
POLPX_PL	Polska	CEE	01.08.2007	140 256	0

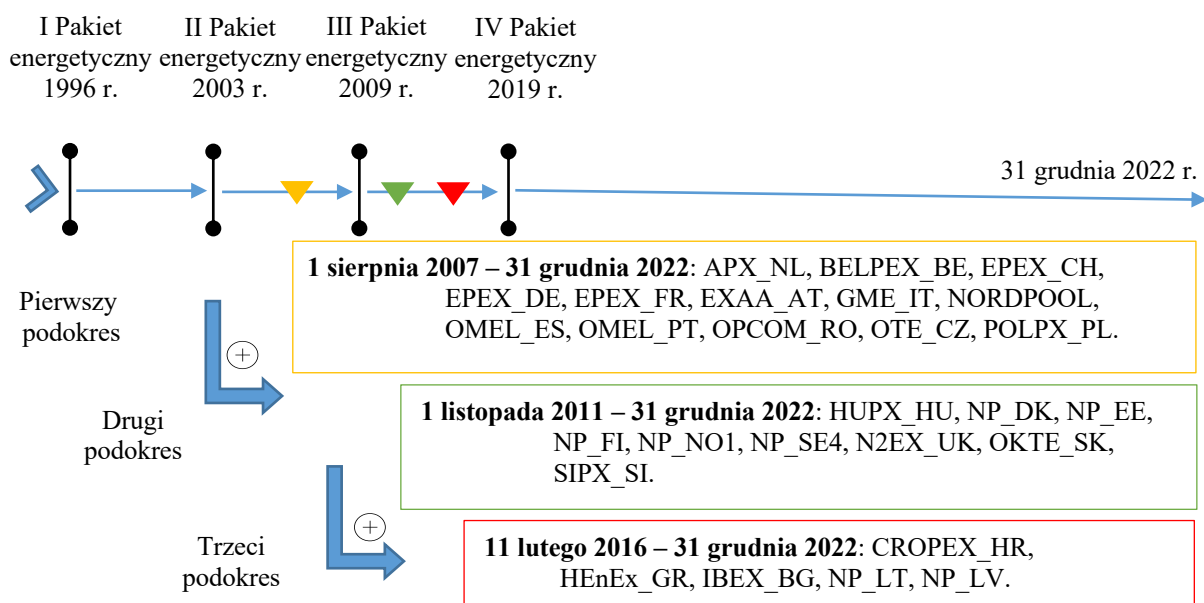
SIPX_SI	Słowenia	CEE	18.03.2010	112 128	141
---------	----------	-----	------------	---------	-----

Uwagi: NO1 - Oslo, SE4 – strefa cenowa w południowej Szwecji, Nord Pool = NP_DK, NP_FI, NP_NO1, NP_SE4.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: bazy Reuters EIKON, <http://www.mercatoelettrico.org>, <https://hupx.hu/en/>, <https://www.nordpoolgroup.com/>, <https://www.okte.sk/en/>, <https://www.omie.es/>, <https://www.bsp-southpool.com/> [data dostępu: 17.07.2023 r.].

Okres przeprowadzonego badania, zwłaszcza po 2016 roku, jest szczególnie interesujący, ponieważ obejmuje ważne wydarzenia gospodarcze i geopolityczne, takie jak europejski kryzys zadłużenia, Brexit, pandemię COVID-19, aktualizacje polityki energetycznej (poprzez np. czwarty pakiet energetyczny, *Europejski Zielony Ład*, *Fit for 55*, czy *REPowerEU*) oraz zawirowania na rynkach ropy i gazu w wyniku inwazji Rosji na Ukrainę. Te czynniki, a także krótkoterminowe szoki, związane z ograniczoną przepustowością połączeń międzysystemowych oraz coraz częstsze ekstremalne warunki pogodowe, determinują zachowanie cen na rynkach energii elektrycznej (Ma i in., 2022). Dodatkowo w połowie 2021 roku średnia dzienna cena energii elektrycznej na europejskich rynkach po raz pierwszy w historii przekroczyła 100 euro/MWh, co wpłynęło na znaczący wzrost zmienności cen na rynkach energii elektrycznej.

Ze względu na różną dostępność danych, rozpatrywane są trzy zestawy danych w różnych podokresach. Pierwszy z nich obejmuje łącznie 12 krajów, do których należą Holandia, Belgia, Szwajcaria, Niemcy, Francja, Austria, Włochy, Hiszpania, Portugalia, Rumunia, Czechy i Polska, a także obszar Skandynawii (Nord Pool). W skład drugiego podokresu wchodzi dodatkowo Węgry, Dania, Estonia, Finlandia, Norwegia, Szwecja, Wielka Brytania, Słowacja i Słowenia, dając możliwość analizy 9 dodatkowych krajów. Ostatni, trzeci podokres, obejmuje dodatkowo 5 krajów, do których należą Chorwacja, Grecja, Bułgaria, Litwa i Łotwa. Szczegółowe informacje na temat zbiorów danych dla każdego podokresu przedstawiono na rysunku 4.1.



Rysunek 4.1. Analizowane zbiory danych dla trzech podokresów

Źródło: Opracowanie własne.

4.2.2. Podstawowe statystyki opisowe cen spot energii elektrycznej dla *BASE* i *PEAK*

Zgromadzony zestaw danych pozwala na zaobserwowanie kilku faktów. Po pierwsze, od 1 sierpnia 2007 roku do 3 sierpnia 2021 roku średnia dzienna cena energii elektrycznej na 27 europejskich rynkach energii elektrycznej w okresie *BASE* wynosiła około 43,9 EUR/MWh, a odchylenie standardowe około 16,5 EUR/MWh. Współczynnik zmienności wyniósł około 38%, co oznacza przeciętne zróżnicowanie cen energii elektrycznej w analizowanym okresie. Po drugie, od 2021 roku średnia dzienna cena energii elektrycznej na 27 europejskich rynkach zaczęła stopniowo rosnąć, a w dniu 4 sierpnia 2021 roku po raz pierwszy przekroczyła 100 EUR/MWh¹¹¹ i utrzymała się na tym poziomie. Rekordowy poziom średniej dziennej ceny za 1 MWh energii elektrycznej na tych rynkach został osiągnięty w dniu 30 sierpnia 2022 roku i wyniósł 600,35 EUR/MWh. Po trzecie, w okresie od 5 sierpnia 2021 roku do 31 grudnia 2022 roku średnia dzienna cena energii elektrycznej na RDN wyniosła około 208,12 EUR/MWh, a odchylenie standardowe około 115,06 EUR/MWh. Z kolei współczynnik zmienności wskazuje na silną zmienność, ponieważ wyniósł on 55% i był wyższy o 17 punktów procentowych (pp.) w stosunku do okresu sprzed gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej.

¹¹¹ W dniu 15 listopada 2007 roku średnia dzienna cena energii elektrycznej również przekroczyła 100 EUR/MWh, jednak wówczas dane objęły jedynie 14 rynków. Ponadto do 3 sierpnia 2021 roku pojawiały się również godzinowe ceny energii elektrycznej, które przekraczały 100 EUR/MWh i miały chwilowy, skokowy charakter.

Istnieje kilka możliwych przyczyn wzrostu cen, które zostały przedstawione na rysunkach 4.2. oraz 4.3. dotyczących kształtowania dziennych cen energii elektrycznej oraz łącznej średniej dziennej ceny energii elektrycznej na 27 rynkach energii elektrycznej. Po pierwsze, w wyniku pandemii COVID-19 doszło spadku zapotrzebowania na energię elektryczną średnio o 25% w krajach całkowicie zamkniętych (o większych ograniczeniach i restrykcjach) i średnio o 18% w krajach częściowo zamkniętych. Jednak podejmowanie działań na rzecz ograniczenia rozprzestrzeniania się wirusa doprowadziły do wyjścia europejskiej gospodarki z recesji wywołanej pandemią. Zgodnie z danymi Eurostatu w III kwartale 2021 roku poziom produktu krajowy brutto dla krajów europejskich osiągnął poziom sprzed wybuchu pandemii. Szybki powrót aktywności gospodarczej po restrykcjach COVID-19 zwiększył jednak zapotrzebowanie na energię elektryczną, co doprowadziło do wzrostu cen energii (Amamou i Bargaoui, 2022).

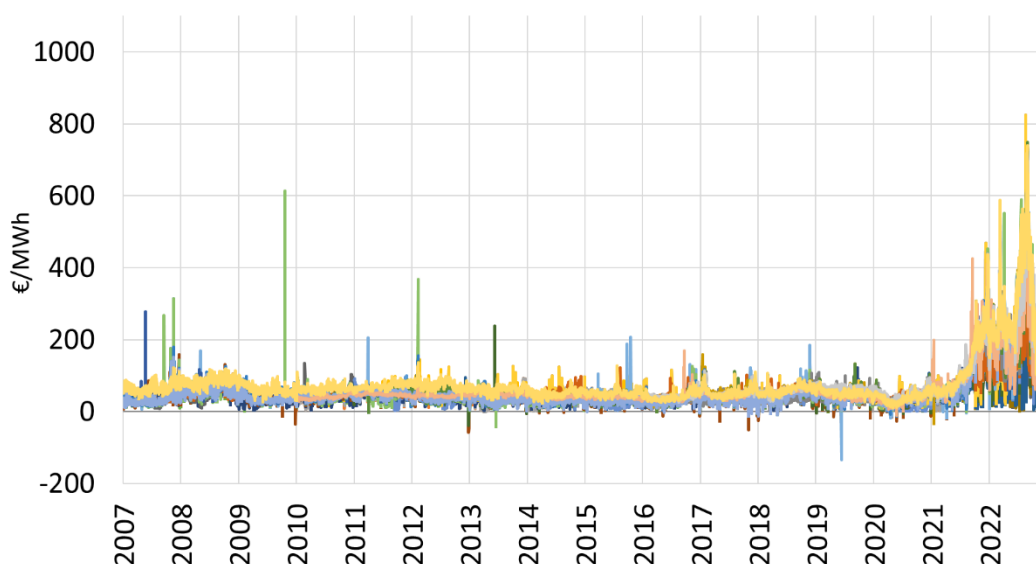
Po drugie, rekordowe ceny energii elektrycznej od sierpnia 2021 roku związane są również z równoległym wzrostem cen surowców energetycznych, spowodowanych eskalacją napięć geopolitycznych pomiędzy Rosją i Ukrainą, a także wzrostem kosztów emisji dwutlenku węgla w całej Europie. Szczegółowy opis zmienności cen surowców energetycznych (w tym cen gazu ziemnego, węgla energetycznego i ropy naftowej) oraz cen uprawnień do emisji (EUA ETS) znajduje się w podrozdziale 4.3.2. *Podstawowe charakterystyki opisowe cen surowców energetycznych i EUA ETS.*

Po trzecie, występowanie specyficznych warunków pogodowych wpłynęło na wzrost cen energii elektrycznej. Zgodnie z danymi, jakie przedstawił Polski Instytut Ekonomiczny, kraje Europy w I połowie 2022 roku borykały się ze suszą, która doprowadziła do spadku poziomu wód w zbiornikach oraz ciekach wodnych, co zdeterminowało zmniejszenie ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowniach wodnych w Europie o 59,4 TWh¹¹². Sytuacja ta wymusiła zwiększenie ilości wytwarzania energii z innych droższych jednostek. Okresowo występowała również niższa wietrzność, która redukowałą produkcję energii elektrycznej z farm wiatrowych (Doering i in., 2021). Wytwarzanie energii elektrycznej z OZE podyktowane jest więc lokalnymi warunkami pogodowymi, które wpływają na wielkość i częstotliwość skoków cen spot energii elektrycznej oraz jej zmienność.

Ostatnim, jednak również istotnym czynnikiem wpływającym na wzrost cen energii elektrycznej w Europie były problemy z reaktorami jądrowymi we Francji. Niski poziom wód wpłynął negatywnie na dostęp wody chłodzącej do reaktorów jądrowych. Dodatkowo

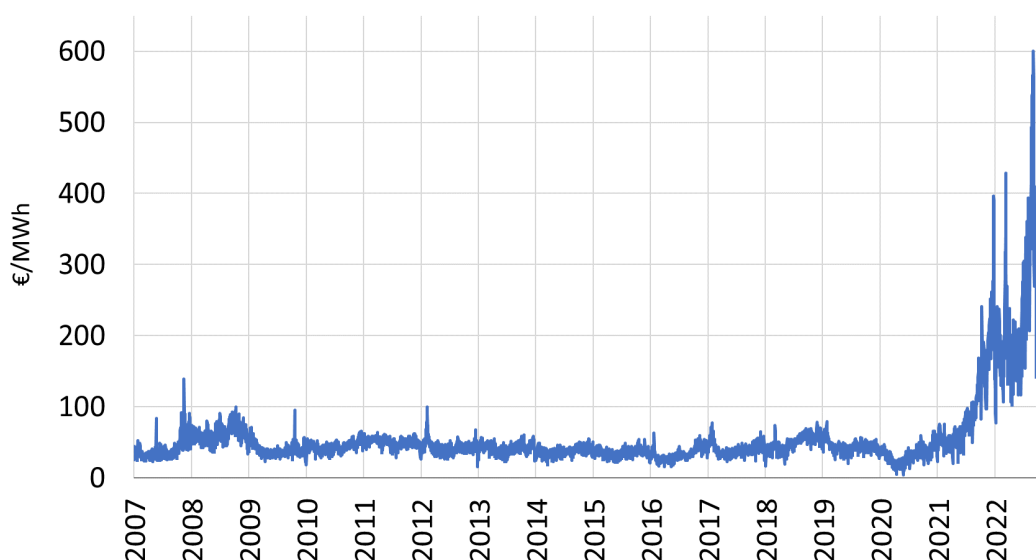
¹¹² Polski Instytut Ekonomiczny, *Tygodnik Gospodarczy PIE*, 44/2022.

wystąpiły problemy techniczne, które wpłynęły na konieczność przeprowadzenia prac remontowych i wyłączenia znaczącej części bloków elektrowni atomowych¹¹³. Ponadto wyłączona została znacząca część niemieckich bloków jądrowych w związku z niemiecką transformacją energetyczną (tzw. *Energiewende*) (Schmid i in., 2016).



Rysunek 4.2. Dienne ceny spot energii elektrycznej RDN na 27 rynkach energii elektrycznej w latach 2007–2022 (EUR/MWh)

Źródło: Opracowanie własne.



Rysunek 4.3. Łączna średnia dzienne ceny spot energii elektrycznej RDN na 27 rynkach energii elektrycznej w latach 2007–2022 (EUR/MWh)

Źródło: opracowanie własne.

¹¹³ Autorité de sûreté nucléaire, *ASN REPORT on the state of nuclear safety and radiation protection in France in 2021*, s. 3-4.

Aby jak najlepiej ocenić proces integracji rynków energii elektrycznej, analizę cen energii elektrycznej przeprowadzono w dwóch okresach zapotrzebowania na nią, tj.:

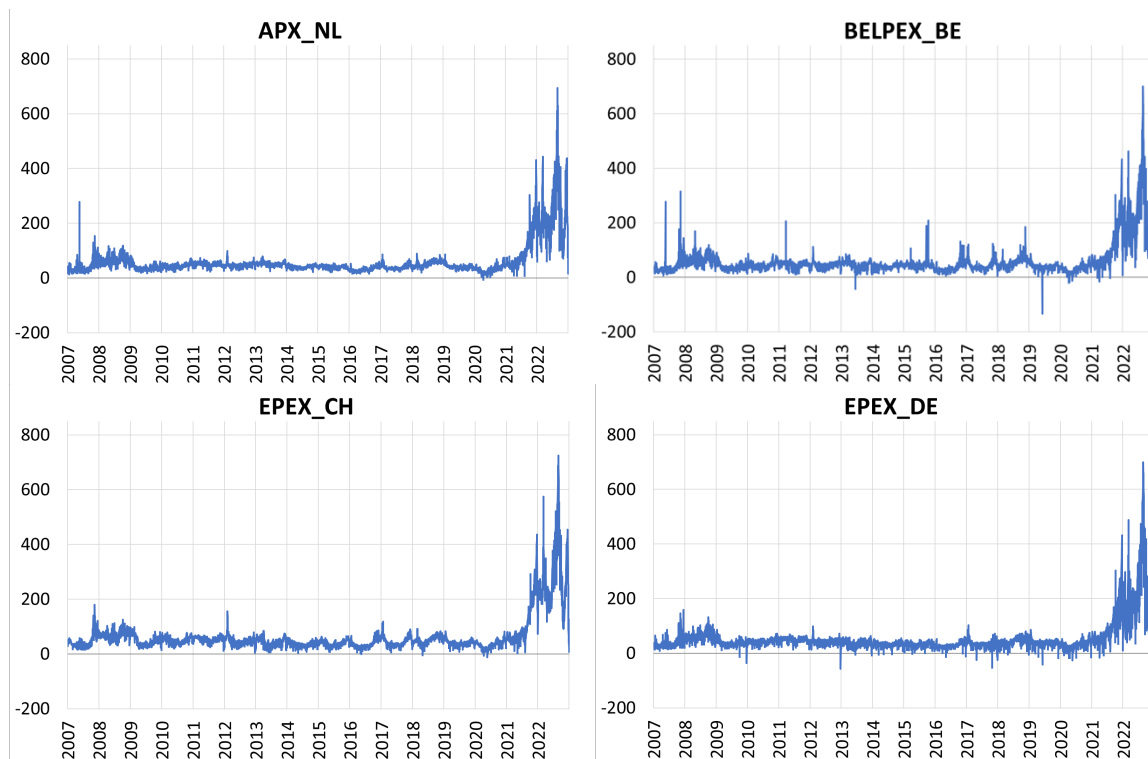
- Na podstawie cen obciążenia podstawowego (cena energii elektrycznej w ciągu całej doby – *BASE*). Są to ceny energii elektrycznej obejmujące 24 godziny w dni powszednie oraz w soboty i niedziele.
- Na podstawie cen obciążenia szczytowego (które mogą być różne w poszczególnych krajach ze względu na różne zachowania konsumentów i warunki pogodowe). Na potrzeby niniejszej rozprawy oraz zgodnie z metodyką giełdy Nord Pool, przyjęto, że godziny w przedziale 08:00 do 20:00 w dni powszednie to okres szczytowy – *PEAK*). Jest to czas, w którym popyt na energię elektryczną znacząco się zwiększa.

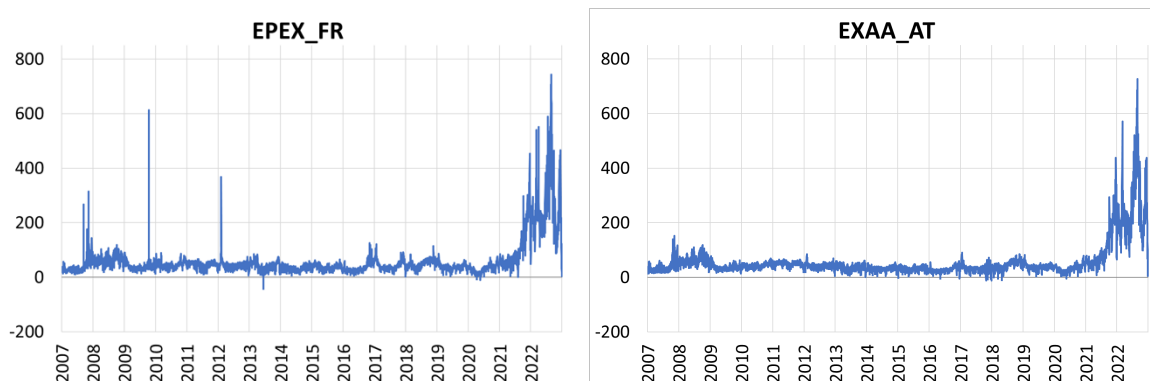
Pierwszym analizowanym regionem pod względem dziennych cen spot energii elektrycznej dla okresu *BASE* oraz *PEAK* w okresie 1 sierpnia 2007 – 31 grudnia 2022 roku jest CWE (obejmujący rynek niemiecki, szwajcarski, belgijski, francuski, holenderski, oraz austriacki). W regionie tym najniższa średnia dzienna cena za energię elektryczną była na rynku niemieckim (dla *BASE* średnio około 57 EUR/MWh z odchyleniem standardowym wynoszącym około 63 EUR/MWh oraz dla *PEAK* średnio 69 EUR/MWh z odchyleniem standardowym wynoszącym około 70 EUR/MWh). Z kolei rynek szwajcarski, charakteryzował się najwyższą średnią dzienną ceną energii elektrycznej (dla *BASE* średnio 67 EUR/MWh z odchyleniem standardowym wynoszącym około 72 EUR/MWh oraz dla *PEAK* średnio 79 EUR/MWh z odchyleniem standardowym wynoszącym około 79 EUR/MWh). Ceny energii elektrycznej w analizowanym okresie charakteryzowały się bardzo dużą zmiennością, kształtującą się powyżej 100% (wartość ta była nieznacznie niższa dla rynku holenderskiego w okresie *BASE* i *PEAK* (odpowiednio: około 99% i 92%) oraz rynku belgijskiego w okresie *PEAK* około 94%). Średni całkowity współczynnik zmienności był nieco niższy dla cen w okresie *PEAK* (około 101%) niż w okresie *BASE* (około 108%).

W całym analizowanym okresie każdy z rynków regionu CWE doświadczył również występowania cen ujemnych. Najniższą dzienną cenę energii elektrycznej zanotowano na rynkach belgijskim i niemieckim (w okresie *BASE* odpowiednio: około -134 EUR/MWh (8 czerwca 2019 roku); -57 EUR/MWh (25 grudnia 2012 roku), natomiast w okresie *PEAK* odpowiednio: około -43 EUR/MWh (13 kwietnia 2020 roku); -39 EUR/MWh (21 kwietnia 2020 roku)). Z kolei najwyższa średnia dzienna cena energii elektrycznej wystąpiła na rynku francuskim (w okresie *BASE* około 744 EUR/MWh (30 sierpnia 2022 roku), a w okresie *PEAK* około 1122 EUR/MWh (19 października 2009), a następnie na rynkach austriackim

w okresie *BASE* (około 727 EUR/MWh (30 sierpnia 2022 roku) oraz szwajcarskim w okresie *PEAK* (około 770 EUR/MWh (30 sierpnia 2022 roku)).

Okres analizy można podzielić również na dwa kluczowe podokresy dotyczące średniego dziennego poziomu cen energii elektrycznej. Pierwszy z nich to podokres niższych cen energii elektrycznej (występujący od 1 sierpnia 2007 roku do 3 sierpnia 2021 roku), gdy średnia dzienna cena energii elektrycznej dla każdego z analizowanych rynków w okresie *BASE* nie przekroczyła 50 EUR/MWh, a w okresie *PEAK* nie przekroczyła 60 EUR/MWh. Z kolei drugi podokres (od 4 sierpnia 2021 roku do 31 grudnia 2022 roku) charakteryzował się gwałtownym wzrostem dziennej ceny energii elektrycznej (dla *BASE* średnia wyniosła 232 EUR/MWh, a dla *PEAK* średnia była 262 EUR/MWh). Zatem w porównaniu do pierwszego podokresu średnie dzienne ceny energii elektrycznej wzrosły ponad 4,5 razy w okresie *BASE* oraz około 4,3 w okresie *PEAK*. Przedstawione podokresy różnią się również pod względem zmienności cen energii elektrycznej (dla pierwszego podokresu średnia zmienność wynosi około 39% w *BASE* i 42% w *PEAK*, a dla drugiego podokresu około 51% w *BASE* i 49% w *PEAK*). Oznacza to, że wraz ze wzrostem cen energii elektrycznej pojawia się wyższa zmienność tych cen, zarówno w okresie *BASE*, jak i *PEAK*. Szczegółowe informacje na rysunku 4.4. oraz w tabeli 4.5.





Rysunek 4.4. Średnie dzienne ceny spot energii elektrycznej dla obszaru CWE (EUR/MWh) w okresie *BASE* w latach 2007–2022

Źródło: Opracowanie własne.

Tabela 4.5. Podstawowe statystyki dla dziennych cen spot energii elektrycznej obejmujących obszaru CWE w okresie od 1 sierpnia 2007 r. do 31 grudnia 2022 r. (EUR/MWh)

Ceny obciążenia podstawowego - <i>BASE</i>						
	APX_NL	BELPEX_BE	EPEX_CH	EPEX_DE	EPEX_FR	EXAA_AT
Średnia A*	61,74	62,60	67,02	56,62	63,84	59,99
Średnia B**	45,89	46,55	48,16	41,09	45,39	41,97
Średnia C***	219,14	222,09	254,35	210,85	247,20	238,98
Odch. stand	61,30	63,64	71,58	63,13	72,38	69,21
Skośność	4,31	4,12	3,98	4,49	4,20	4,26
Kurtoza	22,85	20,93	18,94	25,00	21,15	21,92
Wsp. zm A* [%]	99	102	107	112	113	115
Wsp. zm B** [%]	32	39	38	40	45	38
Wsp. zm C*** [%]	49	51	47	58	51	51
Min.	-5,45	-133,56	-12,67	-56,87	-40,99	-12,00
Max.	693,83	700,41	724,87	699,44	743,84	727,23
Ceny obciążenia szczytowego - <i>PEAK</i>						
Średnia A*	72,41	74,74	78,68	68,53	76,96	72,49
Średnia B**	55,29	57,29	57,97	51,09	56,19	52,19
Średnia C***	232,48	248,10	284,38	241,74	283,25	274,07
Odch. stand	66,77	70,17	79,17	70,34	83,73	78,06
Skośność	4,05	3,87	3,86	4,18	4,35	4,06
Kurtoza	20,02	18,20	17,60	21,20	24,26	19,42
Wsp. zm A* [%]	92	94	101	103	109	108
Wsp. zm B** [%]	35	43	38	40	54	39
Wsp. zm C*** [%]	47	49	46	54	51	49
Min.	-22,47	-43,42	-19,67	-38,93	-19,37	-22,89
Max.	718,90	732,06	769,99	730,11	1122,40	757,93

Uwagi: *Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 1 sierpnia 2007 – 31 grudnia 2022 roku (okres analizy różny się dla poszczególnych rynków w zależności od dostępności danych, co szczegółowo zostało opisane w Rozdziale IV. w tabeli 4.4.), **Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 1 sierpnia 2007 – 31 sierpnia 2021 roku (okres analizy różny się dla poszczególnych rynków w zależności od dostępności danych, co szczegółowo zostało opisane w Rozdziale IV. w tabeli 4.4.), ***Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 4 sierpnia 2021 – 31 grudnia 2022 roku

Źródło: Opracowanie własne.

Kolejnym analizowanym regionem pod względem dziennych cen spot energii elektrycznej jest CEE (obejmujący rynek węgierski, słowacki, czeski, rumuński, polski oraz słoweński). W okresie 1 sierpnia 2007 – 31 grudnia 2022 roku rynek polski charakteryzował się najniższą średnią dzienną ceną energii elektrycznej (w okresie *BASE* około 55 EUR/MWh, a w okresie *PEAK* około 62 EUR/MWh). Z kolei na rynku węgierskim była najwyższa średnia dzienna cena energii elektrycznej i wyniosła około 69 EUR/MWh w okresie *BASE* (w porównaniu do najniższej ceny w okresie *BASE* była wyższa o około 26,6%) oraz około 83 EUR/MWh w okresie *PEAK* (w porównaniu do najniższej ceny w okresie *PEAK* była wyższa o około 33%). W tym okresie ceny energii elektrycznej również charakteryzowały się wysokim stopniem zróżnicowania (ponad 100%). Wyjątkiem jest jednak rynek polski, dla którego współczynnik zmienności wynosi 72% w okresie *BASE* oraz 67% w okresie *PEAK*.

Najniższą dzienną cenę energii elektrycznej zanotowano na rynkach słowackim i czeskim (w okresie *BASE* około -43 EUR/MWh (26 grudnia 2012 roku), natomiast w okresie *PEAK* około -24 EUR/MWh (5 kwietnia 2021 roku)). Z kolei maksymalna dzienna cena energii elektrycznej (tzw. wartość maksymalna) wahała się w granicach 700 EUR/MWh (zarówno dla okresu *PEAK*, jak i *BASE*) dla większości rynków regionu CEE. Wyjątkiem był jedynie rynek polski, gdzie maksymalna cena za 1/MWh wyniosła 388 EUR w okresie *BASE* (23 grudnia 2022 roku) oraz 463 EUR w okresie *PEAK* (21 grudnia 2021 roku).

Rynek polski oraz rumuński to jedyne rynki, które nie doświadczyły występowania dziennych ujemnych cen energii elektrycznej w okresie 1 sierpnia 2007 – 31 grudnia 2022 roku w czasie zapotrzebowania *BASE* oraz *PEAK*. Najniższa średnia cena energii elektrycznej dla rynku polskiego wyniosła w tym okresie około 19 EUR/MWh zarówno dla *BASE*, jak i *PEAK*. Natomiast dla rynku rumuńskiego odpowiednio około 3 EUR/MWh dla *BASE* oraz 0,01 EUR/MWh dla *PEAK*. Zatem nie każdy z analizowanych rynków w regionie CEE doświadczył występowania dziennych cen ujemnych, w przeciwieństwie do rynków regionu CWE (choć mogły pojawiać się pojedyncze ujemne ceny godzinowe na rynkach).

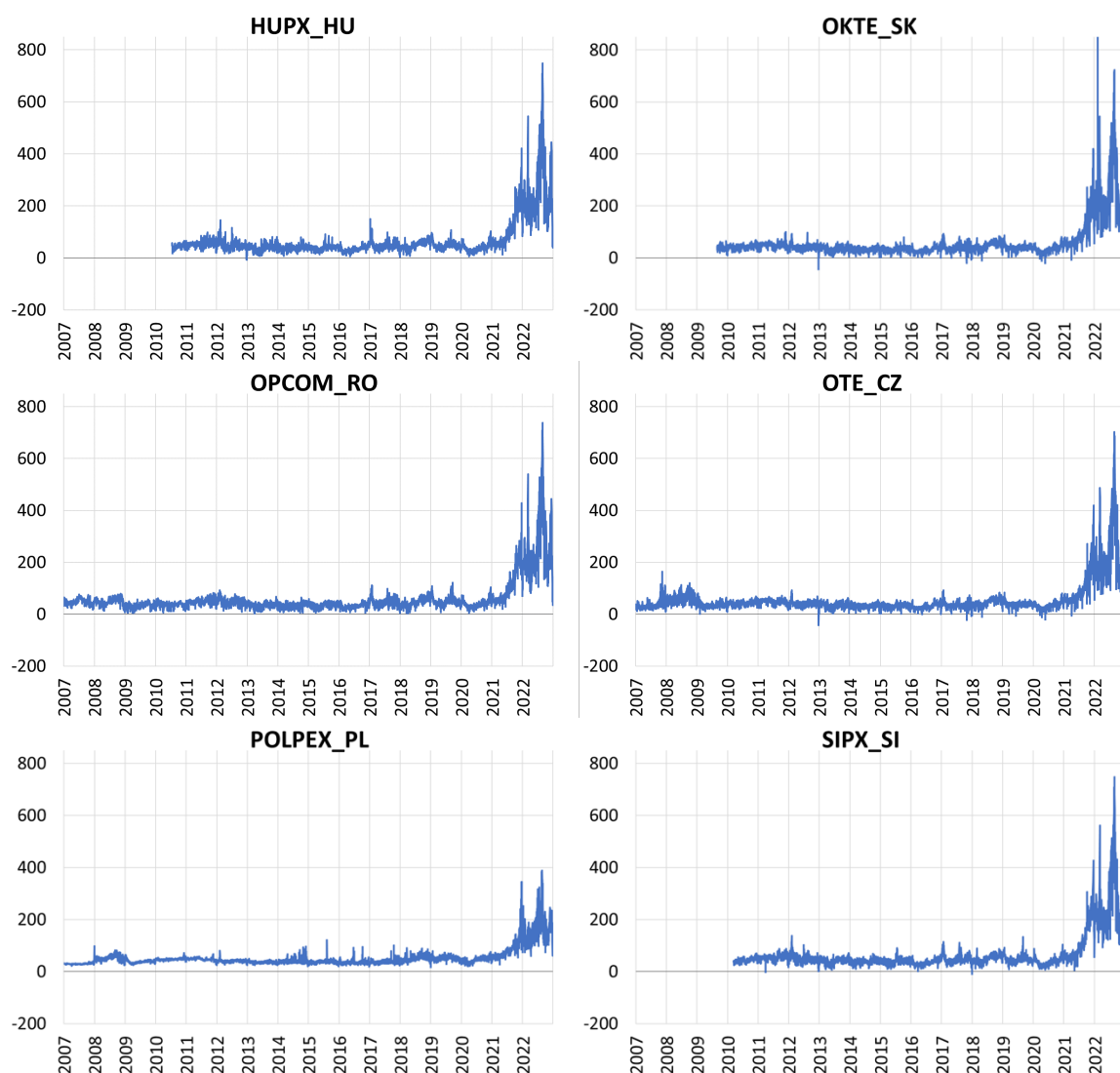
Następnie warto zwrócić uwagę na dwa podokresy, które różnią się pod względem dynamiki zmian cen energii elektrycznej. Przed 4 sierpnia 2021 roku analiza cen energii elektrycznej wskazuje, że średnia dzienna cena energii elektrycznej w okresie *BASE* wyniosła około 44 EUR/MWh, a w okresie *PEAK* około 54 EUR/MWh. Natomiast od 4 sierpnia 2021 roku nastąpił gwałtowny ponad 5-krotny wzrost dziennych cen energii elektrycznej w okresie *BASE* do poziomu około 223 EUR/MWh, a w okresie *PEAK* ponad

4,7-krotny do poziomu około 259 EUR/MWh (podane wartości to średnia dla wszystkich rynków w regionie CEE).

W drugim podokresie na tle analizowanych rynków wyróżnia się rynek polski, gdzie cena energii elektrycznej od 4 sierpnia 2021 roku wyniosła około 153 EUR/MWh, podczas gdy na pozostałych rynkach cena przekroczyła 200 EUR/MWh. Wynikało to m.in. z:

- małej produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego (w porównaniu do innych europejskich rynków), który stał się kluczowym elementem kryzysu energetycznego wywołanego decyzjami politycznymi Rosji. Ograniczone zapotrzebowanie na energię elektryczną ze źródeł gazowych wpłynęło na niepojawianie się tego nośnika energii w ramach schematu *merit order*,
- tańszego dostępu do węgla. W Polsce kopalnie oraz elektrownie podpisały kontrakty długoterminowe na dostarczanie węgla energetycznego. Początkowo cena węgla w ramach kontraktu była stosunkowo wysoka, jednak z biegiem czasu stała się dużo niższa w porównaniu do ceny węgla ARA, która obowiązuje na giełdach międzynarodowych,
- rosyjskiej inwazji na Ukrainę co chwilowo zachwiało cenami uprawnień do emisji CO₂, powodując ich spadek (z poziomu około 100 EUR/t w lutym 2022 roku do poziomu około 60 EUR/t w marcu 2022 roku). Koszt wytwarzania energii elektrycznej w Polsce składa się w większości z kosztu uprawnień do emisji CO₂, ponieważ polski miks energetyczny składa się w 71% z węgla kamiennego i brunatnego, co jest ewenementem na tle pozostałych europejskich rynków energii elektrycznej. Chwilowy spadek cen uprawnień do emisji CO₂ odciążał koszty elektrowni, zwłaszcza tych na węgiel brunatny (które są bardziej emisyjne), a to wpłynęło na niższą cenę energii elektrycznej,

Przedstawione podokresy różnią się również pod względem zmienności cen energii elektrycznej (dla pierwszego podokresu średnia zmienność wahała się w granicach 25%–36%, a dla drugiego podokresu w granicach 40%–54% zarówno w czasie zapotrzebowania *BASE*, jak i *PEAK*). Zatem od 4 sierpnia 2021 roku widoczna jest wyższa zmienność analizowanych cen energii elektrycznej w regionie CEE. Szczegółowe informacje na rysunku 4.5. oraz w tabeli 4.6.



Rysunek 4.5. Średnie dzienne ceny spot energii elektrycznej dla obszaru CEE (EUR/MWh) w okresie *BASE* w latach 2007–2022

Źródło: Opracowanie własne.

Tabela 4.6. Podstawowe statystyki dla dziennych cen spot energii elektrycznej obejmujących obszar CEE w okresie od 1 sierpnia 2007 r. do 31 grudnia 2022 r. (EUR/MWh)

Ceny obciążenia podstawowego - <i>BASE</i>						
	HUPX_HU	OKT_SK	OPCOM_RO	OTE_CZ	POLPX_PL	SIPX_SI
Średnia A*	69,32	61,46	61,12	58,09	54,75	69,09
Średnia B**	46,80	41,02	43,14	41,77	44,92	46,87
Średnia C***	245,65	234,28	239,77	220,32	152,50	248,46
Odch. stand	75,84	72,92	68,12	64,49	37,72	75,64
Skośność	3,84	4,12	4,29	4,45	3,90	3,85
Kurtoza	17,76	20,36	22,80	24,51	19,06	17,67
Wsp. zm A* [%]	109	119	114	118	72	110
Wsp. zm B** [%]	33	36	36	35	25	33
Wsp. zm C*** [%]	48	53	48	54	40	47
Min.	-6,71	-42,72	2,91	-42,72	18,80	-7,30

Max.	748,97	723,67	738,28	703,26	387,92	747,99
Ceny obciążenia szczytowego - PEAK						
Średnia A*	83,06	74,99	73,36	71,46	62,43	82,53
Średnia B**	57,08	51,06	52,32	52,75	52,35	57,02
Średnia C***	286,39	277,33	282,32	257,31	162,48	288,35
Odch. stand	86,63	83,61	78,47	72,78	39,81	85,90
Skośność	3,66	3,89	4,06	4,11	3,85	3,69
Kurtoza	15,55	17,50	19,75	20,51	19,57	15,84
Wsp. zm A* [%]	104	113	109	110	67	104
Wsp. zm B** [%]	32	33	36	32	27	32
Wsp. zm C*** [%]	45	48	45	49	40	45
Min.	1,25	-24,48	0,01	-24,48	19,10	-9,13
Max.	795,24	772,30	792,99	737,67	462,59	822,81

Uwagi: *Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 1 sierpnia 2007 – 31 grudnia 2022 roku (okres analizy różny się dla poszczególnych rynków w zależności od dostępności danych, co szczegółowo zostało opisane w Rozdziale IV. w tabeli 4.4.), **Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 1 sierpnia 2007 – 3 sierpnia 2021 roku (okres analizy różny się dla poszczególnych rynków w zależności od dostępności danych, co szczegółowo zostało opisane w Rozdziale IV. w tabeli 4.4.), ***Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 4 sierpnia 2021 – 31 grudnia 2022 roku

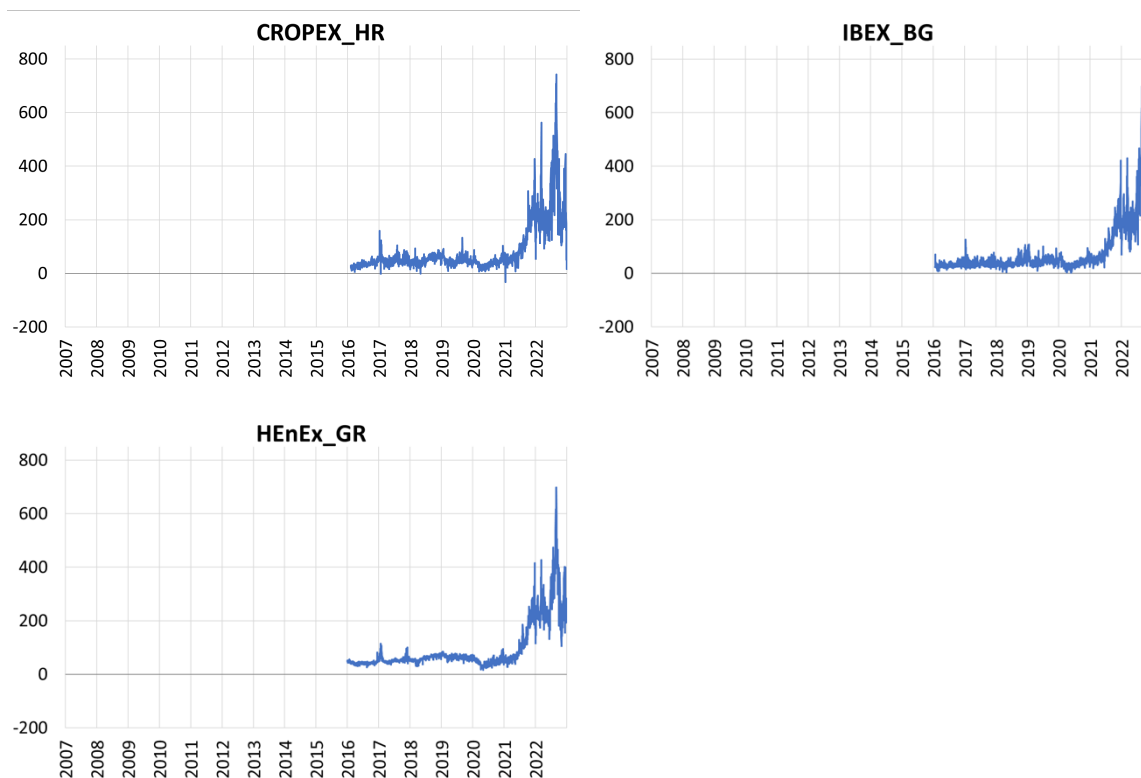
Źródło: Opracowanie własne.

Następnym analizowanym regionem pod względem dziennych cen spot energii elektrycznej jest region Europy Południowo-Wschodniej (SEE), który obejmuje rynek bułgarski, chorwacki i grecki. Rynki te stosunkowo późno uruchomiły swoje giełdy energii elektrycznej (IBEX i CROPEX w 2014 roku, a HEnEx w 2018 roku w wyniku wydzielenia oddziału Rynku Energii Elektrycznej LAGIE S.A.) oraz późno dołączały do europejskich inicjatyw mających na celu integrację rynków energii elektrycznej. W latach 2016–2022 średnia dzienna cena za energię elektryczną wahała się między 80–95 EUR/MWh w okresie *BASE* oraz między 96–105 EUR/MWh w okresie *PEAK*. Zatem w okresie *PEAK* średnia dzienna cena energii elektrycznej dla wszystkich rynków w regionie była wyższa o około 15% od średniej ceny w okresie *BASE*. Średnia cena na rynku greckim osiągnęła poziom około 95 EUR/MWh w okresie *BASE* i 102 EUR/MWh dla *PEAK*, a na rynku chorwackim wyniosła około 88 EUR/MWh dla *BASE* i 104 EUR/MWh w okresie *PEAK*. Obszar SEE charakteryzował się występowaniem najwyższej średniej dziennej ceny energii elektrycznej spośród wszystkich analizowanych regionów, jednak wynika to z faktu, że dane dotyczące cen energii elektrycznej dla regionu SEE występują dopiero od 2016 roku, zatem nie uwzględnia się niższych cen, które występowały w okresie 2007–2015. Analizowany okres charakteryzował się również bardzo wysokim stopniem zróżnicowania cen energii elektrycznej, które wahało się w granicach 96–111% w okresie *BASE* oraz w granicach 97%–107% w okresie *PEAK*. Podobnie jak w regionie CWE, średni całkowity współczynnik

zmienności dla rynków SEE był nieco niższy dla *PEAK* (około 103%), niż w okresie *BASE* (około 106%).

Spośród analizowanych rynków regionu SEE tylko rynek chorwacki doświadczył wystąpienia ujemnych dziennych cen za energię elektryczną, gdzie najniższa wartość wyniosła około -32 EUR/MWh (14 stycznia 2021 roku) w okresie *BASE* oraz około -7 EUR/MWh (1 maja 2018 roku) w okresie *PEAK*. Co ciekawe, jest to również rynek, na którym wystąpiły najwyższe dzienne ceny energii elektrycznej w analizowanym okresie spośród wszystkich rynków regionu SEE, tj. około 743 EUR/MWh (29 sierpnia 2022 roku) w okresie *BASE* oraz około 814 EUR/MWh (29 sierpnia 2022 roku) w okresie *PEAK*. Może to wynikać z faktu, że rynek chorwacki ma największy udział OZE w miksie energetycznym spośród wszystkich rynków regionu SEE (na poziomie około 70%), które charakteryzuje się dużą zmiennością. Powszechnie przyjmuje się, że występowanie cen ujemnych za energię elektryczną jest specyfiką kraju, który posiada rozwinięty system energetyki odnawialnej. Z kolei w sytuacji, gdy panują gorsze warunki atmosferyczne (niska wietrzność czy słabsze nasłonecznienie), konieczne staje się uruchomienie pracy dodatkowych jednostek wytwórczych opartych na paliwach stałych, co silnie wpływa na wzrost ceny energii elektrycznej.

Tak jak w pozostałych regionach, również na rynkach SEE wyróżnić można dwa kluczowe podokresy, związane ze zmianą dziennej ceny energii elektrycznej. Do 3 sierpnia 2021 roku występowały niższe dzienne ceny energii elektrycznej, które wahały się w okolicach około 42–55 EUR/MWh w okresie *BASE*, a w okresie *PEAK* w okolicach około 53–59 EUR/MWh. Natomiast od 4 sierpnia 2021 roku nastąpił gwałtowny wzrost dziennej ceny energii elektrycznej, która kształtowała się w granicach 230–252 EUR/MWh w okresie *BASE* oraz 266–288 EUR/MWh w okresie *PEAK*. Podane wartości dla obydwu podokresów nie różnią się znacząco w porównaniu analogicznych danych dla regionu CWE oraz CEE. Na uwagę zasługuje również współczynnik zmienności, który dla pierwszego podokresu waha się w granicach 27%–40% w okresie *BASE* oraz w granicach 30%–39% w okresie *PEAK*, natomiast dla drugiego podokresu (od 4 sierpnia 2021 roku) w granicach 37%–47% w okresie *BASE*, a w okresie *PEAK* w granicach 38%–45%. Większe wartości dla współczynnika zmienności w drugim podokresie informują o fakcie, że wraz ze wzrostem cen energii elektrycznej zwiększa się ich zmienność. Zostało to również wskazane na rynkach regionów CWE oraz CEE. Szczegółowe informacje na rysunku 4.6. oraz w tabeli 4.7.



Rysunek 4.6. Średnie dzienne ceny spot energii elektrycznej dla obszaru SEE (EUR/MWh) w okresie *BASE* w latach 2007–2022

Źródło: Opracowanie własne.

Tabela 4.7. Podstawowe statystyki dla dziennych cen spot energii elektrycznej obejmujących obszar SEE w okresie od 1 sierpnia 2007 r. do 31 grudnia 2022 r. (EUR/MWh)

Ceny obciążenia podstawowego - <i>BASE</i>			
	CROPEX HR	IBEX BG	HEnEx GR
Średnia A*	88,41	80,23	94,70
Średnia B**	47,59	42,23	54,99
Średnia C***	246,98	229,52	252,16
Odch. stand	97,53	89,43	90,71
Skośność	2,69	2,54	2,38
Kurtoza	8,27	7,22	6,13
Wsp. zm A* [%]	110	111	96
Wsp. zm B** [%]	37	40	27
Wsp. zm C*** [%]	47	44	37
Min.	-32,05	2,30	15,79
Max.	742,76	697,25	697,41
Ceny obciążenia szczytowego - <i>PEAK</i>			
Średnia A*	104,34	96,04	101,94
Średnia B**	57,00	52,77	58,59
Średnia C***	288,14	265,93	273,69
Odch. stand	111,59	100,87	99,13
Skośność	2,53	2,43	2,38
Kurtoza	6,98	6,51	6,15
Wsp. zm A* [%]	107	105	97
Wsp. zm B** [%]	37	39	30
Wsp. zm C*** [%]	45	42	38
Min.	-7,40	5,13	6,49

Max.	813,76	734,59	752,88
------	--------	--------	--------

Uwagi: *Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 1 sierpnia 2007 – 31 grudnia 2022 roku (okres analizy różny się dla poszczególnych rynków w zależności od dostępności danych, co szczegółowo zostało opisane w Rozdziale IV. w tabeli 4.4.), **Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 1 sierpnia 2007 – 3 sierpnia 2021 roku (okres analizy różny się dla poszczególnych rynków w zależności od dostępności danych, co szczegółowo zostało opisane w Rozdziale IV. w tabeli 4.4.), ***Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 4 sierpnia 2021 – 31 grudnia 2022 roku

Źródło: Opracowanie własne.

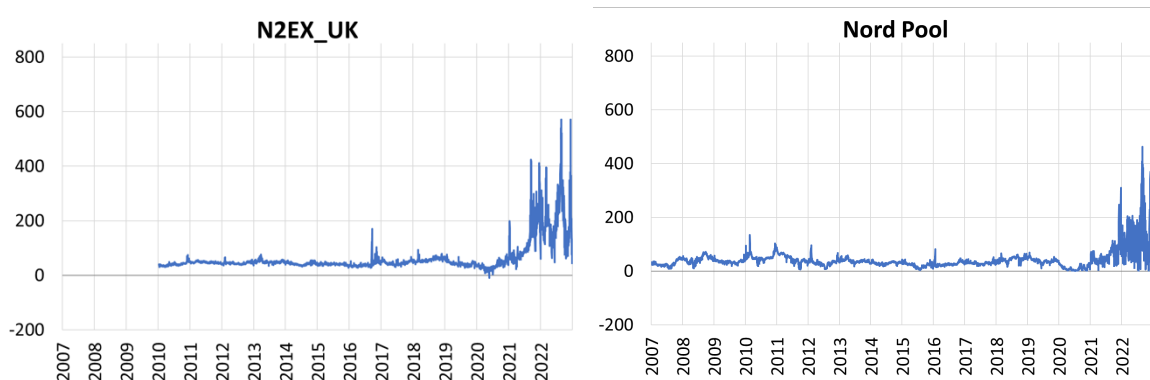
Kolejnym analizowanym regionem jest region Europy Północnej (NP), który obejmuje rynek szwedzki, finlandzki, duński, norweski, estoński, łotewski, litewski oraz Wyspy Brytyjskie (BI). W tym regionie średnia dzienna cena energii elektrycznej dla wszystkich rynków w całym analizowanym okresie wyniosła około 55 EUR/MWh w okresie *BASE* oraz około 66 EUR/MWh w okresie *PEAK*. Na uwagę zasługuje jednak fakt, że rynek norweski charakteryzuje się najniższą średnią dzienną ceną energii elektrycznej spośród wszystkich 27 analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej (zarówno w okresie *BASE*, jak i *PEAK*). Można to wytłumaczyć faktem, że aż 97% norweskiego miksu energetycznego stanowią OZE (zwłaszcza elektrownie wodne). Potwierdza to tezę, że rozwój źródeł odnawialnych skutecznie obniża cenę energii elektrycznej. Bez zmian w stosunku do pozostałych regionów pozostaje wysoki współczynnik zmienności (ponad 100%) w całym analizowanym okresie.

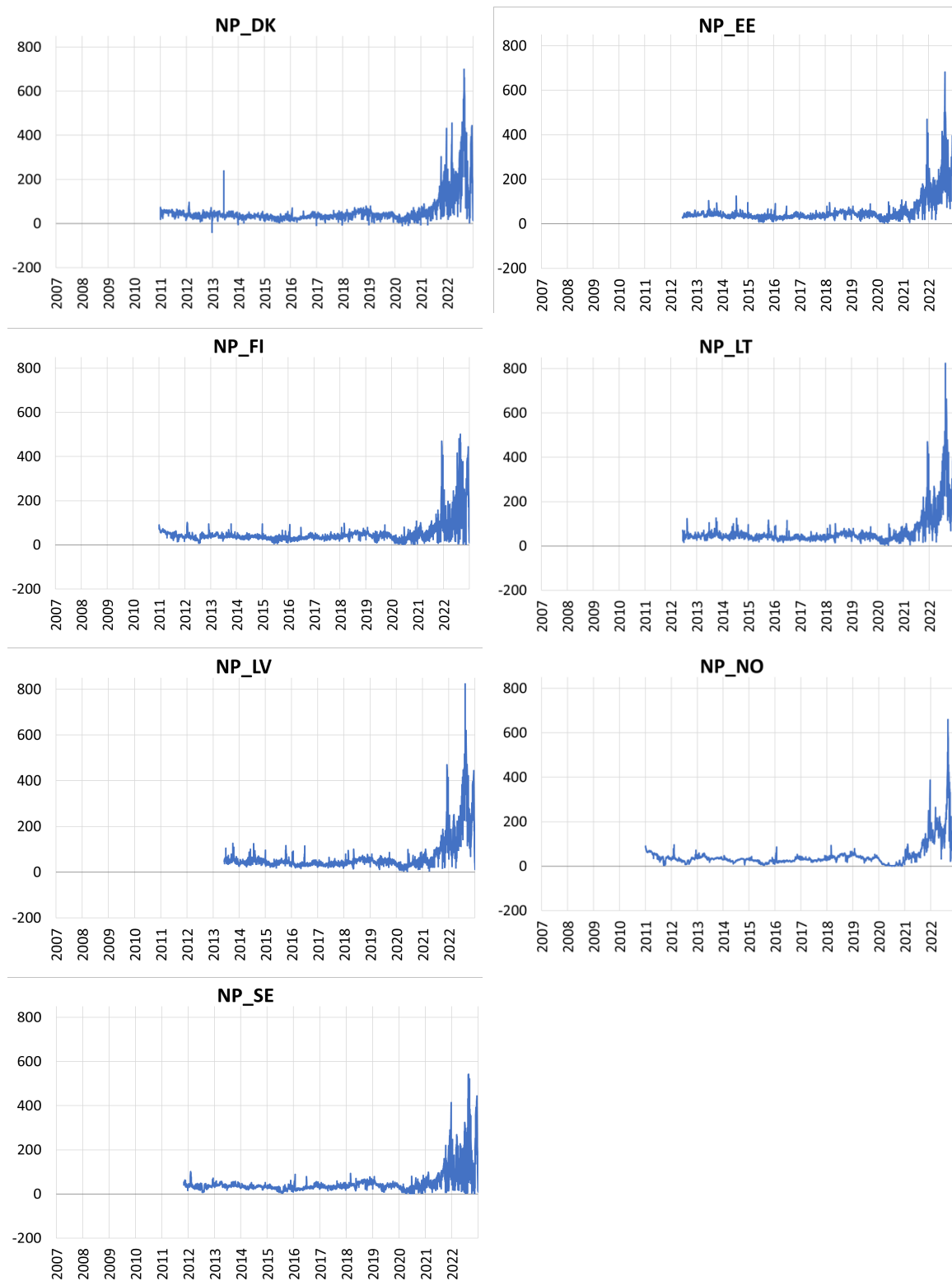
Przyjmuje się, że główną przyczyną wystąpienia ujemnych cen energii elektrycznej jest wysoka produkcja energii elektrycznej z OZE. Jednak w przypadku regionu Europy Północnej, którego miks energetyczny składa się głównie ze źródeł odnawialnych (w przedziale od 40%–97%) widoczne jest pojawienie się ujemnych dziennych cen energii elektrycznej jedynie na rynku duńskim (około -38 EUR/MWh w dniu 25 grudnia 2012 roku w okresie *BASE* oraz około -19 EUR/MWh w dniu 13 kwietnia 2020 roku w okresie *PEAK*). Może to wynikać z faktu, że pomimo wysokiej mocy zainstalowanej OZE, kraje skandynawskie nauczyły się efektywnie zarządzać wytwarzaniem energii elektrycznej zwłaszcza na poziomie krajowym oraz wśród klientów indywidualnych (prosumentów). Ponadto praca elektrowni wodnych, mająca największy udział w produkcji energii elektrycznej z OZE w Europie Północnej, zależy m.in. od warunków hydrologicznych, które są mniej zmienne niż warunki meteorologiczne, tj. prędkość wiatru czy nasłonecznienie, od których zależy praca farm wiatrowych czy słonecznych. Dzienną ujemną cenę energii elektrycznej odnotowano również na rynku brytyjskim (około -10 EUR/MWh w okresie *BASE* oraz około -15 EUR/MWh w okresie *PEAK* w dniu 22 maja 2020 roku). W tym

przypadku wynika to przede wszystkim z wysokiej produkcji energii z elektrowni słonecznych i wiatrowych oraz niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Z kolei analiza średnich dziennych cen energii elektrycznej do 3 sierpnia 2021 roku w regionie NP i BI wskazuje, że wahają się one w granicach 32–46 EUR/MWh w okresie *BASE* oraz w granicach 34–56 EUR/MWh w okresie *PEAK*. Można jednak zauważyć, że średnia dzienna cen energii elektrycznej w tym okresie dla całego regionu jest najniższa spośród wszystkich analizowanych regionów, zarówno w okresie *BASE* wynosząc około 39 EUR/MWh, jak i w okresie *PEAK* wynosząc około 46 EUR/MWh. Gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej, który nastąpił od 4 sierpnia 2021 roku, był również widoczny w analizowanym regionie. Jednak pomimo tych wzrostów, Europa Północna oraz Wielka Brytania w porównaniu do pozostałych regionów, odnotowały w tym okresie najniższą średnią dzienną cenę energii elektrycznej wahającą się od 122 EUR/MWh (Nord Pool) do 202 EUR/MWh (Litwa) w okresie *BASE* oraz od 156 EUR/MWh (Nord Pool) do 252 EUR/MWh (Litwa) w okresie *PEAK*. Przykładowo na rynku Nord Pool średnia cena energii elektrycznej w tym okresie była niższa niż na polskim rynku energii elektrycznej (o około 275 EUR/MWh w okresie *BASE* oraz o około 6 EUR/MWh w okresie *PEAK*).

Współczynnik zmienności dla pierwszego podokresu waha się w granicach 26%–46% w okresie *BASE* oraz w granicach 28%–48% w okresie *PEAK*, natomiast dla drugiego podokresu (od 4 sierpnia 2021 roku) w granicach 45%–74% w okresie *BASE*, a w okresie *PEAK* w granicach 46%–69%. W przypadku drugiego podokresu występuje najwyższy przedział zmienności cen energii elektrycznej wśród wszystkich analizowanych regionów, zwłaszcza na rynku fińskim (w okresie *BASE* na poziomie 74%, a w okresie *PEAK* na poziomie 69%). Szczegółowe informacje na rysunku 4.7. oraz w tabeli 4.8.





Rysunek 4.7. Średnie dzienne ceny spot energii elektrycznej dla obszaru NP + BI (EUR/MWh) w okresie *BASE* w latach 2007–2022

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.8. Podstawowe statystyki dla dziennych cen spot energii elektrycznej obejmujących obszar NP + BI w okresie od 1 sierpnia 2007 r. do 31 grudnia 2022 r. (EUR/MWh)

Ceny obciążenia podstawowego - BASE									
	N2EX_UK	Nord Pool	NP_DK	NP_EE	NP_FI	NP_LT	NP_LV	NP_NO1	NP_SE4
Średnia A*	62,32	42,94	54,38	57,43	50,29	65,27	66,69	48,06	48,55
Średnia B**	45,78	34,98	36,29	39,42	38,53	44,15	43,85	31,78	35,04
Średnia C***	197,91	122,10	190,23	173,92	138,67	201,98	199,00	169,20	142,07
Odch. stand	56,96	38,17	66,55	59,28	49,24	71,34	72,98	57,19	53,06
Skośność	3,90	4,82	4,39	4,02	4,69	4,12	3,86	4,27	4,53
Kurtoza	18,22	32,06	23,56	20,21	26,98	20,68	17,98	24,09	25,61
Wsp. zm A* [%]	91	89	122	103	98	109	109	119	109
Wsp. zm B** [%]	26	41	40	32	35	31	32	46	38
Wsp. zm C*** [%]	45	69	65	56	74	61	61	58	74
Min.	-10,13	0,72	-38,41	4,25	1,95	4,25	4,25	0,90	1,13
Max.	571,09	462,10	699,44	682,05	501,45	823,98	823,98	660,06	542,23
Ceny obciążenia szczytowego - PEAK									
Średnia A*	66,85	49,64	64,29	70,12	65,85	82,07	84,44	52,45	60,84
Średnia B**	49,17	38,89	43,45	49,68	48,38	55,78	55,95	34,41	41,92
Średnia C***	211,75	156,46	220,67	223,51	196,96	252,29	249,51	187,85	191,72
Odch. stand	61,37	48,81	75,03	72,54	68,33	86,99	89,83	64,26	70,02
Skośność	3,90	5,17	4,12	4,41	4,64	4,07	3,89	4,24	4,31
Kurtoza	18,06	35,82	20,05	23,96	25,94	21,27	19,51	22,86	22,52
Wsp. zm A* [%]	92	98	117	103	104	106	106	123	115
Wsp. zm B** [%]	28	40	41	30	33	32	33	48	40
Wsp. zm C*** [%]	46	67	61	57	69	58	58	59	69
Min.	-15,47	1,34	-18,92	6,87	4,30	6,87	6,87	1,12	1,71
Max.	597,42	596,13	730,11	810,92	682,59	1094,79	1094,79	666,61	6662,26

Uwagi: *Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 1 sierpnia 2007 – 31 grudnia 2022 roku (okres analizy różny się dla poszczególnych rynków w zależności od dostępności danych, co szczegółowo zostało opisane w Rozdziale IV. w tabeli 4.4.), **Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 1 sierpnia 2007 – 3 sierpnia 2021 roku (okres analizy różny się dla poszczególnych rynków w zależności od dostępności danych, co szczegółowo zostało opisane w Rozdziale IV. w tabeli 4.4.), ***Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 4 sierpnia 2021 – 31 grudnia 2022 roku

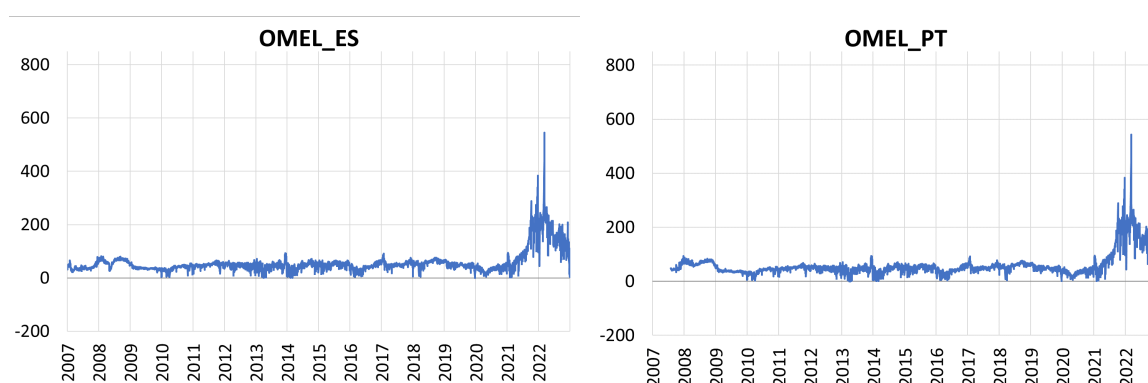
Źródło: opracowanie własne.

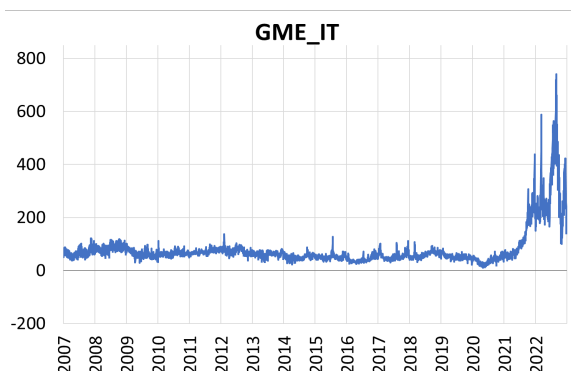
Ostatnim analizowanym regionem jest Półwysep Iberyjski oraz Półwysep Apeniński, obejmujący rynki hiszpański i portugalski (rynek Andory nie jest analizowany w rozprawie doktorskiej) oraz rynek włoski. Ze względu na silną współpracę hiszpańskiego oraz portugalskiego rynku energetycznego (z ang. *Iberian Electricity Market – Mibel*), widoczna jest niemal identyczna średnia dzienna cena energii elektrycznej w całym okresie, kształtująca się na poziomie około 59 EUR/MWh w okresie *BASE* oraz około 63 EUR/MWh w okresie *PEAK*. Z kolei rynek włoski w analogicznym okresie ma dzienną cenę energii elektrycznej wyższą od Półwyspu Iberyjskiego o około 36% w okresie *BASE* oraz o około 45% w okresie *PEAK*. Mogą na to wpływać dwa czynniki. Po pierwsze, rynek włoski charakteryzuje się nieco mniejszym udziałem OZE w produkcji energii elektrycznej (na

poziomie około 41% w stosunku do 56% OZE w miksie energetycznym Półwyspu Iberyjskiego). Po drugie, rynek włoski zużywa największe ilości gazu ziemnego (osiągającego maksymalne poziomy cenowe wśród surowców energetycznych) do produkcji energii elektrycznej spośród wszystkich europejskich rynków (stanowi on około 50,5% udziału we włoskim miksie energetycznym). Ponadto analizowany region charakteryzuje się najniższym współczynnikiem zmienności dla całego okresu spośród wszystkich analizowanych regionów, kształtującym się w granicach 72%–91% w okresie *BASE* oraz w granicach 69%–87% w okresie *PEAK*.

Półwysep Iberyjski oraz Półwysep Apeniński różnią się w porównaniu do pozostałych regionów również pod względem niewystępowania ujemnych dziennych cen energii elektrycznej. Co prawda, na rynkach hiszpańskim i portugalskim pojawiły sięienne ceny energii elektrycznej na poziomie 0 EUR/MWh, jednak nie przyjęły one wartości ujemnych. Co ciekawe, na rynku portugalskim nie pojawiły się nawet ujemne godzinowe ceny energii elektrycznej, a na rynku hiszpańskim były to tylko dwie godziny (informacja na podstawie tabeli 4.4. w rozdziale czwartym).

Analizując dwa podokresy, przed i w trakcie gwałtownych wzrostów cen energii elektrycznej, podstawowym wnioskiem jest fakt, że dzienna cena energii elektrycznej od 4 sierpnia 2021 roku osiągnęła na rynku włoskim największe wartości średnie spośród wszystkich europejskich rynków (około 274 EUR/MWh w okresie *BASE* oraz 300 EUR/MWh w okresie *PEAK*). Z kolei najwyższa dzienna cena energii elektrycznej pojawiła się na rynku włoskim w dniu 29 sierpnia 2022 roku, wynosząc około 740 EUR/MWh w okresie *BASE* oraz około 784 EUR/MWh w okresie *PEAK*. Może to wynikać z faktu, że niestabilna sytuacja na rynku gazu w wyniku inwazji Rosji na Ukrainę silnie odbiła się na włoskich cenach energii elektrycznej. Z kolei współczynnik zmienności dla pierwszego oraz drugiego podokresu nie jest różniły się znacząco od tego z regionów CWE, CEE czy SEE. Szczegółowe informacje na rysunku 4.8. oraz w tabeli 4.9.





Rysunek 4.8. Średnie dzienne ceny spot energii elektrycznej dla obszaru IBERIAN + AP (EUR/MWh) w okresie *BASE* w latach 2007–2022

Źródło: Opracowanie własne.

Tabela 4.9. Podstawowe statystyki dla dziennych cen spot energii elektrycznej obejmujących obszar IBERIAN + AP w okresie od 1 sierpnia 2007 r. do 31 grudnia 2022 r. (EUR/MWh)

Ceny obciążenia podstawowego - <i>BASE</i>			
	OMEL_ES	OMEL_PT	GME_IT
Średnia A*	58,26	59,17	80,40
Średnia B**	46,91	47,88	60,92
Średnia C***	171,05	171,35	274,02
Odch. stand	42,86	42,86	73,09
Skośność	3,41	3,36	4,07
Kurtoza	15,85	15,53	19,73
Wsp. zm A* [%]	74	72	91
Wsp. zm B** [%]	31	32	28
Wsp. zm C*** [%]	37	37	44
Min.	0,00	0,00	10,66
Max.	544,98	542,78	740,09
Ceny obciążenia szczytowego - <i>PEAK</i>			
Średnia A*	62,84	63,43	91,39
Średnia B**	51,54	52,19	70,33
Średnia C***	175,03	175,06	300,50
Odch. stand	43,20	43,25	79,78
Skośność	3,53	3,48	3,80
Kurtoza	17,56	17,26	17,12
Wsp. zm A* [%]	69	68	87
Wsp. zm B** [%]	29	30	32
Wsp. zm C*** [%]	37	37	42
Min.	0,00	0,00	4,88
Max.	551,62	551,62	783,71

Uwagi: *Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 1 sierpnia 2007 – 31 grudnia 2022 roku (okres analizy różny się dla poszczególnych rynków w zależności od dostępności danych, co szczegółowo zostało opisane w Rozdziale IV. w tabeli 4.4.), **Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 1 sierpnia 2007 – 31 sierpnia 2021 roku (okres analizy różny się dla poszczególnych rynków w zależności od dostępności danych, co szczegółowo zostało opisane w Rozdziale IV. w tabeli 4.4.), ***Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 4 sierpnia 2021 – 31 grudnia 2022 roku

Źródło: Opracowanie własne.

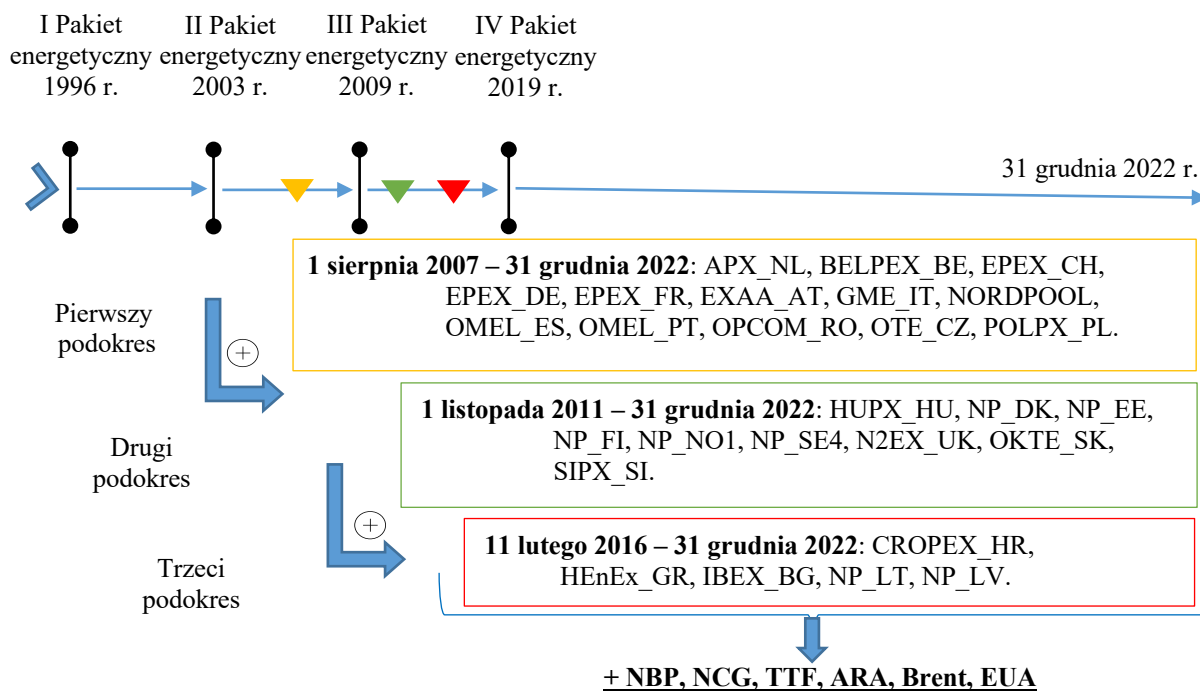
4.3. Determinanty ceny energii elektrycznej

4.3.1. Podstawowe charakterystyki opisowe cen surowców energetycznych i EUA ETS

Oprócz analizy dziennych cen energii elektrycznej przedstawiono również charakterystykę czynników wpływających na ceny surowców energetycznych. Jest to niezwykle istotne ze względu na fakt, że ceny surowców energetycznych i cen uprawnień do emisji (EUA) wpływają na poziom cen energii elektrycznej, jak wskazali m.in. Boratyński i in. (2010), Papież (2012), Krizanic i Oplotnik (2017), Dragasevic i in. (2021), czy Zakeri i in. (2023). Podstawowymi determinantami cen energii elektrycznej, które analizowane były w niniejszej rozprawie doktorskiej, są:

- dzienne ceny zamknięcia gazu ziemnego w trzech największych europejskich hubach, tj. brytyjskim NBP (z ang. *National Balancing Point*), niemieckim NCG (z ang. *NetConnect Germany*) i holenderskim TTF (z ang. *Title Transfer Facility*),
- ceny spot węgla w porcie CIF ARA (zespół portów morskich Amsterdam – Rotterdam – Antwerpia),
- ceny spot ropy Brent (platforma naftowa „Brent Spar” w Morzu Północnym),
- ceny uprawnień do emisji (EUA) będących przedmiotem obrotu w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji (z ang. *European Union Emissions Trading System* – EU ETS).

Z uwagi na fakt, że okres badań obejmuje lata 2007–2022, a dostęp do cen surowców energetycznych i cen EUA był ograniczony, do analizy determinant cen energii elektrycznej wykorzystano szeregiienne dla kursów dnia następnego w okresie od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku (czyli dla trzeciego analizowanego podokresu). Wszystkie wartości cenowe pozyskane zostały z bazy danych Refinitiv Eikon (dawniej Thomson Reuters) i wyrażone są w EUR. Zestaw danych dostępny jest od poniedziałku do piątku z wyłączeniem świąt (w przeciwieństwie do cen energii elektrycznej dostępnych przez 7 dni w tygodniu). Szczegółowe informacje na temat uwzględnienia determinant cen energii elektrycznej w zbiorze danych dla każdego podokresu przedstawiono na rysunku 4.9.



Rysunek 4.9. Analizowane zbiory danych dla trzech podokresów wraz z determinantami cen energii elektrycznej

Źródło: Opracowanie własne.

Ostatni analizowany podokres (11 lutego 2016 – 31 grudnia 2022 roku) charakteryzował się wysoką zmiennością nie tylko dla cen energii elektrycznej, ale również jej determinant, co zostało przedstawione na rysunku 4.10. Dodatkowo analizując wartości cen surowców energetycznych i cen EUA od 2016 roku wyróżnić można trzy podokresy:

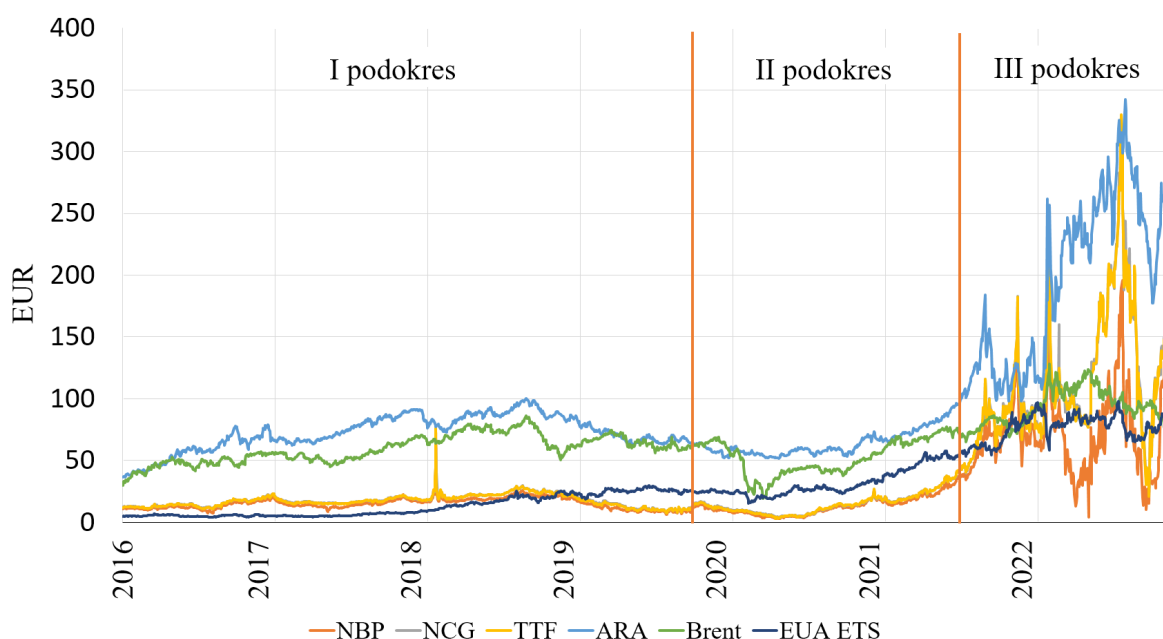
- I podokres (od 11 lutego 2016 roku do 16 listopada 2019 roku) - okres boomu gospodarczego, związanego z wysoką aktywnością gospodarczą wybranych krajów UE. Przykładowo w latach 2016 i 2017 wzrost gospodarczy krajów UE był szybszy niż w Stanach Zjednoczonych i Japonii¹¹⁴. W 2018 roku produkt krajowy brutto w strefie euro i w całej UE wzrósł o 2,1%, a wzrost gospodarczy odnotowały wszystkie państwa członkowskie UE¹¹⁵.
- II podokres (od 17 listopada 2019 roku do 3 sierpnia 2021 roku) - obejmuje czas recesji gospodarczej, która rozpoczęła się wraz z wykryciem pierwszego przypadku COVID-19 (17 listopada 2019 roku w Chinach), a następnie rozprzestrzenianiem się wirusa na inne kontynenty. W efekcie czego Światowa Organizacja Zdrowia w dniu

¹¹⁴ European Commission, Directorate-General for Communication, UE w 2017 r – Sprawozdanie ogólne z działalności Unii Europejskiej, Publications Office of the European Union, 2018, <https://data.europa.eu/doi/10.2775/29712>.

¹¹⁵ European Commission, Directorate-General for Communication, UE w 2018 r – Sprawozdanie ogólne z działalności Unii Europejskiej, Publications Office of the European Union, 2019, <https://data.europa.eu/doi/10.2775/82344>.

11 marca 2020 roku ogłosiła stan globalnej pandemii COVID-19, co wpłynęło początkowo na spadek cen surowców energetycznych i EUA ETS (w wyniku radykalnego ograniczenia aktywności gospodarczej i społecznej), a następnie ich wzrost w wyniku popandemicznego ożywienia gospodarczego.

- III podokres (od 4 sierpnia 2021 roku do 31 grudnia 2022 roku) – związany jest z silnym i bezprecedensowym wzrostem cen energii elektrycznej. Niepewna sytuacja geopolityczna doprowadziła do gwałtownego wzrostu cen surowców energetycznych i ich wysokiej zmienności. Rosja, wykorzystując infrastrukturę gazową, prowadziła szantaż energetyczny wobec europejskich rynków energii elektrycznej. W październiku i listopadzie 2021 roku Rosja zaczęła gromadzić swoje wojska wzdłuż granicy z Ukrainą, a w dniu 24 lutego 2022 roku rozpoczęła inwazję na Ukrainę.



Rysunek 4.10. Dienne ceny surowców energetycznych oraz cen EUA ETS w latach 2016–2022 (EUR/MWh – dla gazu ziemnego (NBP, NCG, TTF), EUR/t – dla węgla (ARA), EUR/b – dla ropy (Brent), EUR/tCO₂ – dla EUA ETS)

Źródło: Opracowanie własne.

4.3.2. Podstawowe statystyki opisowe cen surowców energetycznych i EUA ETS

W celu osiągnięcia celów szczegółowych rozprawy doktorskiej oraz weryfikacji hipotez szczegółowych przedstawiono obliczenia podstawowych statystyki opisowych dotyczących determinant cen energii elektrycznej, tzn. cen surowców energetycznych i EUA ETS. Wykresy dla wybranych dziennych cen surowców energetycznych oraz cen uprawnień

do emisji CO₂ w okresie od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku zostały przedstawione na rysunkach 4.11., 4.12., 4.13. oraz 4.14. Z kolei podstawowe statystyki opisowe dla tych zmiennych zostały przedstawione w tabeli 4.10., 4.11., 4.12. oraz 4.13. Na podstawie analizy wyników można przedstawić wnioski, które zostały opisane poniżej w podziale na poszczególne determinanty cen energii elektrycznej.

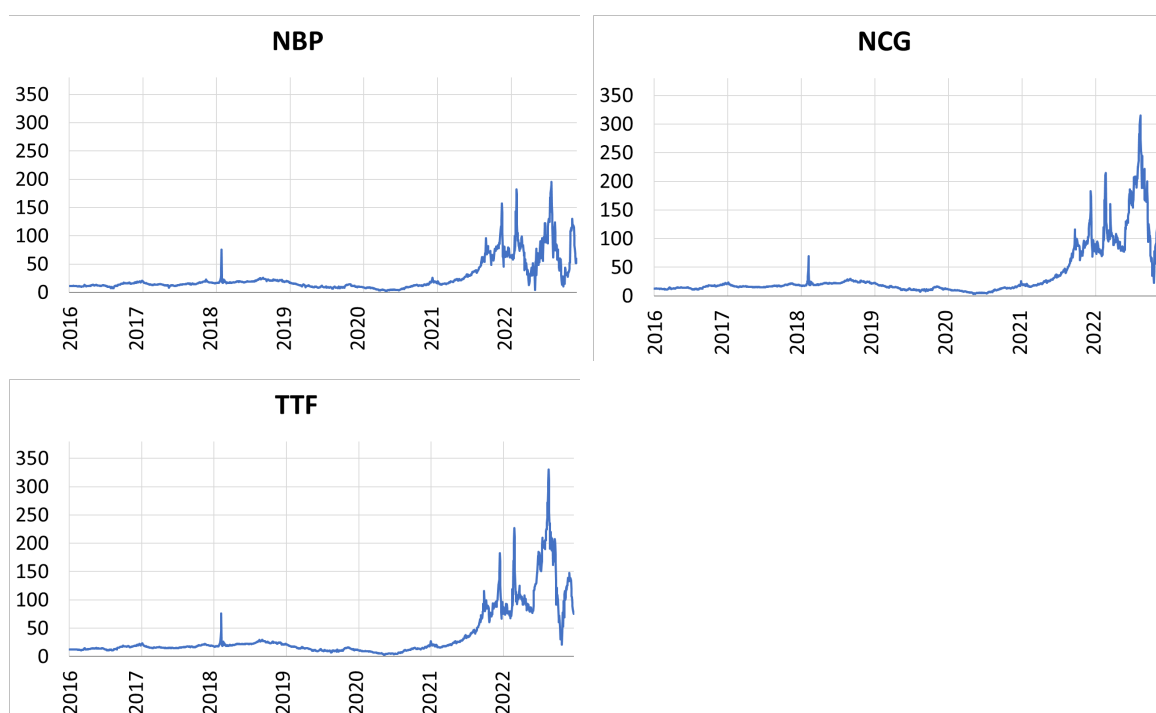
a) Ceny gazu ziemnego

Indeksy TTF, NBP oraz NCG są najważniejszymi wskaźnikami referencyjnymi dla gazu ziemnego w Europie. W okresie od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku ich średnia dzienna cena wyniosła około 32 EUR/MWh, a jej wysoka zmienności (ponad 100%) świadczy o silnym zróżnicowaniu. Dienne ceny gazu w poszczególnych europejskich hubach w tym okresie nie różniły się znacząco pomiędzy sobą, najtańszy był gaz NBP, bo średnia cena wyniosła około 26 EUR/MWh, a najwyższą średnią cenę miał gaz ziemny w hubie NCG. Jego cena kształtowała się na poziomie około 36 EUR/MWh. W tym okresie najniższa dzienna cena gazu ziemnego dostępna była w brytyjskim hubie około 3 EUR/MWh (w dniu 28 maja 2020 roku), a najwyższa w holenderskim hubie około 330 EUR/MWh (w dniu 26 sierpnia 2022 roku).

Ceny gazu ziemnego można również rozpatrywać w trzech analizowanych podokresach przedstawionych na rysunku 4.10. Łączna średnia dzienna cena gazu ziemnego w pierwszym analizowanym podokresie była wyższa o około 2 EUR/MWh w porównaniu do drugiego podokresu. Wynikało to przede wszystkim ze spadku popytu na gaz ziemny w ramach drugiego podokresu, co wynikało z obowiązujących w tym czasie ograniczeń gospodarczych związanych z rozprzestrzenianiem się pandemii COVID-19. Mniejsze zapotrzebowanie na gaz ziemny wpłynęło na jego niższe ceny. Dodatkowo w drugim podokresie wystąpiła większa zmienność niż w pierwszym podokresie (średnio o około 27%), co niewątpliwie związane jest ze zwiększoną niepewnością cen paliw kopalnych w tym okresie.

Największy wzrost cen gazu ziemnego widoczny był w trzecim analizowanym podokresie (od 4 sierpnia 2021 roku do 31 grudnia 2022 roku), co wynikało przede wszystkim z większego popandemicznego zapotrzebowania w UE na paliwa, w tym na gaz ziemny i ograniczoną jego podaż. Nie bez znaczenia było również dążenie gospodarek UE do dekarbonizacji oraz ograniczenia emisji CO₂. Gaz ziemny był traktowany przez UE jako paliwo pomostowe lub przejściowe. Kolejnym czynnikiem przyspieszającym wzrost cen gazu ziemnego od lutego 2022 roku jest rosyjska inwazja na Ukrainę, która doprowadziła

do poważnego pogorszenia stosunków między Rosją a krajami europejskimi. UE przygotowała zestaw sankcji gospodarczych i indywidualnych wobec Rosji (w marcu 2022 roku pojawił się pierwszy pakiet sankcji w odpowiedzi na inwazję Rosji¹¹⁶), które objęły m.in. odcięcie części rosyjskich banków od systemu SWIFT (z ang. *Society for Worldwide Interbank Financial Telecommunication*), ograniczenia handlu ropą naftową, czy embargo na import węgla z Rosji. Dodatkowo 8 marca 2022 roku Komisja Europejska przyjęła strategiczny plan energetyczny *REPowerEU* mający na celu uniezależnieniu Europy od rosyjskich paliw kopalnych na długo przed 2030 rokiem w związku z rosyjską inwazją na Ukrainę¹¹⁷ (więcej na ten temat w podrozdziale 1.2.5. *Najważniejsze polityki klimatyczne i energetyczne UE od 2019 r.*).



Rysunek 4.11. Dienne ceny gazu ziemnego (NBP, NCG, TTF) w okresie 11 lutego 2016–31 grudnia 2022 roku (EUR/MWh)

Źródło: opracowanie własne.

¹¹⁶ Kalendarium sankcji UE wobec Rosji w sprawie Ukrainy: <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/sanctions/restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/history-restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/> [data odczytu: 21.07.2023 r.].

¹¹⁷ REPowerEU: przystępna cenowo, bezpieczna i zrównoważona energia dla Europy: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pl [data odczytu: 21.07.2023 r.].

Tabela 4.10. Podstawowe statystyki dla dziennych ceny gazu ziemnego (NBP, NCG, TTF) w okresie 11 lutego 2016–31 grudnia 2022 roku (EUR/MWh)

	NBP	NCG	TTF	Gaz ziemny - łącznie
Średnia A*	25,73	35,93	35,58	32,43
Średnia B**	14,92	17,36	17,13	16,47
Średnia C***	12,94	14,88	14,83	14,22
Średnia D****	70,38	112,07	111,27	97,91
Odch. stand	27,52	45,51	45,29	40,64
Wsp. zm A* [%]	107	127	127	125
Wsp. zm B** [%]	31	29	30	30
Wsp. zm C*** [%]	58	56	57	57
Wsp. zm D**** [%]	47	47	48	47
Min.	2,79	3,50	3,10	2,79
Max.	195,64	315,13	330,00	330,00

Uwagi: *Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 11 lutego 2016–31 grudnia 2022 roku, **Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 11 lutego 2016 roku do 16 listopada 2019 roku, ***Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 17 listopada 2019 roku do 3 sierpnia 2021 roku, **** Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie od 4 sierpnia 2021 roku do 31 grudnia 2022 roku

Źródło: Opracowanie własne.

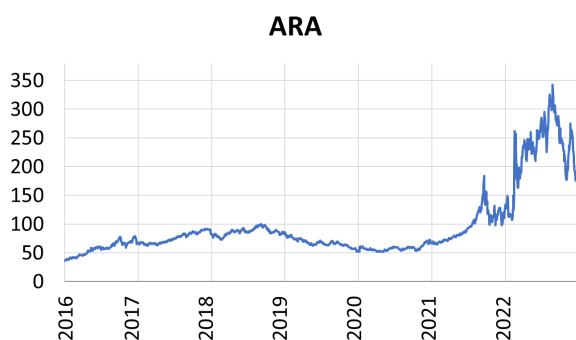
b) Ceny węgla energetycznego

Kolejnym istotnym indeksem wpływającym na ceny energii elektrycznej jest indeks cen spot węgla energetycznego w porcie CIF ARA. Średnia dzienna cena węgla ARA w całym analizowanym okresie wyniosła około 95 EUR/t, a jej współczynnik zmienności (na poziomie około 63%) świadczy o przeciętnym zróżnicowaniu cen na przestrzeni czasu. Najniższa dzienna cena, za jaką można było zakupić węgiel energetyczny w europejskich portach ARA, wyniosła około 37 EUR/t (w dniu 16 lutego 2016 roku), a najwyższa cena kształtowała się na poziomie około 342 EUR/t (w dniu 5 września 2022 roku). Po osiągnięciu rekordowego poziomu ceny węgla ARA we wrześniu 2022 roku w wyniku m.in. nałożenia przez UE embarga na rosyjski węgiel w wyniku inwazji Rosji na Ukrainę, widoczny stał się trend spadkowy tej ceny.

Analizując trzy kluczowe podokresy przedstawione na rysunku 4.10., można dostrzec podobne zachowanie cen, jak w przypadku rynku gazu ziemnego. Średnia dzienna cena węgla w portach ARA w pierwszym analizowanym podokresie wyniosła około 73 EUR/t, natomiast w drugim podokresie wyniosła około 64 EUR/t (czyli również obserwowany był spadek cen, co wynikało z pandemii COVID-19, która znacząco ograniczyła działalność gospodarczą). Drugi podokres, w porównaniu do pierwszego podokresu, charakteryzował się nieznaczną różnicą w zakresie współczynnika zmienności

(o około 2pp). Jednak niezmiennie współczynnik zmienności dla pierwszego i drugiego podokresu świadczy o bardzo małym zróżnicowaniu wartości.

Natomiast od 4 sierpnia 2021 roku (trzeci podokres) widoczny jest wyższy poziom notowań cen węgla ARA, na poziomie średnio około 193 EUR/t. Jest to wzrost ponad 3-krotny w porównaniu do drugiego podokresu i ponad 2,5-krotny w porównaniu do pierwszego okresu. Nastąpił również wzrost współczynnika zmienności do wartości około 35%, co oznacza przeciętną zmienność w badanym okresie. Analizowany współczynnik zmienności w trzecim podokresie był wyższy o około 18pp w porównaniu do drugiego podokresu oraz o około 16pp w porównaniu do pierwszego podokresu. Gwałtowny wzrost cen gazu w trzecim analizowanym podokresie wynikał z m.in. wprowadzenia embarga na rosyjski węgiel w wyniku inwazji Rosji na Ukrainę, czy znacznych niedoborów mocy wiatrowej i słonecznej w 2022 roku, co według raportu IEA Coal 2022 wpłynęło na wzrost globalnego popytu na węgiel energetyczny o 1,2%¹¹⁸.



Rysunek 4.12. Dienne ceny węgla w porcie CIF ARA w okresie 11 lutego 2016 –31 grudnia 2022 roku (EUR/t)

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.11. Podstawowe statystyki dla dziennych cen węgla w porcie CIF ARA w okresie 11 lutego 2016–31 grudnia 2022 roku (EUR/t)

	ARA
Średnia A*	95,22
Średnia B**	72,50
Średnia C***	64,10
Średnia D****	193,00
Odch. stand	59,65
Wsp. zm A* [%]	63
Wsp. zm B** [%]	19
Wsp. zm C*** [%]	17
Wsp. zm D**** [%]	35

¹¹⁸ International Energy Agency (2023). *Coal 2022 – Analysis and forecast to 2025*: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/91982b4e-26dc-41d5-88b1-4c47ea436882/Coal2022.pdf>

Min.	36,55
Max.	342,42

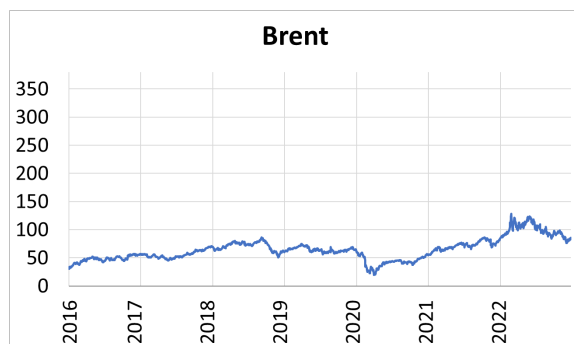
Uwagi: *Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 11 lutego 2016–31 grudnia 2022 roku, **Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 11 lutego 2016 roku do 16 listopada 2019 roku, ***Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 17 listopada 2019 roku do 3 sierpnia 2021 roku, **** Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie od 4 sierpnia 2021 roku do 31 grudnia 2022 roku

Źródło: Opracowanie własne.

c) Ceny ropy naftowej

Na poziom cen energii elektrycznej wpływa również poziom cen ropy naftowej. Średni dzienny poziom ceny baryłki ropy Brent w całym analizowanym okresie wynosił około 65 EUR/b, a wartość analizowanego szeregu czasowego odchyłała się od średniej o około 19 EUR/b. Współczynnik zmienności wyniósł około 30%, co oznacza przeciętne rozproszenie cen baryłki ropy naftowej na przestrzeni czasu.

W pierwszym analizowanym podokresie (od 11 lutego 2016 roku do 16 listopada 2019 roku) średnia dzienna cena ropy Brent wynosiła około 60 EUR/b, a współczynnik zmienności był bardzo mały i wyniósł 18%. W drugim analizowanym podokresie rynek paliwowy doświadczył gwałtownego spadku ceny baryłki ropy naftowej, osiągając cenę około 19 EUR/b (był to najniższy poziom cenowy od 2016 roku). Wynikało to przede wszystkim ze światowego kryzysu gospodarczego wywołanego pandemią COVID-19, który doprowadził do skokowego spadku popytu na ten surowiec oraz wojny cenowej pomiędzy Arabią Saudyjską i Rosją (Ma i in., 2021). Pod koniec 2020 roku sytuacja się jednak ustabilizowała i cena ropy Brent zaczęła ponownie rosnąć. Ostatni analizowany podokres (od 4 sierpnia 2021 roku do 31 grudnia 2022) obejmuje okres wzrostu napięcia geopolitycznego związanego z wojną w Ukrainie, co wpłynęło na rekordowy wzrost ceny baryłki ropy Brent do poziomu około 128 EUR/b (w dniu 8 marca 2022 roku). Średnia cena baryłki ropy Brent w tym okresie wyniosła około 93 EUR/b, a współczynnik zmienności wyniósł około 16% (był niższy o 11pp niż w drugim podokresie).



Rysunek 4.13. Dienne ceny ropy Brent w okresie 11 lutego 2016–31 grudnia 2022 roku (EUR/b)

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.12. Podstawowe statystyki dla dziennych cen ropy Brent w okresie 11 lutego 2016–31 grudnia 2022 roku (EUR/b)

	Brent
Średnia A*	64,63
Średnia B**	59,52
Średnia C***	52,74
Średnia D****	92,53
Odch. stand	19,19
Wsp. zm A* [%]	30
Wsp. zm B** [%]	18
Wsp. zm C*** [%]	27
Wsp. zm D**** [%]	16
Min.	19,33
Max.	127,98

Uwagi: *Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 11 lutego 2016–31 grudnia 2022 roku, **Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 11 lutego 2016 roku do 16 listopada 2019 roku, ***Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 17 listopada 2019 roku do 3 sierpnia 2021 roku, **** Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie od 4 sierpnia 2021 roku do 31 grudnia 2022 roku

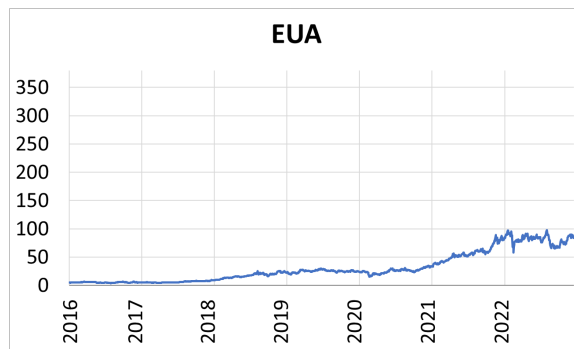
Źródło: Opracowanie własne.

d) Ceny uprawnień do emisji CO₂ (EUA ETS)

Ostatnim, jednak również istotnym czynnikiem determinującym ceny energii elektrycznej (zwłaszcza wśród rynków, gdzie energia elektryczna produkowana jest z węgla kamiennego i brunatnego), jest cena uprawnień do emisji CO₂ (EUA ETS). Na przestrzeni całego analizowanego okresu, średnia cena EUA ETS wyniosła około 31 EUR/tCO₂ z odchyleniem od średniej o około 26 EUR/tCO₂. Współczynnik zmienności wyniósł około 86% co oznacza stosunkowo wysokie rozproszenie ceny EUA ETS na przestrzeni analizowanego czasu.

Pierwszy analizowany podokres charakteryzował się stosunkowo niską średnią dzienną ceną EUA ETS, która wyniosła w tym okresie około 13 EUR/tCO₂ z silnym współczynnikiem zmienności kształtującym się na poziomie około 65%. Był to również podokres, w którym wystąpiła najniższa cena uprawnień do emisji CO₂ (w dniu 5 września 2016 roku), wynosząc około 4 EUR/tCO₂. Zgodnie z dyrektywą EU ETS był to okres, w którym obowiązywał III etap ETS, który wprowadził odmienne zasady alokacji uprawnień, poprzez stopniowe odchodzenie od bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji (jak było w latach 2005–2012) na rzecz obowiązku zakupu ich na aukcjach. Wraz z kolejnym analizowanym podokresem (od 17 listopada 2019 roku do 3 sierpnia 2021 roku) wzrosła średnia dzienna cena uprawnień do emisji CO₂ średnio o 19 EUR/tCO₂ w porównaniu do pierwszego podokresu, wynosząc około 32 EUR/tCO₂. Z kolei w trzecim analizowanym podokresie, ceny uprawnień do emisji wyniosły już około 76 EUR/tCO₂, co w porównaniu do pierwszego podokresu oznaczało wzrost o około 64 EUR/tCO₂, a w stosunku do drugiego podokresu o około 45 EUR/tCO₂. Z kolei współczynnik zmienności na przestrzeni trzech analizowanych podokresów uległ gwałtownemu spadkowi z poziomu około 68% (w pierwszym podokresie) do poziomu około 14% (w trzecim podokresie), co świadczy o spadającej zmienności w analizowanych podokresach.

W trakcie trzeciego podokresu wystąpiła najwyższa notowana cena EUA ETS (w dniu 19 sierpnia 2022 roku) i kształtowała się na poziomie około 98 EUR/tCO₂. Rekordowy poziom cen wynikał przede wszystkim ze zwiększonego wykorzystania węgla do produkcji energii elektrycznej w związku z wyższymi cenami gazu ziemnego. Wzrost produkcji energii elektrycznej z węgla, przyczynił się do wzrostu kosztu emisji dwutlenku węgla w całej Europie. W konsekwencji prowadziło to do wzrostu zapotrzebowania na uprawnienia do emisji CO₂. Należy również pamiętać o fakcie, że liczba jednostek EUA, które są corocznie sprzedawane na aukcjach, jest stale zmniejszana (stąd wzrost ich cen w kolejnych podokresach), aby osiągnąć europejskie cele klimatyczne. Wyższa cena uprawnień do emisji zwiększa hurtową cenę energii, ponieważ przedsiębiorstwa energetyczne uwzględniają koszty EUA w kosztach zmiennych wytwarzania konwencjonalnego.



Rysunek 4.14. Dienne ceny uprawnień do emisji CO₂ w okresie 11 lutego 2016–31 grudnia 2022 roku (EUR/tCO₂)

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.13. Podstawowe statystyki dla dziennych cen uprawnień do emisji CO₂ w okresie 11 lutego 2016–31 grudnia 2022 roku (EUR/tCO₂)

	EUA
Średnia A*	30,68
Średnia B**	12,85
Średnia C***	31,93
Średnia D****	76,46
Odch. stand	26,45
Wsp. zm A* [%]	86
Wsp. zm B** [%]	65
Wsp. zm C*** [%]	35
Wsp. zm D**** [%]	14
Min.	3,93
Max.	98,01

Uwagi: *Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 11 lutego 2016–31 grudnia 2022 roku, **Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 11 lutego 2016 roku do 16 listopada 2019 roku, ***Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie 17 listopada 2019 roku do 3 sierpnia 2021 roku, **** Średnia arytmetyczna / współczynnik zmienności dla analizowanego rynku w okresie od 4 sierpnia 2021 roku do 31 grudnia 2022 roku

Źródło: Opracowanie własne.

4.4. Wstępna analiza danych dla stóp zwrotu i zrealizowanej zmienności

4.4.1. Podstawowe charakterystyki opisowe

Zmienność rynku energii elektrycznej jest uwarunkowana nieelastycznym popytem na energię elektryczną, brakiem możliwości długotrwałego magazynowania energii w celu stabilizacji systemu elektroenergetycznego, występowaniem efektów sezonowych (tj. mroźne zimy, upalne lata, okresy braku wiatru czy słońca), awaryjnością i przestojami technicznymi elektrowni oraz przeciążeniami połączeń międzysystemowych. Dodatkowo na

rynkach energii elektrycznej coraz częściej zaczęły występować ujemne ceny energii elektrycznej.

W niniejszej rozprawie jako miarę zmienności wykorzystano stopy zwrotu dziennych cen energii elektrycznej oraz zrealizowaną zmienność cen energii elektrycznej (RV), co zostało szczegółowo opisane w podrozdziale 3.2.2. Miara RV jest obliczana jako suma kwadratów stóp zwrotów w ciągu dnia (Frömmel i in., 2014; Uribe i in., 2020; Apergis i in., 2017):

$$RV_t = \sum_{j=1}^N r_{t,j}^2 \quad j = 1, \dots, 24, \quad t = 1, \dots, \quad (43)$$

gdzie $r_{t,j} = p_{t,j} - p_{t,j-1}$, $p_{t,j}$ to godzinowe ceny spot energii elektrycznej w ciągu dnia t .

Następnie, w celu uzyskania przybliżonej normalności, przyjmuje się logarytmy naturalne szeregów czasowych dziennej zmienności (Alizadeh i in., 2002; Diebold i Yilmaz, 2014). Jest to istotne ze względu na fakt, że uogólniony rozkład wariancji wymaga normalności (Koop i in., 1996; Pesaran i Shin, 1998). Następnie uwzględniana jest sezonowość występująca na rynkach energii elektrycznej i dalsza analiza w niniejszej rozprawie doktorskiej prowadzona jest na podstawie odsezonowanych logarytmach stóp zwrotu oraz odsezonowanych logarytmach RV, a sezonowe zmienne zerojedynkowe są wykorzystane do usunięcia składnika sezonowego (Ketterer, 2014; Trück i Weron i in., 2004b). Jako zmienne zero-jedynkowe (uwzględnione w celu uchwycenia sezonowości) zostały przyjęte zmienne dla dni tygodnia (dzień = 1, ..., 6) i miesięcy (miesiąc = 1, ..., 11).

Wszystkie odsezonowane serie \ln stóp zwrotu (w okresie *BASE*) oraz \ln RV (w okresie *BASE* i *PEAK*) przedstawiono kolejno na rysunkach od 4.15. do 4.17., a ich statystyki opisowe dla każdego rynku znajdują się w tabelach od 4.14. do 4.16. Pierwsza pionowa różowa linia oznacza początek drugiego analizowanego okresu (1 listopada 2011 roku), natomiast druga pionowa różowa linia oznacza początek trzeciego okresu (11 lutego 2016 roku).

Na podstawie tabeli 4.14. oraz rysunku 4.15. można ocenić, że największa zmienność cen mierzona odchyleniem standardowym dla miary stóp zwrotu cen energii elektrycznej w okresie *BASE* w latach 2007–2022 występuje na rynku niemieckim (0,47). Oznacza to, że rynek ten był najbardziej niestabilny, co może być spowodowane częstym występowaniem cen ujemnych energii elektrycznej (po raz pierwszy cena ujemna na rynku dnia bieżącego pojawiła się już w 2007 roku). Ponadto na rynku niemiecki wystąpiła największa liczba obserwacji ujemnych godzinowych cen energii elektrycznej spośród rynków, które

analizowane są od pierwszego podokresu (dla których liczba obserwacji wynosi ponad 140 tysięcy - zgodnie z opisem europejskich rynków energii elektrycznej przedstawionym w podrozdziale 4.2.1. w tabeli 4.4.). Występowanie ujemnych cen energii elektrycznej na rynku niemieckim wynika z nadwyżki podaży energii elektrycznej pochodzącej z OZE, którą trudno zaplanować. Stosunkowo dużą zmienność wykazują również rynki regionu Europy Północnej (duński (0,43), szwedzki (0,36) i fiński (0,32) oraz rynki regionu Europy Środkowo-Wschodniej (słowacki (0,38), czeski (0,37) i słoweński (0,34)). Z kolei zmienność cen na rynkach energii elektrycznej mierzona odchyleniem standardowym w HENEX_GR, N2EX_UK, GME_IT czy POLPX_PL wykazuje mniejszą zmienność (poniżej 0,20), co oznacza, że rynki te były najbardziej stabilne w analizowanym okresie. Co więcej wraz z drugą pionową linią oznaczającą początek trzeciego okresu (od 11 lutego 2016 roku) zmienność cen na 27 rynkach energii elektrycznej jest większa (co widać poprzez częstsze uskoki), jednak nie widać, aby rosła w czasie.

Z kolei, analizując zmienność cen energii elektrycznej dla których wykorzystano RV jako miarę zmienności w okresie *BASE* w latach 2007–2022, można stwierdzić że rynki należące do regionu Europy Północnej (norweski (2,48), szwedzki (2,34), fiński (2,07) oraz estoński (2,02)) miały największą zmienność cen. Wynik ten oznacza, że rynki Europy Północnej były najbardziej niestabilne w analizowanym okresie, co może być spowodowane jednym z największych udziałów OZE w produkcji energii elektrycznej spośród wszystkich opisywanych regionów (głównie poprzez energetykę wodną oraz wiatrową, która np. w Norwegii wynosi ponad 90% - szczegółowy mikś energetyczny europejskich rynków energii za 2021 rok przedstawiono w podrozdziale 4.1.3 w tabeli 4.3.). Zatem problemem zmienności cen dla tego regionu wynika przede wszystkim z przerywanej i niestabilnej pracy OZE. Stosunkowo dużą zmienność wykazuje również rynek grecki (2,04). Mniejszą zmienność wykazują z kolei rynki austriacki (1,21), rumuński (1,22) oraz hiszpański (1,25). Ponadto od trzeciego podokresu, a zwłaszcza od 2021 roku widać, że zmienność cen na 27 rynkach energii elektrycznej zaczęła rosnąć.

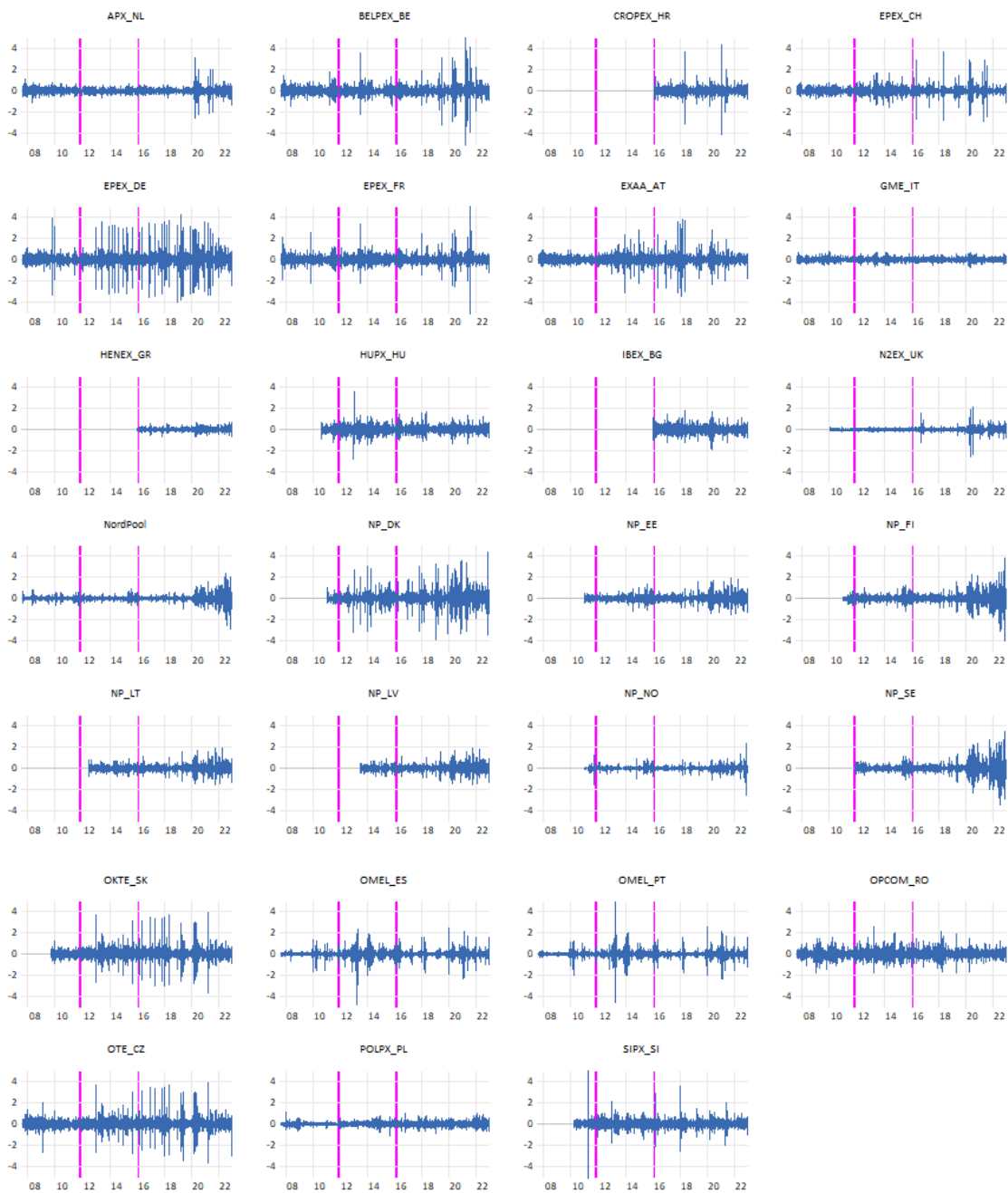
Ostatnia analizowana zmienność cen energii elektrycznej również została przedstawiona dla RV jako miary zmienności jednak dla okresu *PEAK* w latach 2007–2022, co przedstawiono w tabeli 4.16. oraz na rysunku 4.17. Na podstawie przedstawionych danych można ocenić, że tak jak w przypadku okresu *BASE* dla RV jako miary zmienności, tak i dla okresu *PEAK* rynki należące do regionu Europy Północnej (norweski (3,00), litewski (2,70), łotewski (2,45) oraz szwedzki (2,34)) miały największą zmienność cen. Z kolei mniejszą zmiennością cen energii elektrycznej poza rynkiem austriackim (1,27),

który również był tak oceniony w przypadku okresu *BASE* dla RV jako miary zmienności, wykazują również rynki słoweński (1,37) i brytyjski (1,37). Również w tym przypadku obserwuje się zwłaszcza od 2021 roku wzrost zmienności cen energii elektrycznej na analizowanych rynkach energii elektrycznej.

Tabela 4.14. Statystyki opisowe dla odsezonowanych szeregów *ln* stóp zwrotu dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie *BASE* w latach 2007–2022

	Średnia	Mediana	Max.	Min.	Odch. Stand	Skośność	Kurtoza	Obserwacje
APX_NL	0,00	0,00	3,13	-2,61	0,20	0,31	34,33	5631
BELPEX_BE	0,00	0,00	5,07	-5,26	0,33	0,44	54,12	5631
CROPEX_HR	0,00	0,00	4,33	-4,19	0,29	0,55	59,35	2515
EPEX_CH	0,00	0,00	3,66	-2,96	0,27	0,70	34,81	5631
EPEX_DE	0,00	0,00	4,25	-4,04	0,47	0,24	27,33	5631
EPEX_FR	0,00	0,00	5,41	-5,12	0,30	0,61	48,81	5631
EXAA_AT	0,00	0,00	3,82	-3,51	0,33	0,46	33,26	5631
GME_IT	0,00	0,00	0,83	-0,81	0,14	0,25	5,86	5631
HENEX_GR	0,00	0,00	0,70	-0,70	0,13	0,19	6,59	2556
HUPX_HU	0,00	0,00	3,57	-2,76	0,26	0,53	17,09	4546
IBEX_BG	0,00	0,00	1,75	-1,90	0,29	0,08	6,89	2537
N2EX_UK	0,00	0,00	2,12	-2,54	0,14	-0,81	76,39	4735
NORD POOL	0,00	0,01	2,37	-2,91	0,22	-0,12	31,79	5631
NP_DK	0,00	-0,01	4,36	-3,90	0,43	0,18	23,35	4382
NP_EE	0,00	0,00	1,86	-1,57	0,24	0,30	11,00	4382
NP_FI	0,00	0,01	3,85	-4,01	0,34	0,05	22,24	4382
NP_LT	0,00	0,00	1,92	-1,56	0,24	0,34	11,44	3848
NP_LV	0,00	0,00	1,86	-1,57	0,24	0,30	11,22	3498
NP_NO1	0,00	0,00	2,38	-2,60	0,16	-0,61	47,66	4382
NP_SE4	0,00	0,00	3,45	-3,45	0,36	0,12	20,01	4078
OKTE_SK	0,00	0,00	3,88	-3,69	0,38	0,92	30,35	4869
OMEL_ES	0,00	0,00	2,46	-4,78	0,27	-1,01	39,49	5631
OMEL_PT	0,00	0,00	5,00	-4,57	0,27	-0,48	60,51	5631
OPCOM_RO	0,00	0,00	2,58	-1,82	0,29	0,37	9,83	5631
OTE_CZ	0,00	0,00	3,88	-3,69	0,37	0,73	31,35	5631
POLPX_PL	0,00	0,00	1,13	-1,13	0,16	0,20	8,00	5631
SIPX_SI	0,00	0,00	10,09	-10,00	0,34	0,45	344,08	4671

Źródło: opracowanie własne.



Rysunek 4.15. Odsezonowane szeregi \ln stóp zwrotu dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie *BASE* w latach 2007–2022

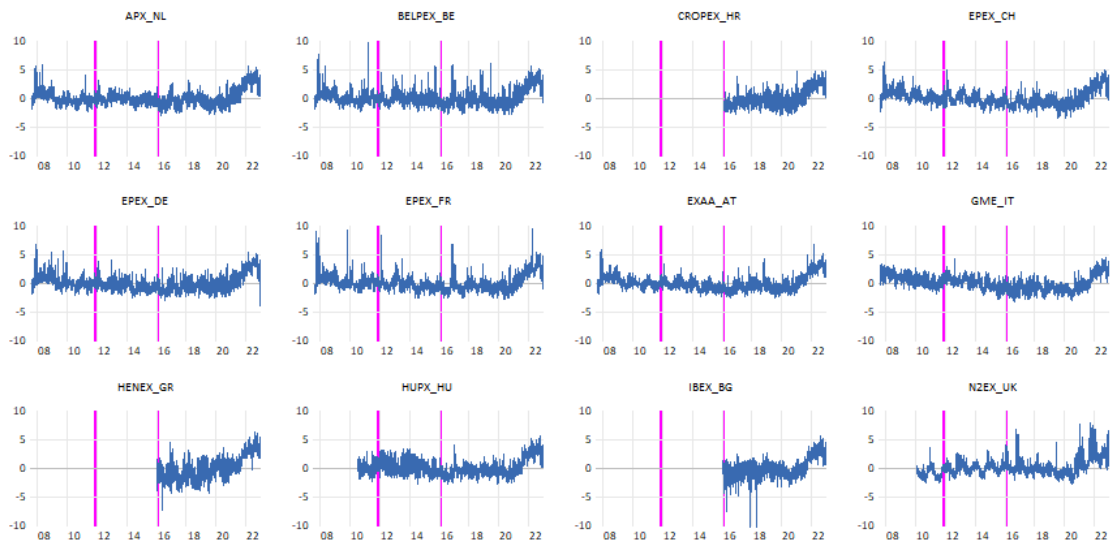
Źródło: opracowanie własne.

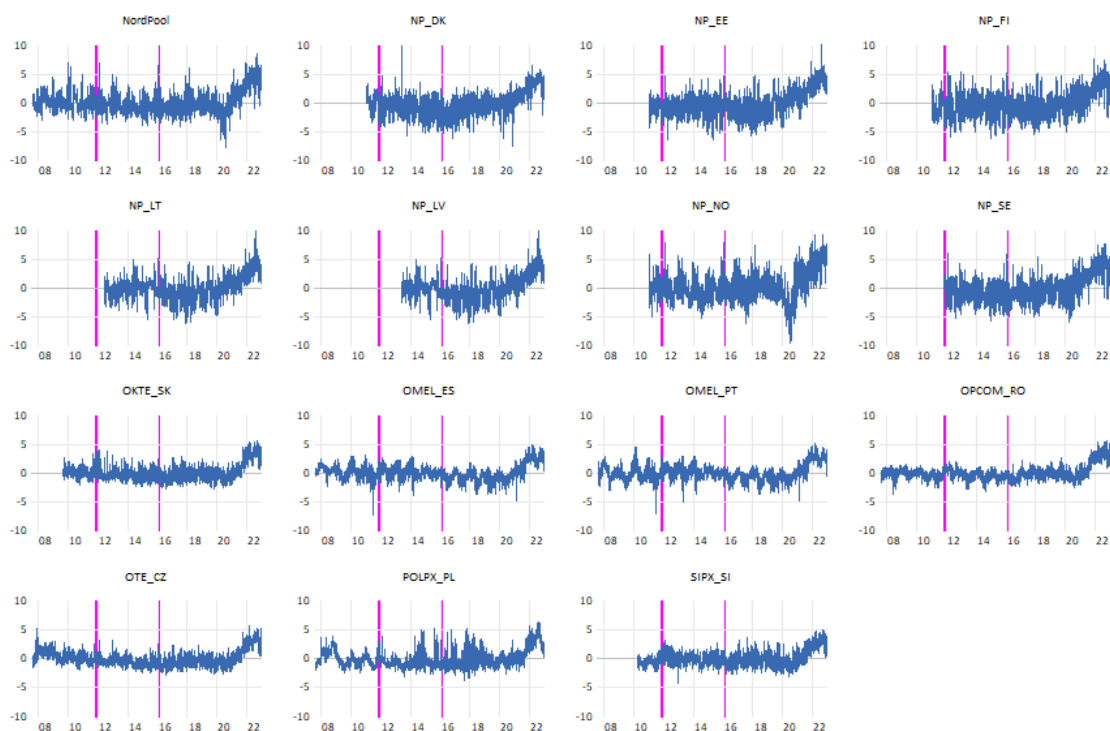
Tabela 4.15. Statystyki opisowe dla odsezonowanych szeregów \ln RV dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie *BASE* w latach 2007–2022

	Średnia	Mediana	Max.	Min.	Odch. Stand	Skośność	Kurtoza	Obserwacje
APX_NL	0,00	-0,25	5,75	-3,12	1,29	1,29	4,99	5632
BELPEX_BE	0,00	-0,27	9,66	-2,86	1,33	1,24	5,29	5632
CROPEX_HR	0,00	-0,35	4,77	-3,06	1,51	0,79	2,97	2515
EPEX_CH	0,00	-0,24	6,14	-3,60	1,28	0,85	3,84	5632

EPEX_DE	0,00	-0,24	6,65	-4,23	1,28	1,16	4,71	5632
EPEX_FR	0,00	-0,24	9,45	-2,89	1,29	1,38	6,47	5632
EXAA_AT	0,00	-0,25	6,72	-2,71	1,21	1,23	4,81	5632
GME_IT	0,00	-0,13	4,36	-3,20	1,27	0,45	2,91	5632
HENEX_GR	0,00	-0,23	6,28	-7,34	2,04	0,44	2,64	2557
HUPX_HU	0,00	-0,32	5,56	-2,88	1,35	0,98	3,63	4547
IBEX_BG	0,00	-0,32	5,58	-14,22	1,67	0,19	6,66	2538
N2EX_UK	0,00	-0,18	7,75	-2,86	1,29	1,31	6,78	4736
NORD POOL	0,00	-0,42	8,61	-7,89	1,99	1,05	4,77	5632
NP_DK	0,00	-0,01	9,87	-7,69	1,86	0,19	3,89	4383
NP_EE	0,00	-0,12	10,31	-6,54	2,02	0,48	3,68	4383
NP_FI	0,00	-0,01	7,52	-6,31	2,07	0,31	3,14	4383
NP_LT	0,00	-0,15	9,90	-6,21	1,87	0,49	4,04	3849
NP_LV	0,00	-0,15	9,83	-6,28	1,94	0,43	3,86	3499
NP_NO1	0,00	-0,43	9,12	-9,67	2,48	0,52	4,08	4383
NP_SE4	0,00	-0,09	7,73	-5,96	2,34	0,48	3,08	4079
OKTE_SK	0,00	-0,29	5,51	-2,86	1,37	1,28	4,69	4870
OMEL_ES	0,00	-0,12	4,94	-7,34	1,25	0,55	4,06	5632
OMEL_PT	0,00	-0,14	5,03	-7,23	1,27	0,65	4,15	5632
OPCOM_RO	0,00	-0,18	5,53	-3,86	1,22	1,44	5,94	5632
OTE_CZ	0,00	-0,27	5,56	-2,86	1,29	1,17	4,48	5632
POLPX_PL	0,00	-0,37	6,30	-3,74	1,46	1,23	4,53	5632
SIPX_SI	0,00	-0,22	4,88	-4,21	1,28	0,97	4,01	4672

Źródło: opracowanie własne.





Rysunek 4.16. Odsezonowane szeregi $\ln RV$ dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie *BASE* w latach 2007–2022

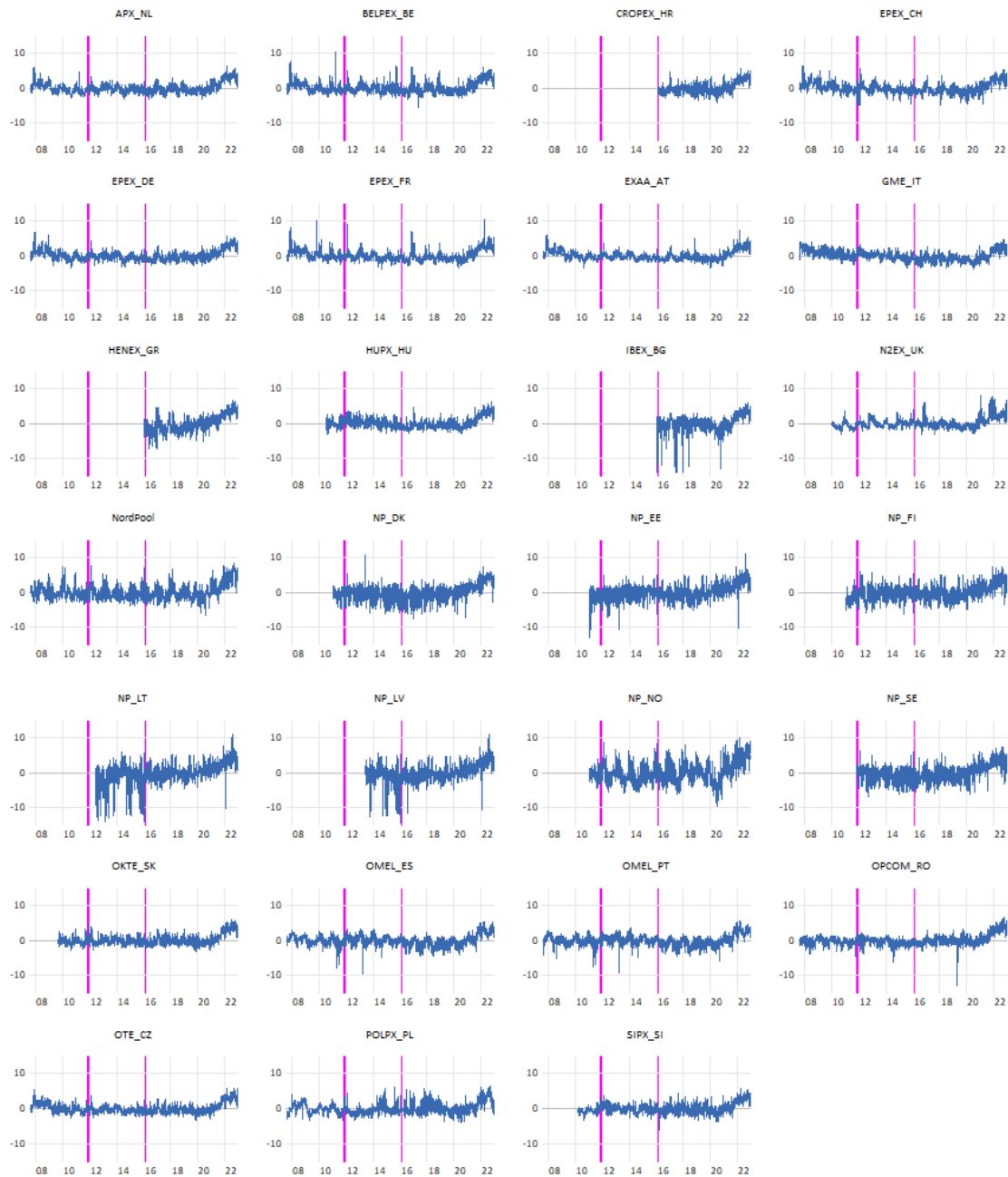
Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.16. Statystyki opisowe dla odsezonowanych szeregów $\ln RV$ dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie *PEAK* w latach 2007–2022

	Średnia	Mediana	Max.	Min.	Odch. Stand	Skośność	Kurtoza	Obserwacje
APX_NL	0,00	-0,26	6,15	-3,19	1,40	1,13	4,50	3975
BELPEX_BE	0,00	-0,30	10,42	-5,63	1,46	1,17	5,04	3975
CROPEX_HR	0,00	-0,32	5,51	-4,09	1,56	0,67	2,98	1777
EPEX_CH	0,00	-0,23	6,46	-5,20	1,47	0,61	4,01	3975
EPEX_DE	0,00	-0,28	6,68	-3,55	1,40	1,13	4,49	3975
EPEX_FR	0,00	-0,29	10,23	-3,79	1,42	1,31	6,26	3975
EXAA_AT	0,00	-0,29	7,31	-3,44	1,27	1,13	4,58	3975
GME_IT	0,00	-0,17	4,67	-4,01	1,44	0,38	2,72	3975
HENEX_GR	0,00	-0,32	6,64	-7,48	2,26	0,36	2,88	1805
HUPX_HU	0,00	-0,30	6,22	-3,22	1,43	0,99	3,69	3211
IBEX_BG	0,00	-0,03	5,86	-14,16	2,25	-1,78	13,43	1793
N2EX_UK	0,00	-0,24	7,98	-3,27	1,37	1,40	6,72	3345
NORD POOL	0,00	-0,46	8,35	-6,58	2,14	1,00	4,27	3975
NP_DK	0,00	0,14	10,69	-7,64	2,16	-0,13	3,61	3093
NP_EE	0,00	-0,08	10,98	-13,01	2,16	-0,17	6,05	3092
NP_FI	0,00	-0,02	7,43	-6,17	2,03	0,25	3,34	3093
NP_LT	0,00	0,01	11,18	-14,12	2,70	-1,19	8,22	2716
NP_LV	0,00	-0,13	10,95	-14,51	2,45	-0,89	8,47	2470
NP_NO1	0,00	-0,45	10,07	-9,77	3,00	0,51	3,29	3093
NP_SE4	0,00	0,16	7,33	-6,84	2,45	0,07	2,87	2878

OKTE_SK	0,00	-0,33	5,98	-3,30	1,41	1,28	4,55	3439
OMEL_ES	0,00	-0,03	5,39	-9,97	1,47	0,01	4,67	3975
OMEL_PT	0,00	-0,05	5,48	-9,88	1,48	0,05	4,72	3975
OPCOM_RO	0,00	-0,15	6,51	-13,03	1,39	0,94	7,27	3975
OTE_CZ	0,00	-0,35	5,78	-3,33	1,38	1,17	4,30	3975
POLPX_PL	0,00	-0,35	6,39	-4,09	1,60	1,05	4,20	3975
SIPX_SI	0,00	-0,21	5,68	-6,20	1,37	0,78	3,89	3299

Źródło: opracowanie własne.



Rysunek 4.17. Odsezonowane szeregi \ln RV dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie *PEAK* w latach 2007–2022

Źródło: opracowanie własne.

4.5. Podsumowanie

W rozdziale czwartym została przedstawiona charakterystyka funkcjonowania europejskich rynków energii elektrycznej. Na podstawie przedstawionych danych można stwierdzić, że europejskie rynki energii elektrycznej są zróżnicowane między sobą pod względem wielkości produkcji energii elektrycznej, salda wymiany międzysystemowej energii elektrycznej, czy miksu energetycznego, co wynika m.in. z posiadania zróżnicowanych zasobów surowców energetycznych, funkcjonującej infrastruktury energetycznej czy sposobu prowadzenia krajowej polityki energetycznej.

W rozdziale tym szczegółowo opisano również charakterystykę wykorzystanych danych dotyczących cen energii elektrycznej. Bazując na dostępnych danych, do analizy empirycznej niniejszej rozprawy doktorskiej wykorzystane zostały ceny spot energii elektrycznej z 27 europejskich rynków energii elektrycznej, które rozpatrywane są dla pełnej doby (*BASE*) oraz w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną (*PEAK*). Przeprowadzona analiza dziennych cen spot energii elektrycznej wskazuje, że od sierpnia 2021 roku średnia dzienna cena energii elektrycznej przekroczyła 100 EUR/MWh (i nie spadła do końca 2022 roku). Dodatkowo w tym okresie zaobserwowano wzrost współczynnika zmienności, który wskazuje na wzrost zmienności cen w stosunku do okresu sprzed gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej. W podrozdziale 4.2.2. szczegółowo opisano możliwe przyczyny wystąpienia tych wzrostów.

Analiza dziennych cen energii elektrycznej została przedstawiona również w podziale na pięć regionów (które łącznie obejmują 27 europejskich rynków energii elektrycznej), z uwzględnieniem okresu *BASE* oraz *PEAK*. Najważniejsze wnioski z przeprowadzonej analizy dla poszczególnych regionów zamieszczono w tabeli 4.17.

Tabela 4.17. Najważniejsze wnioski z analizy dziennych cen energii elektrycznej w latach 2007–2022 w podziale na regiony

Region	Najważniejsze wyniki badań
CWE	Wszystkie rynki tego regionu doświadczyły występowania godzinowych ujemnych cen energii elektrycznej
CEE	Wszystkie rynki energii elektrycznej poza rynkiem polskim i rumuński, doświadczyły występowania ujemnych godzinowych cen energii elektrycznej Spośród rynków należących do tego regionu, rynek polski wyróżniał się na tle pozostałych rynków, ponieważ miał najniższą średnią dzienną cenę energii elektrycznej w okresie <i>BASE</i> i <i>PEAK</i> (około 153 EUR/MWh, a pozostałe rynki ponad 200 EUR/MWh)

SEE	<p>Region ten charakteryzował się najwyższą średnią dzienną ceną energii elektrycznej spośród wszystkich regionów. Przyczyną tego może być fakt, że dane dotyczące cen energii elektrycznej dla tego regionu występują dopiero od 2016 roku, zatem nie uwzględnia się niższych cen, które występowały w okresie 2007–2015</p> <p>Wszystkie rynki tego regionu doświadczyły występowania godzinowych ujemnych cen energii elektrycznej, z czego ujemna dzienna cen energii elektrycznej była tylko na rynku chorwackim</p>
Nord Pool Wyspy Brytyjskie	<p>Region charakteryzował się najniższą średnią dzienną ceną energii elektrycznej spośród wszystkich regionów. Nord Pool w dużej mierze do produkcji energii elektrycznej wykorzystuje elektrownie wodne, które są bardziej stabilne niż pozostałe OZE, tj. słońce czy wiatr</p> <p>Rynek norweski charakteryzował się najniższą średnią dzienną ceną energii elektrycznej spośród 27 analizowanych rynków energii elektrycznej (zarówno w okresie <i>BASE</i>, jak i <i>PEAK</i>). OZE stanowią 97% norweskiego miksu energetycznego, które skutecznie obniżają cenę energii elektrycznej</p> <p>Wszystkie rynki tego regionu doświadczyły występowania godzinowych ujemnych cen energii elektrycznej, z czego ujemna dzienna cen energii elektrycznej była tylko na rynku duńskim i brytyjskim</p>
Półwysep Apeniński Półwysep Iberyjski	<p>Żaden z rynków tego regionu nie doświadczył występowania godzinowych ujemnych cen energii elektrycznej</p> <p>Rynek włoski charakteryzował się najwyższą średnią dzienną ceną energii elektrycznej spośród 27 analizowanych rynków energii elektrycznej (zarówno w okresie <i>BASE</i>, jak i <i>PEAK</i>). Ponad 50% włoskiego miksu energetycznego stanowi gaz ziemny, który zanotował największy wzrost cen w wyniku inwazji Rosji na Ukrainę</p>

Źródło: opracowanie własne.

Oprócz analizy dziennych cen energii elektrycznej, przeprowadzono również analizę cen surowców energetycznych i EUA ETS. Ze względu na dostępność danych, determinanty cen energii elektrycznej analizowane są w okresie od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku (czyli dla trzeciego podokresu). Najwyższy wzrost średniej dziennej ceny gazu ziemnego, węgla energetycznego, ropy naftowej oraz uprawnień do emisji CO₂ wystąpił od 4 sierpnia 2021 roku, co uzasadnia wzrost cen energii elektrycznej również w tym okresie.

W kontekście oceny stopnia integracji i ról europejskich rynków energii elektrycznej istotne jest odpowiednie przygotowanie danych do przeprowadzonej analizy. W tym celu w podrozdziale 4.4. przedstawiono wstępną analizę danych, która została przygotowana na podstawie odsezonowanych logarytmów stóp zwrotu oraz odsezonowanych logarytmów RV. W tabeli 4.18. przedstawiono najważniejsze wnioski z przeprowadzonej analizy dotyczącej odsezonowanych szeregów *ln* stóp zwrotu (dla okresu *BASE*) oraz

odsezonowanych logarytmów RV (dla okresu *BASE* i *PEAK*). Warto zwrócić uwagę na fakt, że przedstawione analizy przyniosły ambiwalentne wyniki, w zależności od przyjętej miary efektu przenikania oraz analizowanego okresu *BASE* lub *PEAK*.

Tabela 4.18. Najważniejsze wnioski z analizy dotyczącej odsezonowanych logarytmów stóp zwrotu (dla okresu *BASE*) oraz odsezonowanych logarytmów RV (dla okresu *BASE* i *PEAK*)

Odsezonowana miara efektu przenikania	Najważniejsze wyniki badań
<i>ln</i> stóp zwrotu (okres <i>BASE</i>)	<p>Najwyższa zmienność cen wystąpiła na rynku niemieckim – był to rynek najbardziej niestabilny. Wynika to przede wszystkim z nadwyżki podaży energii elektrycznej pochodzącej z OZE</p> <p>Stosunkowo duża zmienność cen wystąpiła również na rynkach: DK, SE, FI, SK, CZ, SI</p> <p>Mała zmienność cen wystąpiła na rynkach: GR, UK, IT, PL – były to rynki najbardziej stabilne. Może to wynikać z wykorzystywania przez te rynki głównie energetyki konwencjonalnej (węgla kamiennego i brunatnego oraz gazu ziemnego) do produkcji energii elektrycznej, a w mniejszym stopniu niestabilnych OZE</p>
<i>ln</i> RV (okres <i>BASE</i>)	<p>Najwyższa zmienność cen wystąpiła na rynkach: NO, SE, FI, EE. Może to wynikać faktu, że rynki te należą do regionu Europy Północnej, który ma największy udział OZE w miksie energetycznym spośród wszystkich analizowanych regionów</p> <p>Stosunkowo duża zmienność cen wystąpiła również na rynku greckim</p> <p>Mała zmienność cen wystąpiła na rynkach: AT, RO, ES. Być może wynika to również z utrzymywania stabilnych jednostek konwencjonalnych, będących uzupełnieniem pracy OZE (w przypadku rynków hiszpańskiego i austriackiego głównie wykorzystując w tym celu gaz ziemny, a w przypadku rynku rumuńskiego również węgiel kamienny i brunatny)</p> <p>Od 11 lutego 2016 roku, a zwłaszcza od 2020 roku, zmienność cen zaczęła rosnąć w czasie. Miara RV w porównaniu do stóp zwrotu uwidoczniła wzrost zmienności cen na rynkach energii elektrycznej, zwłaszcza od sierpnia 2021 roku, gdy średnia dzienna cena energii elektrycznej przekroczyła 100 EUR/MWh (i nie spadła do końca 2022 roku)</p>
<i>ln</i> RV (okres <i>PEAK</i>)	<p>Najwyższa zmienność cen wystąpiła na rynkach: NO, LT, LV, SE. Zatem wyniki są zbliżone do analizy RV dla <i>BASE</i></p> <p>Mała zmienność cen wystąpiła na rynkach: AT, SI, UK. Są to rynki, które również mają zdywersyfikowany mikś energetyczny, ponieważ poza OZE do produkcji energii elektrycznej wykorzystują również energetykę konwencjonalną bazującą na węglu kamiennym i brunatnym oraz gazie ziemnym np. rynek słowacki łącznie około 27,5%, rynek brytyjski łącznie około 42% oraz rynek niemiecki łącznie w około 46%</p>

	Niezależnie od analizowanego okresu zapotrzebowania na energię elektryczną (BASE/PEAK) od 11 lutego 2016 roku, a zwłaszcza od 2021 roku, zmienność cen zaczęła rosnąć w czasie niezależnie
--	--

Źródło: opracowanie własne.

Zaprezentowana wnikliwa analiza danych statystycznych oraz wyniki badań własnych pozwoliły na realizację czwartego celu szczegółowego rozprawy doktorskiej (CSZ4), który dotyczył zidentyfikowania specyfiki funkcjonowania europejskich rynków energii elektrycznej i ich determinant oraz udzielenia odpowiedzi na czwarte szczegółowe pytanie badawcze przyporządkowane do tego rozdziału. Ponadto przedstawiona szczegółowa charakterystyka europejskich rynków energii elektrycznej potwierdziła drugą szczegółową hipotezę badawczą (HSZ2), która zakłada, że europejskie rynki energii elektrycznej są zróżnicowane pod względem struktury produkcji, wymiany transgranicznej oraz miksów energetycznych. Co więcej, przedstawienie podstawowych charakterystyk opisowych cen energii elektrycznej oraz jej determinant, stanowi istotny wkład do dalszych badań empirycznych, co pozwoliło również częściowo zweryfikować cel główny oraz hipotezę główną pracy.

Rozdział V. Analiza zachowań europejskich rynków energii elektrycznej dla stóp zwrotu

Badanie powiązań zmienności występujących na wzajemnie powiązanych rynkach energii elektrycznej przyczynia się do zrozumienia mechanizmu rozprzestrzeniania się zmienności oraz dostarcza przydatnych informacji dla uczestników rynku ze strony popytowej i podażowej. Aby zmierzyć efekty rozprzestrzeniania się zmienności na europejskich rynkach energii elektrycznej, w tym rozdziale zastosowano model TVP-VAR z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań (Balcilar i in., 2021), który szczegółowo został przedstawiony w podrozdziale 3.3.1. niniejszej rozprawy doktorskiej.

Jako miarę efektu przenikania cen energii elektrycznej przyjęto w tym rozdziale stopy zwrotu. Do oceny stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej wykorzystano dynamiczny wskaźnik całkowitego powiązania (TCI). Ocenę powiązań regionalnych europejskich rynków energii elektrycznej dokonano za pomocą wskaźnika powiązania kierunkowego netto parami (NPDC) oraz wskaźnika powiązania parami (PCI). W rozdziale tym przedstawiono również analizę ról europejskich rynków energii elektrycznej, stosując indeks całkowitego powiązania kierunkowego netto (NET).

Wszystkie przedstawione obliczenia w rozdziale piątym realizowane były dla cen spot energii elektrycznej z 27 europejskich rynków, które rozpatrywane były dla pełnej doby (*BASE*). Ocena stopnia integracji, powiązań regionalnych i rodzaju odgrywanej roli przez rynki energii elektrycznej dokonana została od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2022 roku (początkowy okres analizy zależy od dostępności danych dla danego rynku) oraz w podziale na okres przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę. Dodatkowo przedstawione analizy wzbogacone zostały o podrozdział dotyczący wpływu determinant cen energii elektrycznej na analizowane wskaźniki.

Rozdział ten stanowi empiryczną część niniejszej rozprawy doktorskiej i pozwala na realizację trzech celów szczegółowych (CSZ5 – CSZ7) oraz częściowo celu CSZ8 (ponieważ dla wybranej w tym rozdziale miary efektu przenikania nie był analizowany okres *PEAK*). Cele te dotyczą analizy stopnia integracji, powiązań regionalnych i ról europejskich rynków energii elektrycznej (w okresie braku istotnych, negatywnych czynników wpływających na sytuację gospodarczą) – CSZ5, analizy stopnia integracji, powiązań regionalnych i ról europejskich rynków energii elektrycznej w okresie wstrząsów gospodarczych (tj. globalny kryzys finansowy, pandemia COVID-19, czy inwazja Rosji na Ukrainę) – CSZ6, oceny wpływu determinant rynku energii elektrycznej na stopień

integracji, powiązań regionalnych i rolę europejskich rynków energii elektrycznej od 2016 roku – CSZ7 oraz porównania zachowań rynków energii elektrycznej w ciągu całej doby (*BASE*) oraz w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną (*PEAK*) – CSZ8.

W kontekście dalszej dyskusji nad integracją europejskiego rynku energii elektrycznej i ewolucją polityki energetycznej Unii Europejskiej ważne staje się uzyskanie odpowiedzi na następujące pytania. Czy integracja pomiędzy bliższymi geograficznie rynkami jest znacznie silniejsza (PSZ3)? Jak wzajemne przenikanie zmienności cen wpływa na stopień powiązania rynków energii elektrycznej (PSZ4)? Czy determinanty cen energii elektrycznej wpływają na stopień integracji, zmienność powiązań i rolę europejskich rynków energii elektrycznej (PSZ5)? Pozwala to częściowo zweryfikować hipotezę główną pracy oraz trzy hipotezy szczegółowe (HSZ3-HSZ5), które zakładają, że integracja będzie większa w przypadku rynków bliższych geograficznie – HSZ3, eksporterzy netto energii elektrycznej odgrywają większą rolę na europejskich rynkach energii elektrycznej – HSZ4 oraz determinanty cen energii elektrycznej zwiększają stopień integracji europejskich rynków energii elektrycznej – HSZ5.

5.1. Analiza stopnia integracji i powiązań regionalnych rynków energii elektrycznej w latach 2007–2022 dla pełnej doby (*BASE*)

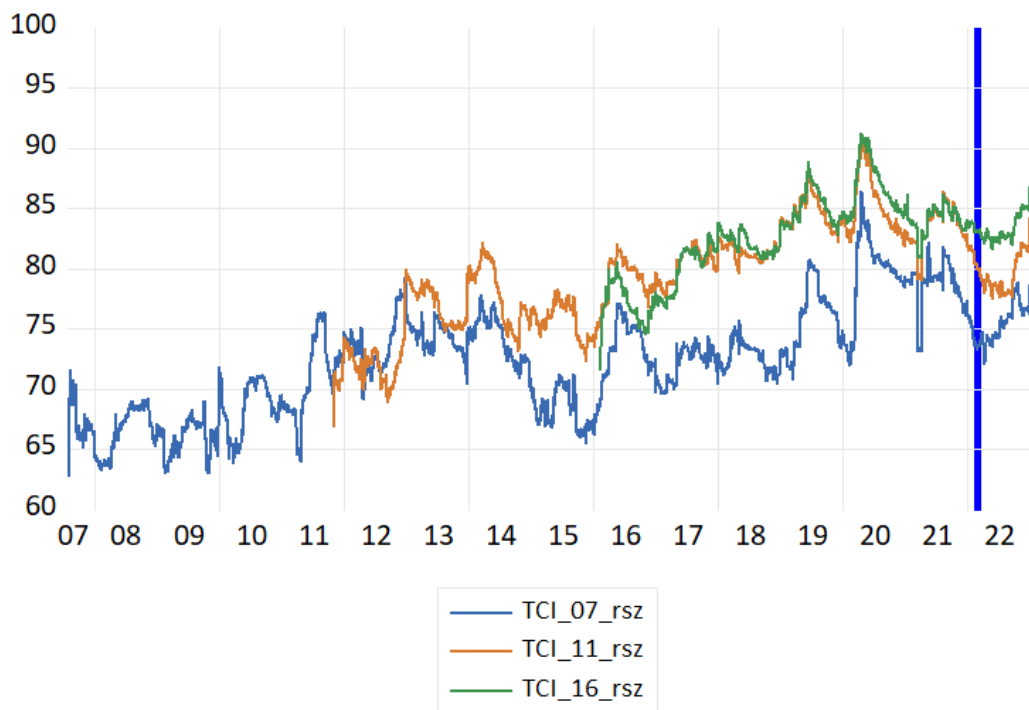
5.1.1. Ocena stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej – TCI dla stóp zwrotu

Wyniki dynamicznego indeksu całkowitego powiązania (TCI) obejmujące łącznie 27 europejskich rynków energii elektrycznej, zostały przedstawione na rysunku 5.1. Indeks TCI definiowany jest jako średnia całkowita kierunkowa łączność od (do) innych rynków. Przedstawia on wielkość całkowitej łączności wszystkich analizowanych rynków energii elektrycznej oraz to jak bardzo europejskie ceny energii elektrycznej są od siebie zależne. Duże wartości TCI zazwyczaj implikują wysokie efekty zewnętrzne między różnymi rynkami energii elektrycznej (dużą integralność rynków), z kolei małe wartości sugerują niewielkie przekazywanie zmienności¹¹⁹.

Granatowa linia zaznaczona na rysunku 5.1. przedstawia TCI dla 13 rynków energii elektrycznej (TCI_2007_rsz), linia pomarańczowa wyznacza TCI dla 22 rynków energii elektrycznej (TCI_2011_rsz), z kolei linia zielona reprezentuje TCI dla 27 rynków energii elektrycznej w kolejnych podokresach (TCI_2016_rsz). Można zauważyć, że wartości

¹¹⁹ Balciar, M., Gabauer, D., Umar, Z. (2021). Crude Oil futures contracts and commodity markets: new evidence from a TVP-VAR extended joint connectedness approach. *Resour. Policy* 73, 102219.

wskaźnika TCI nie różnią się istotnie pomiędzy podokresami, a nawet dodanie kolejnych rynków w wybranych podokresach zwiększa poziom powiązań między rynkami. Pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 roku).



Uwagi: granatowa linia przedstawia TCI w pierwszym podokresie (1 sierpnia 2007 r. – 31 grudnia 2022 r.), pomarańczowa linia przedstawia TCI w drugim podokresie (1 listopada 2011 r. – 31 grudnia 2022 r.), a linia zielona pokazuje TCI w trzecim podokresie (11 lutego 2016 r. – 31 grudnia 2022 r.). Pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 r.). Wyniki są oparte na modelu TVP-VAR z długością opóźnienia rzędu jednego (BIC) i 20-stopniowym wyprzedzeniem GFEVD.

Rysunek 5.1. Wskaźnik TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu stóp zwrotu jako miary efektu przenikania w okresie *BASE* (%)

Źródło: Opracowanie własne.

a) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 23 lutego 2022 roku (okres przed inwazją Rosji na Ukrainę)

Od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2012 roku wartość indeksu TCI uległa licznym wahaniom, jednak widoczny był trend wzrostowy od poziomu około 62,8% do około 78,9%. Występowanie w tym okresie licznym wahań indeksu TCI, można wytłumaczyć globalnym kryzysem finansowym, problemami strefy euro, rosnącymi cenami ropy naftowej i napiętą sytuacją geopolityczną (27 sierpnia 2008 roku – 70,8%; 9 lutego 2008 roku – 63,3%; 11 listopada 2008 roku – 68,6%; 30 października 2009 roku – 63,1%; 12 września 2010 roku – 71,1%; 23 kwietnia 2011 roku – 63,9%; 11 września 2011 roku – 76,3% oraz 26 kwietnia 2012 roku – 69,1%). Potwierdzają to Chulia i in. (2019); Do i in.

(2020); Yang (2022); Ma i in. (2022) oraz Sikorska-Pastuszka i Papież (2023), udowadniając, że zawirowania gospodarcze wpływają na zmienność połączeń na rynku energii elektrycznej.

Na uwagę zasługuje jednak fakt, że pomimo przedłużającego się kryzysu w strefie euro, Unia Europejska i kraje członkowskie ciągle prowadziły działania w obszarze polityki środowiskowej i klimatycznej. Przykładem może być wejście w życie aktów prawnych trzeciego pakietu energetycznego (Rozporządzenie 713/2009, Rozporządzenie 714/2009, Dyrektywa 2009/72/EC), których głównym priorytetem było zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, wdrażanie zrównoważonej polityki w zakresie zmian klimatycznych oraz zagwarantowanie wspólnocie dostaw energii elektrycznej po najbardziej konkurencyjnych cenach. Kolejnym przykładem jest ogłoszony przez rząd niemiecki w dniu 6 czerwca 2011 roku plan transformacji energetycznej - *Energiewende*, polegający na odejściu od paliw kopalnych oraz atomu, na rzecz źródeł odnawialnych (Jacobs, 2012; Beveridge i Kern, 2013).

Jednak pomimo licznych wahań wskaźnika TCI, w okresie od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2012 roku widoczny był jego stopniowy wzrost. Może to wynikać z podejmowanych przez Unię Europejską licznych działań instytucjonalnych i regulacyjnych na rzecz walki z pojawiającymi się kryzysami gospodarczo-społecznymi. Przykładami podejmowanych działań były m.in. pierwszy finansowy program pomocowy UE-MFW dla Grecji o wartości 110 mld EUR (2 maja 2010 roku), finansowy program pomocowy dla Portugalii o wartości 78 mld EUR (10 maja 2011 roku), czy podpisanie traktatu ustanawiającego Europejski Mechanizm Stabilności (2 lutego 2012 roku).

Zauważalna zmiana w wartościach wskaźnika TCI nastąpiła od 1 stycznia 2013 roku do 31 grudnia 2015 roku, gdy indeks spadł o około 12%. Było to związane z pogłębiającą się recesją, która nastąpiła po kryzysie finansowym oraz zmniejszeniem europejskiej produkcji energii elektrycznej brutto w 2014 roku. Problemy gospodarcze wciąż utrzymywały się w Hiszpanii, Irlandii, Grecji, Portugalii, Rumunii oraz na Cyprze i Węgrzech (Batuman i in., 2021). Wnioski te są zgodne z wynikami Ma i in. (2022) oraz potwierdzone przez TCI dla następnego podokresu (oznaczonego pomarańczową linią), która początkowo wzrasta (od listopada 2011 roku do stycznia 2013 roku), a następnie stopniowo spada do grudnia 2015 roku. Niewielki wzrost wskaźnika TCI odnotowano od grudnia 2013 roku do marca 2014 roku do poziomu około 75,1% oraz od kwietnia 2015 roku do czerwca 2015 roku do poziomu około 69,4% (podobne okresy wzrostu TCI były dla drugiego podokresu oznaczonego linią pomarańczową). Wahania te wynikały

z nierównomiernego ożywienia gospodarczego w różnych krajach Unii Europejskiej, w szczególności z powodu zróżnicowanych problemów strukturalnych i finansowych (Tuca, 2014).

Ponownie, od stycznia 2016 roku do kwietnia 2020 roku, obserwowany jest wzrost TCI z poziomu około 66,1% do około 86,4%. Miało na to wpływ kilka kluczowych wydarzeń. Po pierwsze, nastąpił drastyczny wzrost wydobycia ropy z łupków w USA i spadek cen ropy (Chulia i in., 2019) oraz wystąpiły silne wahania cen gazu ziemnego i węgla, co miało wpływ na ceny energii elektrycznej w Europie (Uribe, 2022). Po drugie, w wyniku referendum w sprawie Brexitu w 2016 roku, nastąpił wzrost cen energii elektrycznej i zmienności w Wielkiej Brytanii oraz rozprzestrzenianie się tej zmienności na inne europejskie rynki (Xiao i in., 2019; Do i in., 2020; Ma i in., 2022). Ponadto pojawiły się również problemy z wystarczalnością systemu elektroenergetycznego Francji, które wynikały z odstawienia bloków jądrowych, niskich temperatur i braku wystarczającego wsparcia ze strony elektrowni wodnych w okresie od października 2016 roku do lutego 2017 roku. W związku z przedstawionymi problemami, nastąpił gwałtowny wzrost francuskiej ceny energii elektrycznej na rynku spot o około 27,1% (Rinne, 2019). Problemy francuskiego rynku energii elektrycznej miały wpływ na cały europejski system elektroenergetyczny, ponieważ kraj ten jest jednym z głównych eksporterów netto energii elektrycznej w Europie.

Ponadto pomimo kilku pojedynczych spadków wartości TCI (4 marca 2017 roku – 69,7%; 30 grudnia 2017 roku – 70,4%; 16 marca 2019 roku – 70,7% oraz 13 lutego 2020 roku – 72,0%), widoczny stał się efekt wprowadzanych zmian regulacyjnych w ramach czwartego pakietu energetycznego oraz rozpowszechnienia i spadku cen technologii pozyskania energii z OZE. Dodatkowo systematycznie pojawiały się problemy z niewystarczającą infrastrukturą po stronie magazynów energii i brakiem możliwości bilansowania zużycia energii elektrycznej z produkcją. Wszystkie te czynniki wpłynęły na końcowy wzrost indeksu TCI w okresie od stycznia 2016 roku do kwietnia 2020 roku.

Z końcem stycznia 2020 roku sytuacja społeczno-gospodarcza w Europie zaczęła ulegać stopniowemu pogorszeniu w wyniku doniesień o wirusie SARS-CoV-2. W marcu 2020 roku Światowa Organizacja Zdrowia (z ang. *World Health Organization*) ogłosiła pandemię COVID-19. W okresie od stycznia do kwietnia 2020 roku (początek 1 fali COVID-19) indeks TCI nie uległ spadkowi, a raczej wykazywał stopniowy wzrost (z około 72,0% w dniu 6 lutego 2020 roku do około 86,2% w dniu 19 kwietnia 2020 roku). Jednak kolejne pandemiczne restrykcje w całej Europie wpłynęły na ograniczenie zużycia energii

elektrycznej oraz emisji CO₂. Doprowadziło to do spadku indeksu TCI z poziomu około 86,2% w kwietniu 2020 roku do około 73,1% w kwietniu 2021 roku. Potwierdzają to również Ma i in. (2022) oraz Sikorska-Pastuszka i Papież (2023).

Następnie obserwowany był ponowny, chociaż powolny wzrost wartości TCI (od kwietnia do sierpnia 2021 roku, zmiana indeksu o około 8,8 pp.). Wynika to głównie ze zwiększonego zapotrzebowania na energię po pierwszej fali pandemii COVID-19, wzrostu cen gazu ziemnego i węgla oraz ich zmienności na rynku światowym, a także wzrostu cen uprawnień do emisji. W wyniku licznych zawirowań na rynkach surowcowych oraz dalszej ekspansji odnawialnych źródeł energii doszło do wzrostu zarówno integracji rynków energii, jak i do zmienności powiązań na europejskich rynkach energii elektrycznej. W późniejszym okresie, tj. od sierpnia 2021 roku do lutego 2022 roku, wskaźnik TCI ponownie stopniowo spadał. Przyczyną mogło być wystąpienie kolejnych fal pandemii COVID-19, które wywołały kryzys gospodarczy oraz zdrowotny w całej Europie. W późniejszym okresie pojawiła się również wysoka niepewność na rynkach cen surowców energetycznych spowodowana eskalacją napięć geopolitycznych związanych z potencjalnym atakiem Rosji na Ukrainę oraz budową gazociągu Nord Stream 2.

Podsumowaniem wskaźnika TCI dla analizowanego okresu (1 sierpnia 2007 roku – 23 lutego 2022 roku) jest fakt, że ulegał on licznym wahaniom, jednak na ogół wykazywał on tendencję wzrostową z poziomu około 62,8% do około 73,3% dla TCI_07_rsz. W pozostałych podokresach, których analiza rozpoczyna się w późniejszym okresie (ze względu na dostępność danych), również widoczny jest trend wzrostowy (dla TCI_11_rsz z poziomu około 66,9% do około 80,0%, a dla TCI_16_rsz z poziomu około 71,6% do około 82,9%). Najniższy wskaźnik TCI wystąpił w pierwszym podokresie, osiągając poziom około 62,8% (w dniu 1 sierpnia 2007 roku), natomiast najwyższy wystąpił w trzecim podokresie i kształtował się na poziomie około 91,2% (w dniu 14 kwietnia 2020 roku).

b) Okres od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku (okres inwazji Rosji na Ukrainę)

Po wybuchu wojny w Ukrainie, która rozpoczęła się 24 lutego 2022 roku, wskaźnik TCI (TCI_07_rsz) stopniowo rósł z poziomu około 73,3% do około 74,5% (do 30 marca 2022 roku), a następnie w ciągu kolejnych 10 dni spadł o około 2,5 pp. Z kolei od połowy kwietnia do połowy października 2022 roku wskaźnik TCI ponownie wzrósł z poziomu około 72,2% do około 78,2%. Tak więc w okresie zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego kraje europejskie zwiększyły swoją integralność najprawdopodobniej

w celu ograniczenia współpracy z Rosją (pomimo krótkookresowych spadków wskaźnika TCI). Następnie TCI nieznacznie spadło do poziomu około 76,0% w listopadzie 2022 roku, a po czym ponownie wzrosło do poziomu około 78,7% w grudniu 2022 roku. Z kolei w okresie od 24 lutego do 16 września 2022 roku wskaźnik TCI w drugim i trzecim podokresie kształtował się w miarę na równomiernym poziomie, jednak od 17 września 2022 roku nastąpił jego wzrost średnio o około 5,5 pp.

Analizując okres wybuchu wojny w Ukrainie, warto również porównać go do okresu sprzed inwazji Rosji, który został opisany powyżej w podpunkcie a). Stąd w tabeli 5.1. przedstawiono podstawowe statystyki opisowe dla wartości TCI w podziale na trzy okresy (przed oraz w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę):

- od 11 lutego 2016 roku do 3 sierpnia 2021 roku (okres obejmujący początek III podokresu, charakteryzujący się względną stabilizacją cen energii elektrycznej),
- od 4 sierpnia 2021 roku do 23 lutego 2022 roku (okres gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej oraz napięcia geopolitycznego związanego z potencjalną inwazją Rosji na Ukrainę).
- od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku (okres obejmujący pierwszy dzień inwazji Rosji na terytorium Ukrainy wraz z późniejszym wpływem sytuacji geopolitycznym na europejskie rynki energii elektrycznej).

Tabela 5.1. Podstawowe statystyki dla wartości TCI w podziale na trzy okresy przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę (%) przy wykorzystaniu stóp zwrotu

	11 lutego 2016 – 3 sierpnia 2021	4 sierpnia 2021 – 23 lutego 2022	24 lutego 2022 – 31 grudnia 2022 (w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę)
Średnia	82,46	84,19	83,26
Mediana	82,71	84,01	82,87
Odch. stand	3,62	0,86	1,05
Wsp. skośności	-0,10	0,49	0,85
Kurtoza	2,68	2,14	2,59
Min.	71,60	82,94	81,55
Max.	91,21	86,21	86,79
Obserwacje	2000	204	311

Źródło: Opracowanie własne.

Na podstawie danych dotyczących średniej wartości wskaźnika TCI w podziale na trzy okresy przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę można ocenić, że zaraz po wybuchu

wojny i do końca 2022 roku średnia wartość wskaźnika nieznacznie spadła o 0,93 pp. w porównaniu do okresu od 4 sierpnia 2021 roku do 23 lutego 2022 roku. Z kolei w porównaniu do okresu od 11 lutego 2016 roku do 3 sierpnia 2021 roku, wskaźnik TCI był wyższy o 0,90 pp.

Na rysunku 5.1. widać, że jeszcze przed dniem faktycznej inwazji Rosji na Ukrainę (co zaznaczono linią pionową na wykresie) TCI zaczęło spadać w wyniku wysokiej niepewności na rynkach cen surowców energetycznych spowodowanej eskalacją napięć geopolitycznych związanych z potencjalnym atakiem Rosji na Ukrainę oraz budową gazociągu Nord Stream 2. Natomiast po wybuchu wojny widoczny jest ponowny wzrost wskaźnika TCI, co mogło wynikać z problemów z funkcjonowaniem ukraińskiej infrastruktury krytycznej, co z kolei przyczyniło się do wstrzymania eksportu energii elektrycznej z Ukrainy do państw Unii Europejskiej i Mołdawii. Stąd konieczne stało się dalsze rozwijanie połączeń transgranicznych i silniejsze zintegrowanie z wewnętrznym rynkiem energii elektrycznej, zwłaszcza dla regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Przykładowo, aby utrzymać bezpieczeństwo energetyczne, niemiecki rząd zatwierdził tymczasowe dalsze funkcjonowanie ostatnich elektrowni jądrowych, które miały zostać zamknięte do końca 2022 roku.

c) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2022 roku - podsumowanie

Do głównych wniosków płynących z analizy wskaźnika TCI (zarówno przed jak i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę, które zostały opisane w podpunktach a–b niniejszego podrozdziału) należy fakt, że całościowo rośnie on w latach 2007–2022. Dla analizowanych podokresów wzrost wskaźnika TCI był następujący:

- TCI_07_rsz z poziomu około 62,8% do około 78,7%,
- TCI_11_rsz z poziomu około 66,9% do około 84,1%,
- TCI_16_rsz z poziomu około 71,6% do około 86,8%.

W analizowanym okresie wartości wskaźnika TCI ulegały licznym wahaniom w reakcji na istotne wydarzenia gospodarcze, geopolityczne oraz zmiany na rynkach energii, co związane było z m.in. globalnym kryzysem finansowym, problemami strefy euro, warunkami atmosferycznymi, awariami i przestojami technologicznymi, rosnącymi cenami surowców energetycznych i cen EUA, pandemią COVID-19, czy inwazją Rosji na Ukrainę.

Można jednak przyjąć, że wraz z upływem czasu następuje zwiększone rozprzestrzenianie się zmienności i integracja europejskich rynków energii elektrycznej. Stwierdzenie to jest zgodne z Ma i in. (2022) oraz Sikorska-Pastuszka i Papież (2023), którzy

sugerują, że europejskie rynki energii elektrycznej są z biegiem lat stosunkowo coraz to bardziej zintegrowane. Również ustalenia Uribe i in. (2020) sugerują, że w ostatnich dziesięcioleciach obserwuje się rosnącą tendencję do integracji rynków energii elektrycznej w Europie Północnej.

5.1.2. Ocena powiązań regionalnych europejskich rynków energii elektrycznej – NPDC/PCI dla stóp zwrotu

Następnie badane są dwustronne relacje między rynkami energii elektrycznej za pomocą wskaźnika powiązania kierunkowego netto parami (z ang. *net pairwise directional connectedness* - NPDC) oraz wskaźnika powiązania parami (z ang. *pairwise connectedness index* - PCI). Wartości NPDC pozwalają na wskazanie, w jaki sposób pojedynczy rynek wpływa na inny rynek w całym systemie. Z kolei wartości PCI pozwalają odpowiedzieć na pytanie, czy efekty zewnętrzne występują asymetrycznie oraz, czy obserwuje się wysokie powiązanie par między rynkami energii elektrycznej¹²⁰.

Rysunki 5.2. – 5.5. przedstawiają odpowiednio schematy sieciowe NPDC oraz PCI. Rozmiar każdego węzła jest proporcjonalny do znaczenia każdego rynku jako nadawcy/odbiorcy połączenia zwrotnego do/z każdego z pozostałych rynków w systemie. Kolor węzła wskazuje, czy rynek jest sieciowym nadajnikiem/odbiornikiem powiązania z/od wszystkich innych rynków. Nadajniki (transmiterzy) sieciowi oznaczone są w kolorze niebieskim, a odbiorniki sieciowe w kolorze różowym. Grubość strzałek brzegowych odzwierciedla siłę połączenia między parą rynków, dodatkowo grubsze krawędzie reprezentują silniejsze połączenie parami netto.

Dzięki zastosowaniu modelu TVP VAR, możliwa jest ocena wzajemnych powiązań każdego dnia. Jednak na potrzeby niniejszej rozprawy doktorskiej, wskaźniki NPDC oraz PCI przedstawione zostały dla całych podokresów, a nie dla wybranych okresów (np. tygodniowych), tak aby lepiej zaobserwować integrację rynków energii elektrycznej oraz uniknąć błędnych wniosków z próbkowania danych. Ostatecznie, wskaźniki NPDC oraz PCI obliczane są dla pięciu podokresów ujętych w dwóch podpunktach (przed i po wybuchu wojny w Ukrainie). Podpunkt a) opisany poniżej obejmuje następujące podokresy:

- od 1 sierpnia 2007 roku do 31 października 2011 roku (I analizowany podokres),
- od 1 listopada 2011 roku do 10 lutego 2016 roku (II analizowany podokres),

¹²⁰ Tiwari, A. K., Abakah, E. J. A., Gabauer, D., & Dwumfour, R. A. (2022). Dynamic spillover effects among green bond, renewable energy stocks and carbon markets during COVID-19 pandemic: Implications for hedging and investments strategies. *Global Finance Journal*, 51, 100692.

- od 11 lutego 2016 roku do 3 sierpnia 2021 roku (III analizowany podokres – do momentu względnej stabilizacji cen energii elektrycznej),
- od 4 sierpnia 2021 roku do 23 lutego 2022 roku (okres gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej oraz napięcia geopolitycznego związanego z potencjalną inwazją Rosji na Ukrainę).

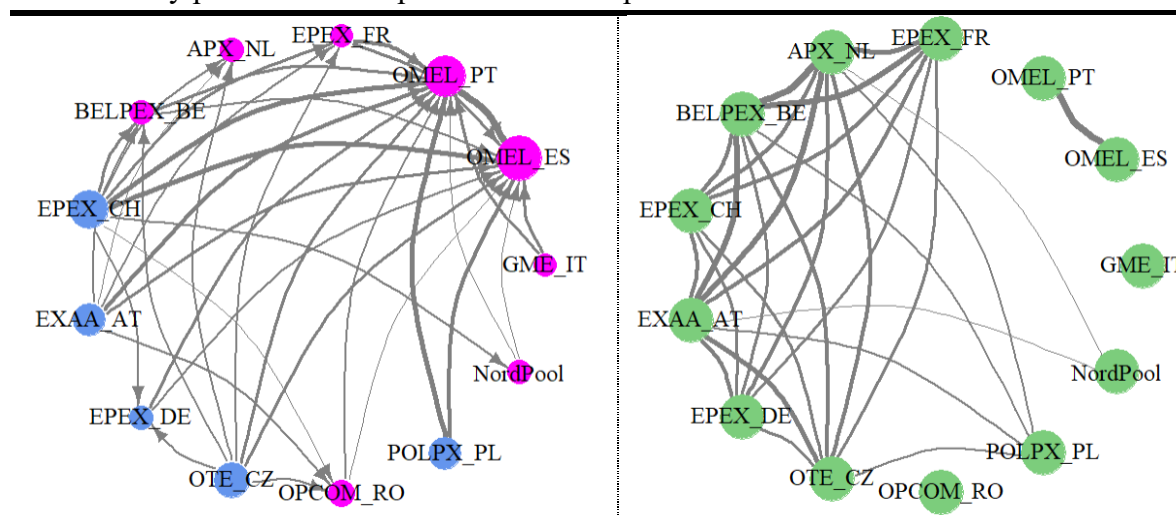
Z kolei podpunkt b) obejmuje podokres od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku (okres inwazji Rosji na Ukrainę).

a) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 23 lutego 2022 roku (okres przed inwazją Rosji na Ukrainę)

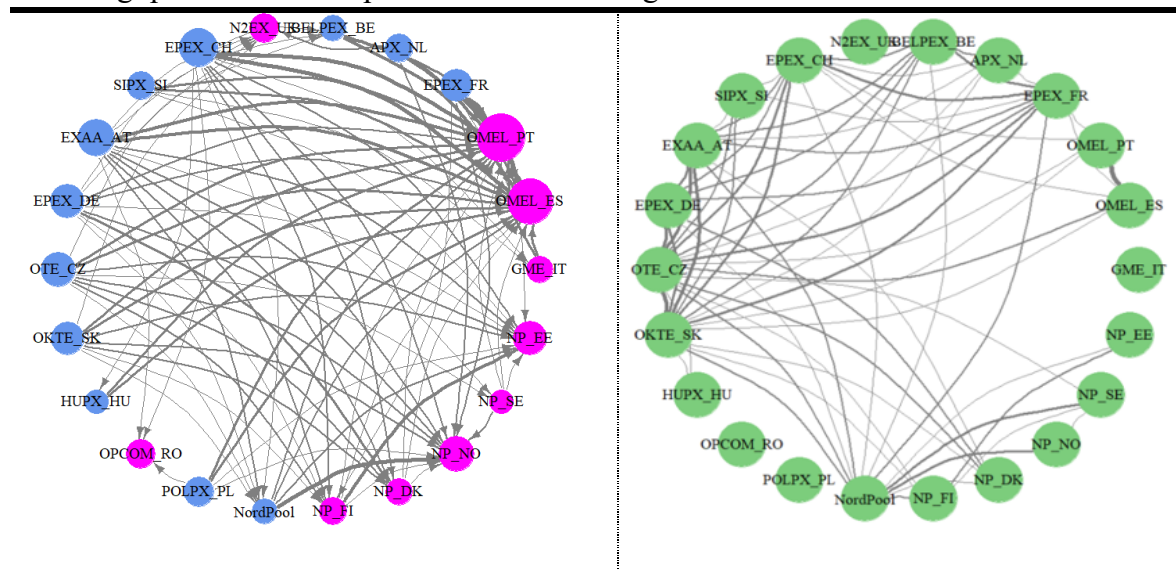
Rysunek 5.2. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)

Rysunek 5.3. Indeks powiązania parami (PCI)

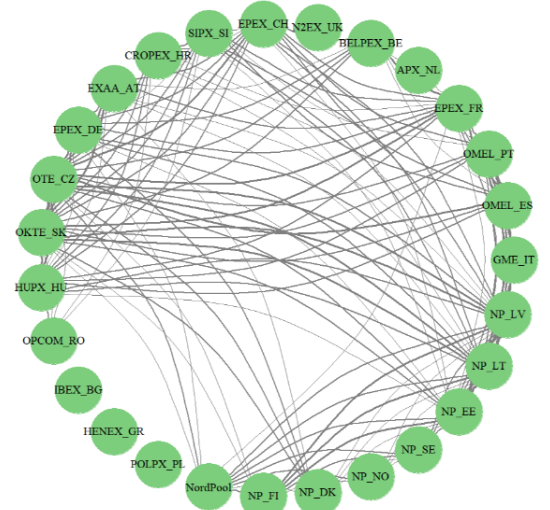
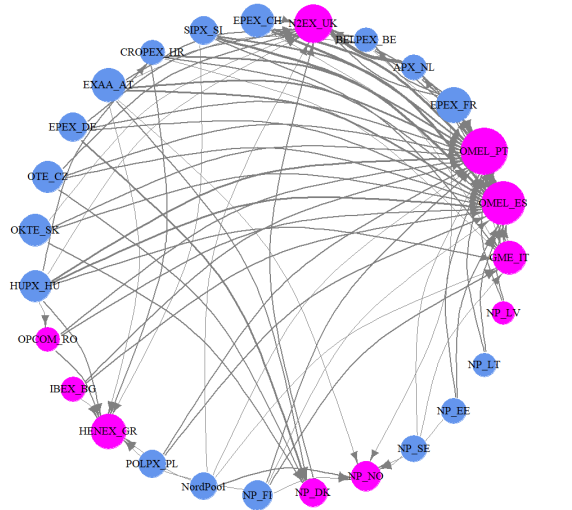
- Pierwszy podokres: 1 sierpnia 2007 r. – 31 października 2011 r.



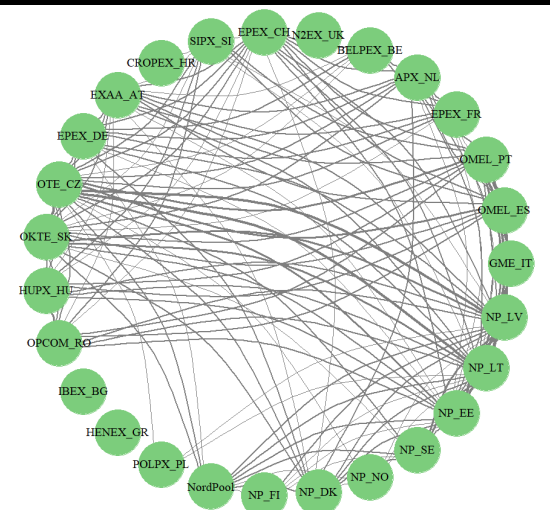
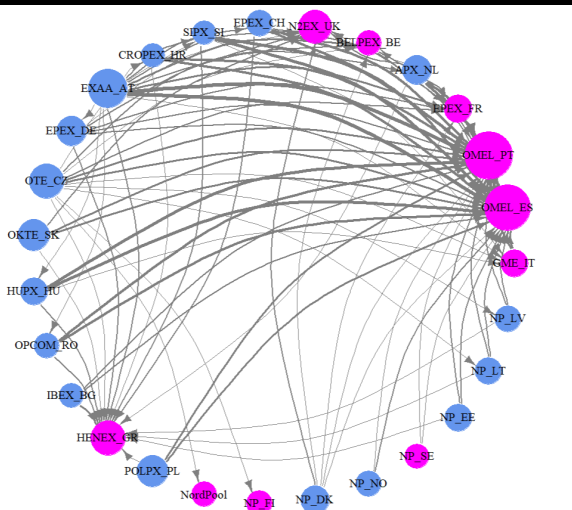
- Drugi podokres: 1 listopada 2011 r. – 10 lutego 2016 r.



- Trzeci podokres: 11 lutego 2016 r. – 3 sierpnia 2021 r.



- Czwarty podokres: 4 sierpnia 2021 r. – 23 lutego 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne.

W pierwszym analizowanym podokresie wskaźnik TCI wyniósł około 67,7%. Głównymi odbiorcami zmienności netto na podstawie analizy wskaźnika NPDC był hiszpański (-13,4%) oraz portugalski (-11,1%) rynek energii elektrycznej oraz w dużo mniejszym stopniu rynek rumuński (-2,9%). Z kolei głównymi transmitterami netto zmienności były rynek szwajcarski (9,7%), rynek czeski (8,0%), a następnie rynki austriacki (6,4%) oraz polski (6,0%). Ponadto w tym okresie widoczne stało się tworzenie połączeń w ramach dwóch regionów. Pierwszy z nich to region Półwyspu Iberyjskiego, który składa się z rynków hiszpańskiego i portugalskiego. Z kolei drugim wyodrębnionym regionem była Europa Środkowo-Zachodnia, gdzie widać rozwijającą się regionalizację między rynkami francuskim, holenderskim, belgijskim, szwajcarskim, austriackim i niemieckim. Wyniki są zgodne z Xiao i in. (2019), którzy tłumaczą to specyficznym klimatem śródziemnomorskim

oraz znacznym postępowaniem Hiszpanii i Portugalii w liberalizacji rynku energii elektrycznej, oraz Sikorska-Pastuszka i Papież (2023), które przy wykorzystaniu innej miary zmienności również dostrzegają początkową regionalizację rynków Półwyspu Iberyjskiego i CWE.

Z drugiej strony najwyższy udział zmienności wewnętrznej występował na rynkach rumuńskim (59,4%), włoskim (58,6%), Nord Pool (55,1%) oraz polskim (46,4%), co widoczne jest dla analizowanego podokresu na rysunku 5.3. jako osobna kropka (w przypadku rynków Nord Pool i polskiego pojawiają się pojedyncze, cienkie krawędzie reprezentujące słabe połączenia parami netto). Oznacza to, że rynki te w mniejszym stopniu mają wpływ na zmienność cen na innych rynkach. Ogólnie rzecz biorąc, szoki pochodzące z takiego rynku mają mniejszy wpływ na inne rynki i vice versa. Jest to również rynek, na który obecność szoków na innych rynkach wpływa w mniejszym stopniu niż na pozostałe.

W kolejnym analizowanym podokresie (od 1 listopada 2011 roku do 10 lutego 2016 roku), głównymi odbiorcami zmienności netto pozostały rynki z regionu Półwyspu Iberyjskiego (rynek portugalski (-32,1%) i hiszpański (-28,9%)), a następnie dołączyły rynki w regionie Europy Północnej: norweski (-15,9%) i estoński (-13,4%) oraz w mniejszym stopniu rynki rumuński (-7,3%) oraz brytyjski (-7,1%), co widoczne jest dla analizowanego okresu na rysunku 5.2. w postaci różowych kółek. Z kolei głównymi przekaźnikami netto zmienności były rynki energii elektrycznej z regionu CWE, czyli rynki szwajcarski (19,6%), austriacki (18,3%), niemiecki (14,0%) i francuski (12,1%), a także rynek czeski (14,9%). Wyniki te potwierdzają również Ma i in. (2022) oraz Sikorska-Pastuszka i Papież (2023). Indeks PCI przedstawiony dla analizowanego okresu na rysunku 5.3. pokazuje, że przenoszenie zmienności występuje głównie pomiędzy rynkami w tym samym regionie. Najsilniejsze powiązania występują pomiędzy rynkami w regionie Półwyspu Iberyjskiego, co widoczne jest jako najgrubsza linia pomiędzy rynkiem portugalskim i hiszpańskim. Dodatkowo obserwuje się również znaczące efekty zmienności w trzech odrębnych regionach: CWE, Europy Północnej i CEE. Z kolei rynki brytyjski (60,9%), rumuński (51,9%) włoski (45,7%) oraz polski (40,6%) należały do grupy rynków o wysokim udziale własnym. Na uwagę zasługuje również fakt, że słowacki i czeski rynek energii elektrycznej są odbiorcami lub transmiterami praktycznie całej zmienności, a jedynie średnio około 4,5% to ich zmienność wewnętrzna.

W następnym analizowanym podokresie (od 11 lutego 2016 roku do 3 sierpnia 2021 roku) wskaźnik TCI wyniósł około 82,5%, co oznacza wzrost o 14,8 pp. w stosunku do pierwszego analizowanego podokresu. Podobnie, jak w poprzednich podokresach, region Półwyspu Iberyjskiego (rynek portugalski (-37,1%) oraz hiszpański (-31,6%)) był

najważniejszym odbiorcą netto zmienności cen. Do grupy tej dołączyły jeszcze rynek brytyjski (-23,5%), grecki (-18,0%) i włoski (-15,4%). Podobnie jak w poprzednim podokresie, głównymi transmitterami netto zmienności cen były rynki w regionie CWE: francuski (19,4%), austriacki (16,6%) oraz szwajcarski (15,8%). Dodatkowo dołączyły też wybrane rynki z regionu CEE: słowacki (14,0%) oraz węgierski (13,2%). W analizowanym okresie wartości wskaźnik PCI przedstawione na rysunku 5.3. pokazują, że efekty rozprzestrzeniania zmienności występują głównie między rynkami w tym samym regionie, jednak coraz trudniej rozróżnić te regiony, ponieważ można zaobserwować słabe, ale znaczące powiązania parami między rynkami nie zawsze z tego samego regionu. Podobnie jak w poprzednich podokresach, brytyjski rynek energii elektrycznej (53,4%) miał znaczny (ale niższy niż w 2011 roku) wkład własny w zmienność. Do grupy krajów charakteryzujących się najwyższą wewnętrzną zmiennością dołączyły również grecki (52,3%), bułgarski (38,7%), polski (33,3%), włoski (33,3%) oraz rumuński (21,8%) rynek energii elektrycznej, co w większości tych rynków widoczne jest na rysunku 5.3. jako osobne zielone kółka. Z kolei rynki hiszpański (2,6%), portugalski (2,8%), łotewski (2,9%), litewski (3,2%), czeski (3,3%) oraz słowacki (3,7%) są odbiorcami lub transmitterami zmienności praktycznie całej zmienności, ponieważ zmienność ta w bardzo małym stopniu (poniżej 4%) pochodzi z nich samych.

W czwartym analizowanym podokresie przed inwazją Rosji na Ukrainę (od 4 sierpnia 2021 roku do 23 lutego 2022 roku) nastąpił wzrost dziennych cen energii elektrycznej (przekraczając wartość 100 EUR/MWh). Był to również początek silnych wzrostów zmienności cen energii elektrycznej, związanej z niepewnością na rynku surowców energetycznych, spowodowaną m.in. alarmującą informacją o potencjalnym rosyjskim ataku na Ukrainę. Wskaźnik TCI wyniósł około 84,2%, co oznacza wzrost o 16,5 pp. w stosunku do pierwszego analizowanego podokresu, zatem można przyjąć, że wraz z upływem czasu widoczna jest coraz większa integracja rynków energii elektrycznej. Pozycja liderów w zakresie odbierania netto zmienności nadal nie uległa zmianie, były to rynki portugalski (-45,1%) oraz hiszpański (-42,4%). Pozostałymi większymi odbiorcami zmienności netto były rynki grecki (-21,3%) oraz brytyjski (-18,7%) (tak jak w trzecim analizowanym podokresie). Z drugiej strony, rynki energii elektrycznej w regionie CWE, takie jak austriacki (29,3%), niemiecki (11,5%) i holenderski (10,4%) oraz w regionie CEE, takie jak czeski (21,4%), polski (15,7%) i słowacki (15,2%) były głównymi transmitterami netto zmienności. Podobnie, jak w poprzednich podokresach, największym wkładem własnym zmienności charakteryzował się rynek energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii

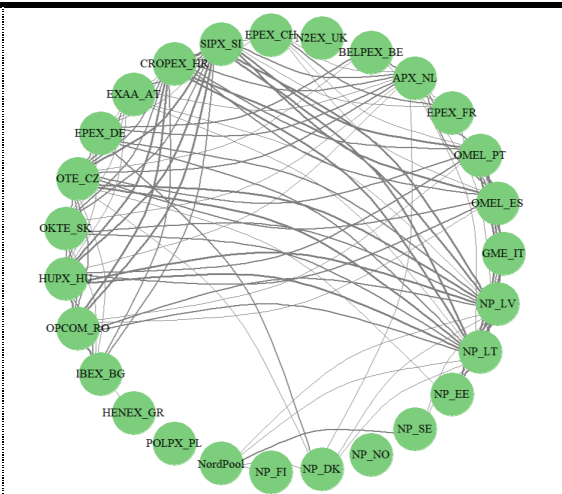
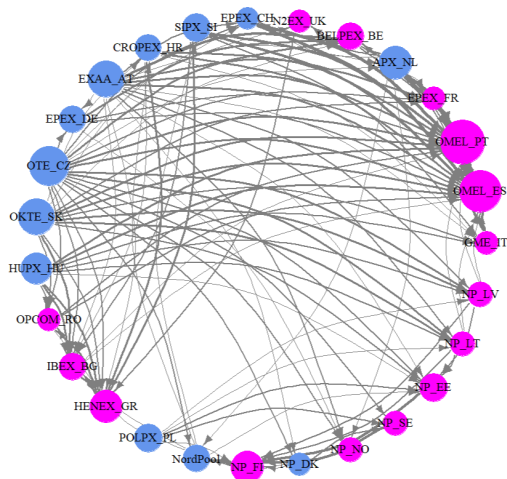
(57,0%). Istotnie wysoką własną zmiennością wyróżniały się również rynki włoski (38,4%) grecki (37,7%) oraz bułgarski (35,0%). Z kolei rynki hiszpański (0,3%), portugalski (0,5%), łotewski (1,3%) i litewski (1,7%) były odbiorcami lub transmiterami praktycznie całej zmienności, ponieważ tylko niewiele poniżej 2% zmienności tych rynków pochodziło z nich samych. Analizując wskaźnik PCI dla wybranego okresu, który przedstawiony został na rysunku 5.3., zauważyć można nie tylko coraz większą liczbę powiązań pomiędzy rynkami w obrębie danego regionu, ale także między samymi regionami. Wyniki te potwierdzają Xiao i in. (2019).

b) Okres od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku (okres inwazji Rosji na Ukrainę)

Rysunek 5.4. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)

Rysunek 5.5. Indeks powiązania parami (PCI)

- Piąty podokres: 24 lutego 2022 r. – 31 grudnia 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne.

Ostatni analizowany podokres obejmuje relacje między rynkami energii elektrycznej w kontekście inwazji Rosji na Ukrainę (czyli od 24 lutego do 31 grudnia 2022 roku). Wskaźnik TCI wyniósł około 83,3%, zatem był niższy o 0,9 pp. w porównaniu do podokresu czwartego. Wskaźnik NPDC przedstawiony na rysunku 5.4. pokazuje, że głównymi odbiorcami netto zmienności cen były niezmiennie rynki Półwyspu Iberyjskiego (portugalski (-40,9%) oraz hiszpański (-36,7%)), a dodatkowo rynki grecki (-20,1%) oraz fiński (-19,5%). Istotnymi transmiterami netto zmienności były rynki regionu CEE, tzn. rynki czeski (31,5%) i słowacki (26,4%) oraz wybrane rynki regionu CWE, tzn. rynki austriacki (26,5%) i holenderski (20,3%). Dodatkowo w trakcie analizowanych okresów

zmieniała się rola niektórych rynków z nadajnika sieciowego na odbiornik sieciowy i na odwrót, co szczegółowo zostało opisane w tabeli 5.6. dla wszystkich analizowanych podokresów. Wskaźnik PCI dla analizowanego okresu pokazuje, że występowała nieco mniejsza liczba połączeń między rynkami i regionami niż w czwartym analizowanym podokresie. Rynkami o największym udziale własnym zmienności były rynki brytyjski (46,8%), polski (37,2%) oraz norweski (32,6%). Z kolei rynki hiszpański (0,9%) oraz portugalski (0,9%) były odbiorcami lub transmiterami praktycznie całej zmienności, ponieważ tylko niewiele poniżej 1% zmienności tych rynków pochodziło z nich samych. Można ostatecznie stwierdzić, że stopień powiązania europejskich rynków energii elektrycznej był stosunkowo wysoki, a rynki te były zintegrowane, chociaż przed inwazją Rosji na Ukrainę występowało więcej powiązań między rynkami i regionami.

c) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2022 roku – podsumowanie

Analiza wszystkich pięciu podokresów pozwala zauważyć kilka istotnych kwestii, które szczegółowo zostały opisane w tabeli 5.2. i dotyczą zmian w relacjach między rynkami energii elektrycznej przy wykorzystaniu wskaźnika NPDC oraz PCI. W załączniku do rozprawy doktorskiej umieszczono szczegółowe tabele dotyczące obliczeń dla wskaźników NPDC oraz PCI z podziałem na poszczególne okresy.

Po pierwsze, integracja europejskich rynków energii elektrycznej była większa na bliższych geograficznie rynkach, co nie jest zaskakujące, ponieważ przesył energii elektrycznej do bliższych geograficznie rynków jest bardziej dostępny niż w przypadku krajów nieszasiadujących. Co więcej, bliższe geograficznie rynki energii elektrycznej wykazują większą zmienność powiązań, która rośnie z czasem. W pierwszym analizowanym podokresie zaobserwowano powiązania między rynkami na Półwyspie Iberyjskim oraz pomiędzy rynkami w regionie Europy Środkowo-Zachodniej. W drugim podokresie wystąpiły dodatkowo powiązania pomiędzy rynkami energii elektrycznej z regionu Europy Północnej i Środkowo-Wschodniej. Czwarty i piąty analizowany podokres, który charakteryzował się wysoką zmiennością cen energii elektrycznej oraz surowców energetycznych, wskazuje na coraz większą liczbę powiązań pomiędzy rynkami nie tylko w obrębie danego regionu, ale także między rynkami z różnych regionów. Ponadto wraz z analizowaniem kolejnych podokresów, widoczny jest wzrost wskaźnika TCI z poziomu około 67,7% do około 83,3%. Wskazuje to na coraz większe zintegrowanie rynków energii elektrycznej, co może być również spowodowane wysiłkami Unii Europejskiej na rzecz

polityki energetycznej, która ma na celu stworzenie jednego paneuropejskiego rynku energii elektrycznej.

Po drugie, na podstawie wskaźnika NPDC ocenia się, że dominującą rolę odbiorcy zmienności netto wśród wszystkich europejskich rynków energii elektrycznej odgrywał Półwysep Iberyjski obejmujący rynek hiszpański i portugalski. Z kolei głównym transmitterem (przekaznikiem) zmienności netto cen były rynki regionu CWE (szwajcarski, austriacki, niemiecki, francuski i holenderski). Analizując wszystkie podokresy, widoczny jest również fakt, że rola niektórych rynków energii elektrycznej zmieniała się z nadajnika na odbiorcę sieciowego i na odwrót, co zostało przedstawione w tabeli 5.3.

Po trzecie, niektóre rynki energii elektrycznej były w niewielkim stopniu powiązane z pozostałymi rynkami. Oznacza to, że rynki te charakteryzowały się wysokim własnym wkładem zmienności związanym z ich własną zmiennością, a nie powiązaniem transgranicznymi (co widoczne jest na rysunkach od 5.2. do 5.5. jako osobne, zielone kropki). Jednym z takich rynków jest rynek brytyjski (we wszystkich analizowanych podokresach (poza pierwszym gdzie ze względu na dostępność danych, rynek brytyjski nie był jeszcze analizowany)).

Może to wynikać z faktu, że Wielka Brytania od początku sceptycznie podchodziła do procesów integracji europejskiej, co wynikało z przekonania o potęgę własnego imperium, m.in. nie weszła w skład utworzonej w 1951 roku Europejskiej Wspólnoty Węgla i Stali, czy nie podpisała Traktatów Rzymskich w 1957 roku (Ronek, 2012). Wysoki własny wkład zmienności Wielkiej Brytanii może wynikać również z położenia geograficznego, a funkcjonowanie na obrzeżach kontynentu wpłynęło na ukierunkowanie współpracy Brytyjczyków w kierunku Ameryki, Afryki i Azji. Wielka Brytania jako wyspa posiada podmorski przesył energii elektrycznej (m.in. z Danią, Norwegią, czy Belgią) oraz planuje nowe inwestycje, które ułatwią przesyłanie energii elektrycznej m.in. z/do Niemiec (projekt NeuConnect¹²¹), a nawet z/do Maroko (Projekt Xlinks Morocco-UK Power¹²²). Dodatkowo po wyjściu Wielkiej Brytanii z Unii Europejskiej do handlu energią elektryczną na połączeniach wzajemnych z Wielką Brytanią wykorzystywane są alternatywne rozwiązania rezerwowe, które mają na celu umożliwić kontynuację handlu energią elektryczną, chociaż nie na takim samym poziomie efektywności, jak ma to miejsce w ramach jednolitego

¹²¹ Neuconnect Interconnector: <https://www.eib.org/en/projects/all/20200756> [data odczytu: 27.10.2023 r.].

¹²² Britain backs undersea cable to tap Moroccan renewable power: <https://www.reuters.com/business/energy/britain-backs-undersea-cable-tap-moroccan-renewable-power-2023-09-29/> [data odczytu: 27.10.2023 r.].

rynku¹²³. Inne, mniej znaczące rynki o wysokim wkładzie zmienności własnej, to rynek rumuński (w pierwszym, drugim i trzecim podokresie) oraz włoski (w pierwszym, drugim i czwartym podokresie).

Na uwagę zasługuje również rynek polski, który w czterech na pięć analizowanych podokresów charakteryzował się wysokim własnym wkładem zmienności. Może to wynikać z faktu, że większość energii elektrycznej wytwarzanej na polskim rynku pochodzi z centralnie sterowanych i koordynowanych elektrowni węglowych i gazowych (łącznie ponad 80%) – w przeciwieństwie do OZE, które są zależne od pogody i wpływają na stabilność pracy sieci elektroenergetycznych.

Tabela 5.2. Zestawienie zmian w relacjach między rynkami energii elektrycznej przy wykorzystaniu wskaźnika NPDC oraz PCI w okresie *BASE* dla stóp zwrotu

Analizowany podokres	Wskaźnik TCI	Najwięksi odbiorcy zmienności netto	Najwięksi transponderzy zmienności netto	Połączenia między rynkami	Najwyższy udział zmienności wewnętrznej
1 sierpnia 2007 r. – 31 października 2011 r.	67,7%	Hiszpania Portugalia Rumunia	Szwajcaria Czechy Austria Polska	Półwysep Iberyjski CWE	Rumunia Włochy Nord Pool Polska
1 listopada 2011 r. – 10 lutego 2016 r.	75,4%	Portugalia Hiszpania Norwegia Estonia Rumunia Wielka Brytania	Szwajcaria Austria Niemcy Francja Czechy	Półwysep Iberyjski CWE Europa Północna CEE	Wielka Brytania Rumunia Włochy Polska
11 lutego 2016 r. – 3 sierpnia 2021 r.	82,5%	Portugalia Hiszpania Wielka Brytania Grecja Włochy	Francja Austria Szwajcaria Słowacja Węgry	Stopniowe połączenia nie tylko między rynkami, ale i regionami	Wielka Brytania Grecja Bułgaria Polska Włochy Rumunia
4 sierpnia 2021 r. – 23 lutego 2022 r.	84,2%	Portugalia Hiszpania Grecja Wielka Brytania	Austria Niemcy Holandia Czechy Polska Słowacja	Stopniowe połączenia nie tylko między rynkami, ale i regionami	Wielka Brytania Włochy Grecja Bułgaria
24 lutego – 31 grudnia 2022 r.	83,3%	Portugalia Hiszpania Grecja Finlandia	Czechy Austria Słowacja Holandia		Wielka Brytania Polska Norwegia

Źródło: Opracowanie własne.

¹²³ Komisja Europejska (2020). Lista kontrolna gotowości na Brexit dla przedsiębiorstw prowadzących interesy z Wielką Brytanią.

Tabela 5.3. Zestawienie zmian roli jako odbiorcy lub nadawcy zmienności netto rynku energii elektrycznej dla każdego z analizowanych podokresów w okresie *BASE* dla stóp zwrotu

Indeks	Kraj	1 sierpnia 2007 r. – 31 października 2011 r.	1 listopada 2011 r. – 10 lutego 2016 r.	11 lutego 2016 r. – 3 sierpnia 2021 r.	4 sierpnia 2021 r. – 23 lutego 2022 r.	24 lutego – 31 grudnia 2022 r.
APX_NL	Holandia	O	N	N	N	N
BELPEX_BE	Belgia	O	N	N	O	O
CROPEX_HR	Chorwacja	-	-	N	N	N
EPEX_CH	Szwajcaria	N	N	N	N	N
EPEX_DE	Niemcy	N	N	N	N	N
EPEX_FR	Francja	O	N	N	O	O
EXAA_AT	Austria	N	N	N	N	N
GME_IT	Włochy	O	O	O	O	O
HEEnEx_GR	Grecja	-	-	O	O	O
HUPX_HU	Węgry	-	N	N	N	N
IBEX_BG	Bułgaria	-	-	O	N	O
Nord Pool	Skandynawia	O	N	N	O	N
NP_DK	Dania	-	O	O	N	N
NP_EE	Estonia	-	O	N	N	O
NP_FI	Finlandia	-	O	N	O	O
NP_LT	Litwa	-	-	N	N	O
NP_LV	Łotwa	-	-	O	N	O
NP_NO1	Norwegia	-	O	O	N	O
NP_SE4	Szwecja	-	O	N	O	O
N2EX_UK	Wielka Brytania	-	O	O	O	O
OKTE_SK	Słowacja	-	N	N	N	N
OMEL_ES	Hiszpania	O	O	O	O	O
OMEL_PT	Portugalia	O	O	O	O	O
OPCOM_RO	Rumunia	O	O	O	N	O
OTE_CZ	Czechy	N	N	N	N	N
POLPX_PL	Polska	N	N	N	N	N
SIPX_SI	Słowenia	-	N	N	N	N

Uwagi: O - odbiorca netto zmienności, N – nadawca (transmitter/przełącznik) netto zmienności, - brak danych dla rynku w analizowanym podokresie.

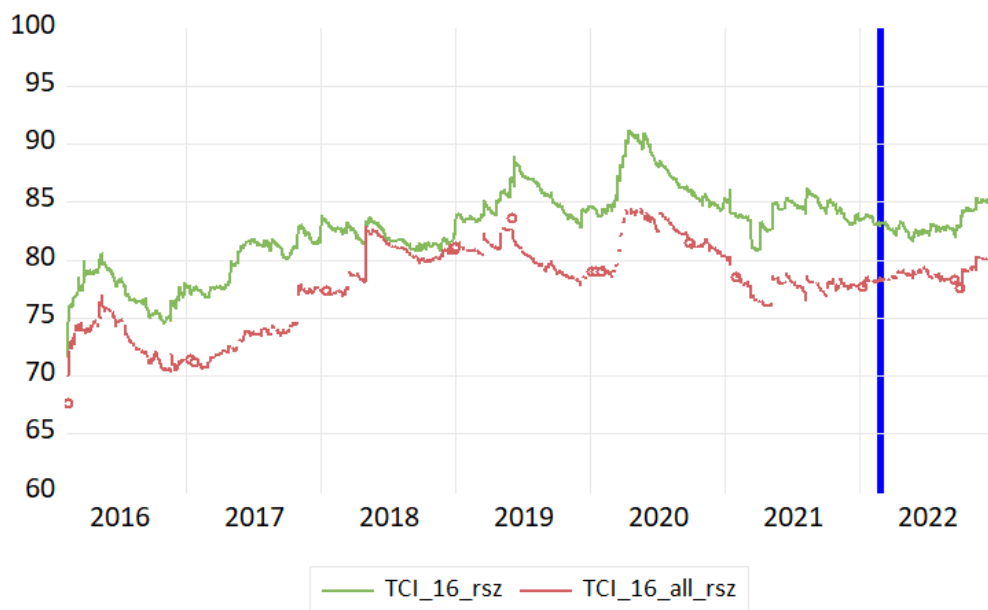
Źródło: Opracowanie własne.

5.1.3. Wpływ determinant cen energii elektrycznej na integrację europejskich rynków energii elektrycznej od 2016 roku dla stóp zwrotu

Kolejnym istotnym elementem niniejszej rozprawy doktorskiej jest przedstawienie wpływu zmienności cen surowców energetycznych, tj. gazu ziemnego (NBP, TTF, NCG), węgla energetycznego (ARA), ropy naftowej (Brent) oraz cen uprawnień do emisji CO₂ (EUA ETS) na stopień integracji europejskich rynków energii elektrycznej, co szczegółowo przedstawia rysunek 5.6. W tym celu wykorzystane zostały dwa indeksy TCI dla 27 rynków energii elektrycznej, które pozwoliły na ocenę wpływu zmienności determinant cen energii elektrycznej na zmienność powiązań europejskich rynków energii elektrycznej i ocenę stopnia integracji rynków:

- TCI_16_rsz – czyli wskaźnik TCI przed wyeliminowaniem wpływu zmienności cen surowców energetycznych oraz cen EUA ETS, oznaczony na rysunku 5.6. linią zieloną,
- TCI_16_all_rsz – czyli wskaźnik TCI po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych oraz cen EUA ETS, oznaczony na rysunku 5.6. linią czerwoną.

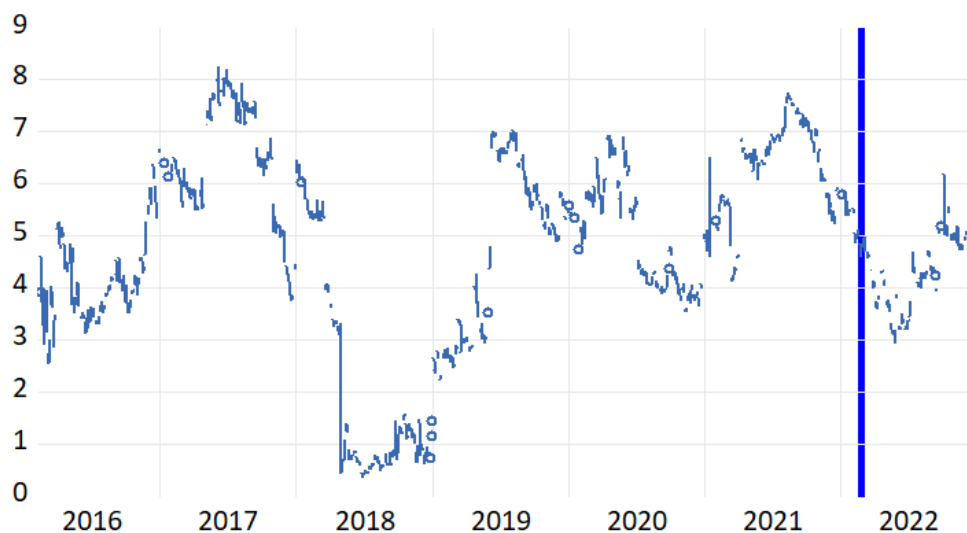
Przedstawiona analiza obejmuje okres od 11 lutego 2016 roku (ze względu na dostępność danych) do 31 grudnia 2022 roku i została podzielona na podpunkt a) oraz b), które dzielą ten okres na czas przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę oraz na podpunkt c), który ocenia indeks TCI dla całego analizowanego okresu. Indeks TCI_16_all_rsz oznaczony na rysunku 5.6. czerwoną linią ma przerywaną strukturę ze względu na fakt, że ceny surowców energetycznych oraz ceny uprawnień do emisji CO₂ dostępne są od poniedziałku do piątku z wyłączeniem świąt (w przeciwieństwie do cen energii elektrycznej dostępnych przez 7 dni w tygodniu). Z kolei na rysunku 5.7. przedstawiono różnicę pomiędzy wskaźnikiem TCI_16_rsz a TCI_16_all_rsz, co szczegółowo zostało opisane w podpunkcie a) oraz b).



Uwagi: Zielona linia przedstawia TCI w trzecim podokresie (11 lutego 2011 r. – 31 grudnia 2022 r.) przed wyeliminowaniem wpływu zmienności determinant cen energii elektrycznej, czerwona linia przedstawia TCI w trzecim podokresie (11 lutego 2011 r. – 31 grudnia 2022 r.) po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych (gaz: NBP, TTF, NCG, węgiel: ARA, ropa: Brent) oraz cen EUA ETS. Pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 r.). Wyniki są oparte na modelu TVP-VAR z długością opóźnienia rzędu jednego (BIC) i 20-stopniowym wyprzedzeniem GFEVD.

Rysunek 5.6. Wskaźnik TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu stóp zwrotu w okresie *BASE* przed i po wyeliminowaniu wpływu zmienności determinant cen energii elektrycznej (%)

Źródło: Opracowanie własne.



Uwagi: Niebieska linia przedstawia różnicę między TCI_16_rsz a TCI_16_all_rsz w okresie od 11 lutego 2011 r. – 31 grudnia 2022 r.). Pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 r.).

Rysunek 5.7. Wskaźnik TCI_16_rsz_różnica stanowiący różnicę między TCI_16_rsz a TCI_16_all_rsz dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu stóp zwrotu w okresie *BASE* (pp.)

Źródło: Opracowanie własne.

a) Okres od 11 lutego 2016 roku do 23 lutego 2022 roku (okres przed inwazją Rosji na Ukrainę)

W okresie od 11 lutego 2016 roku do 1 maja 2018 roku wskaźnik TCI_16_rsz był wyższy niż wskaźnik TCI_16_all_rsz średnio o 5,3 pp., co oznacza, że niewyeliminowanie zmienności cen surowców energetycznych i cen EUA ETS z cen energii elektrycznej zwiększa stopień integracji rynków. Oznacza to tym samym, że determinanty cen energii elektrycznej mają istotny wpływ na stopień integracji rynków energii elektrycznej. W okresie od 2 maja 2018 roku do 31 grudnia 2018 średnia różnica między TCI_16_rsz a TCI_16_all_rsz wyniosła około 0,8 pp., co oznacza, że indeksy te niemal się zrównały (przedstawia to wyraźnie indeks TCI_16_rsz_różnica przedstawiony na rysunek 5.7., który osiągnął w tym okresie niemal zerowy poziom). Oznacza to, że w tym okresie zmienność determinant cen energii elektrycznej nie miała wpływu na stopień integracji europejskich rynków energii elektrycznej. Następnie od 1 stycznia 2019 roku do 23 lutego 2022 roku widoczna była duża przewaga wartości indeksu TCI_16_rsz nad indeksem TCI_16_rsz_all. W okresie tym dochodziło do różnych zmian w różnicy pomiędzy tymi dwoma indeksami, co zgodnie z rysunkiem 5.6. kształtowało się następująco:

- od 3 stycznia do 5 sierpnia 2019 roku różnica wzrosła z poziomu 2,7 pp. do 7,0 pp.,
- od 6 sierpnia do 6 grudnia 2019 roku różnica spadła z poziomu 7,0 pp. do 5,0 pp.,
- od 9 grudnia 2019 roku do 16 kwietnia 2020 roku różnica wzrosła z poziomu 5,7 pp. do 6,9 pp.,
- od 17 kwietnia do 16 września 2020 roku różnica spadła z poziomu 6,9 pp. do 3,9 pp.,
- od 17 września 2020 roku do 13 sierpnia 2021 roku różnica wzrosła z poziomu 3,96 pp. do 7,8 pp.,
- od 16 sierpnia 2021 roku do 23 lutego 2022 roku różnica spadła z poziomu 7,7 pp. do 4,8 pp.

Z uwagi na fakt, że wszystkie różnice są dodatnie, determinanty mają istotny wpływ na stopień integracji rynków energii elektrycznej.

b) Okres od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku (okres inwazji Rosji na Ukrainę)

Analizując wskaźnik TCI przed i po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych i cen certyfikatów do emisji CO₂ w okresie inwazji Rosji na Ukrainę widać, że TCI_16_rsz nadal było wyższe niż TCI_16_all_rsz. Zatem niezależnie od

sytuacji geopolitycznej związanej z wojną, nadal po wyeliminowaniu wpływu determinant cen energii elektrycznej, europejskie rynki energii elektrycznej charakteryzowały się mniejszym stopniem integracji.

Z kolei dokonując dalszej analizy rysunku 5.6., można stwierdzić, że różnica pomiędzy indeksem TCI_16_rsz a TCI_16_all_rsz w początkowym okresie, tj. od 24 lutego do 26 maja 2022 roku malała z poziomu 4,8 pp. do 2,9 pp., a następnie rośnie od 27 maja do 4 października 2020 roku z poziomu 3,2 pp. do 6,2 pp. Pod koniec 2022 roku różnica pomiędzy analizowanymi indeksami ponownie się zmniejszyła do poziomu 5,0 pp.

c) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2022 roku - podsumowanie

Wyniki jednoznacznie wskazują, że w okresie od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku wskaźnik TCI_ALL był niższy niż TCI_2016 (wyjątkiem jest okres od maja do grudnia 2018 roku, gdy indeksy prawie się zrównały). Oznacza to, że po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych i cen EUA ETS europejskie rynki energii elektrycznej charakteryzują się mniejszym stopniem integracji. Nawet w okresie głębokiej recesji gospodarczej spowodowanej pandemią COVID-19 czy w czasie inwazji Rosji na Ukrainę, zmienność cen surowców energetycznych wpłynęła na zmniejszenie się stopnia integracji. Należy jednak zauważyć, że niezależnie od tego, czy rozległe wstrząsy spowodowane gwałtownymi zmianami społeczno-gospodarczymi są brane pod uwagę, czy też nie, do połowy 2020 roku wystąpiła rosnąca tendencja do integracji europejskich rynków energii elektrycznej, a następnie jej niewielki spadek.

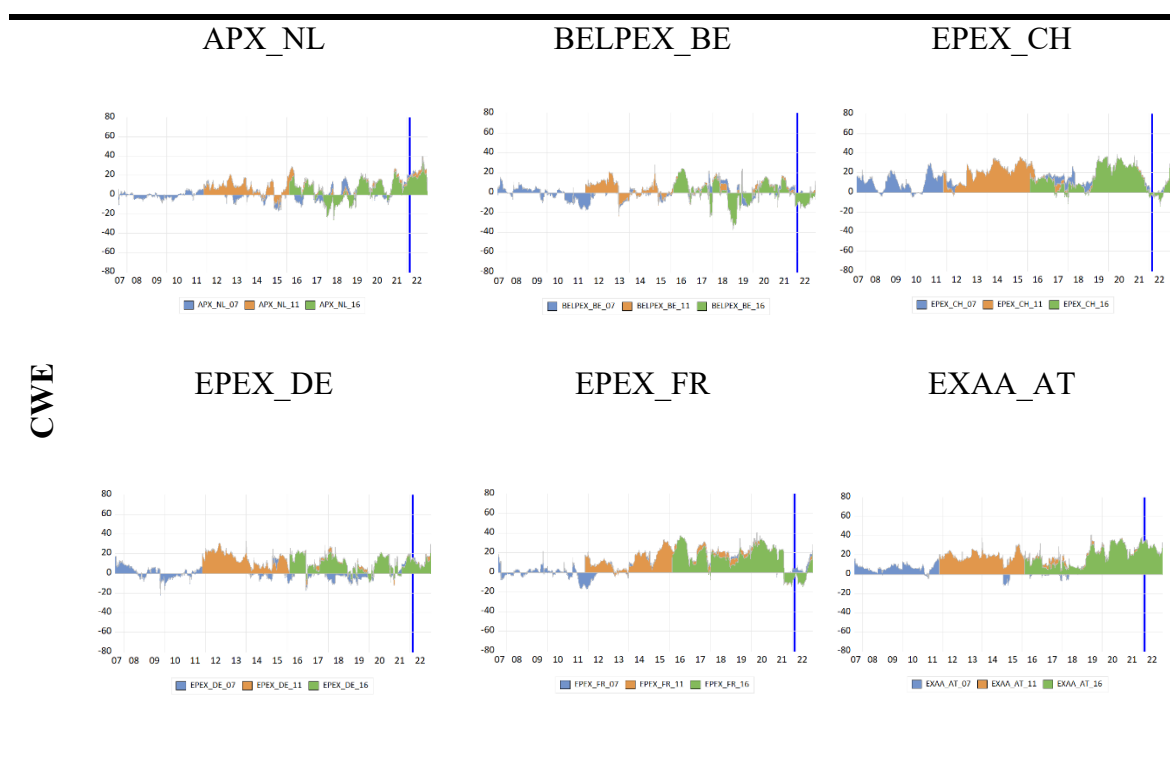
5.2. Analiza ról europejskich rynków energii elektrycznej w latach 2007 –2022 dla pełnej doby (BASE)

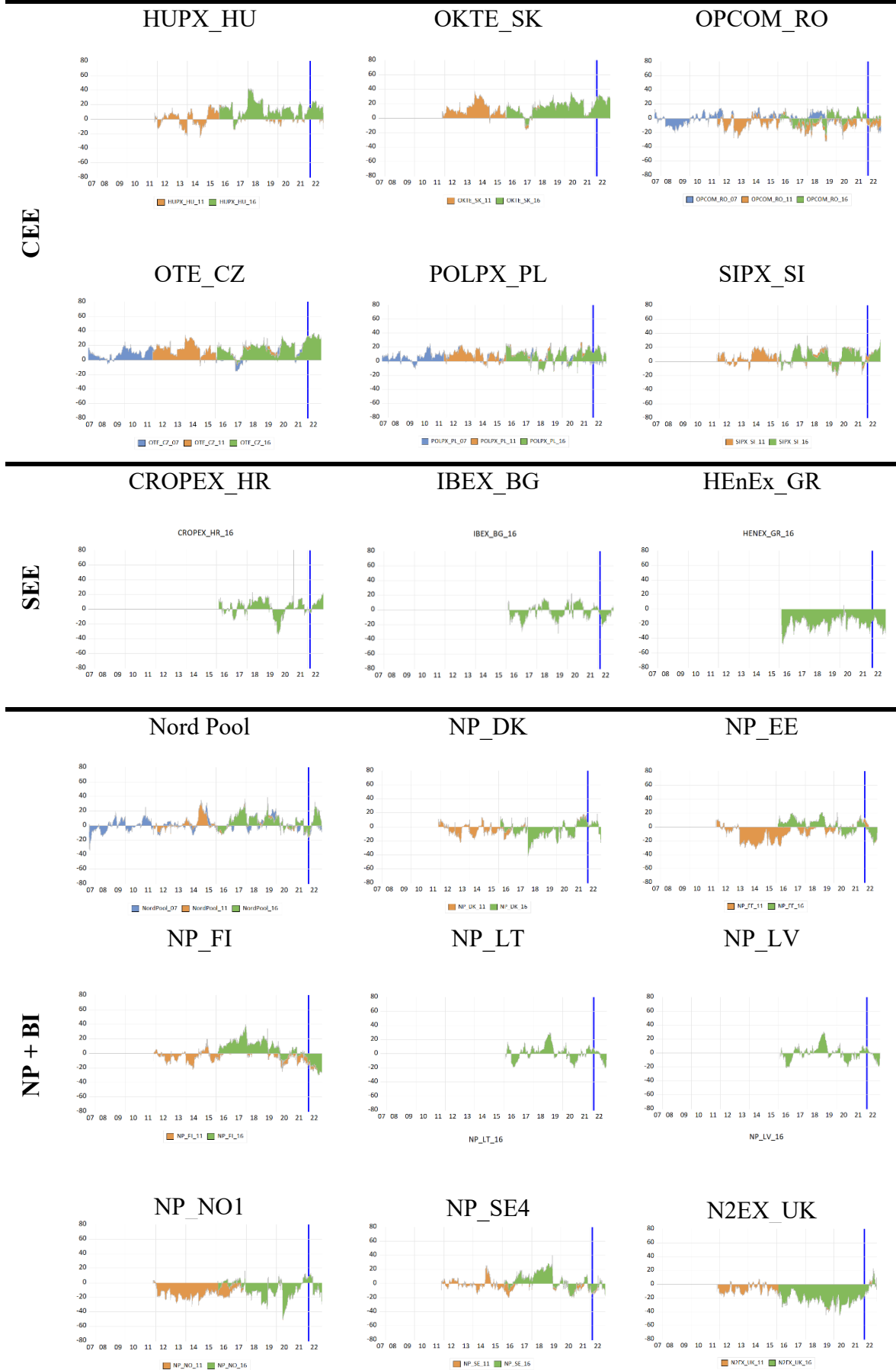
Wyniki w podrozdziale 5.2. przedstawiają indeks całkowitego powiązania kierunkowego netto (NET) dla cen energii elektrycznej z 27 europejskich rynków, które rozpatrywane są dla pełnej doby (BASE). Jako miary efektu przenikania do szacowania zmienności cen energii elektrycznej wykorzystane zostały stopy zwrotu. Indeks NET pozwolił ustalić i rozróżnić, czy dany rynek w systemie był transmitterem netto (inaczej nadajnikiem netto), czy odbiornikiem netto efektów zewnętrznych (szoków) do/z wszystkich pozostałych rynków energii elektrycznej. Ocenę rodzaju odgrywanej roli przez rynek energii elektrycznej dokonano dla: pierwszego, drugiego i trzeciego podokresu, trzeciego podokresu przed i po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców

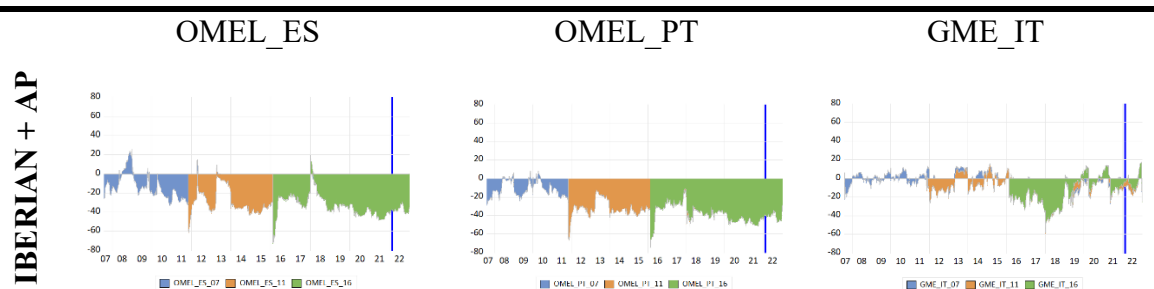
energetycznych i cen uprawnień EUA, a także trzeciego podokresu przed i po inwazji Rosji na Ukrainę.

5.2.1. Ocena roli europejskich rynków energii elektrycznej – NET dla stóp zwrotu

Wartości indeksu NET dla poszczególnych 27 europejskich rynków energii elektrycznej w okresie *BASE* przy wykorzystaniu stóp zwrotu jako miary efektu przenikania przedstawiono na rysunku 5.8. Z kolei wartości kwantyli oraz wartości minimalne i maksymalne w podziale na trzy podokresy przedstawione zostały w tabelach od 5.4. do 5.6. Dodatkowo w tabeli 5.7. znajduje się ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 jaką odgrywały wybrane rynki energii elektrycznej w podziale na trzy analizowane podokresy. Wartości dodatnie indeksu NET oznaczają, że dany rynek energii elektrycznej jest transmitterem (nadawcą) netto szoków. Z kolei ujemna wartość indeksu NET oznacza, że dany rynek energii elektrycznej jest odbiorcą netto szoków w systemie. Ponadto na rysunku 5.8. zacienione obszary w kolorze niebieskim, pomarańczowym i zielonym reprezentują kolejne analizowane podokresy, zgodnie z analizowanym zbiorem danych przedstawionym na rysunku 4.1. w podrozdziale 4.2.1. Pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 roku).







Rysunek 5.8. Indeks NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych w okresie *BASE* przy wykorzystaniu stóp zwrotu

Źródło: opracowanie własne.

Na bazie kwantyli w tabelach od 5.4. do 5.6. przedstawiono ocenę rozkładu wartości indeksu NET dla wybranych rynków energii elektrycznej w podziale na trzy podokresy. Do analizy wykorzystano kwantyle rzędu: 0,1; 0,5 oraz 0,9, a także wyznaczone zostały wartości minimalne i maksymalne dla wybranych rynków energii elektrycznej. Interpretacyjnie przyjmuje się, że:

- kwantyl 0,10 ($q_{0.1}$) dzieli zbiór wartości indeksu NET w ten sposób, że 10% tych wartości przyjmuje wartości mniejsze bądź równe wartości $q_{0.1}$, zaś pozostałe 90% wartości indeksu NET ma wartości większe lub równe $q_{0.1}$. Co oznacza, że jeśli $q_{0.1}$ jest dodatni, to 90% wszystkich wartości indeksu NET przyjmuje wartości powyżej dodatniej wartości $q_{0.1}$, zatem na pewno w co najmniej 90% przypadkach (dniach) rynek jest transmitterem (nadawcą) netto szoków. Natomiast jeśli $q_{0.1}$ jest ujemny, to oznacza, że 10% wszystkich wartości indeksu NET jest mniejsze lub równe tej ujemnej wartości $q_{0.1}$, zatem na pewno w co najwyżej 10% przypadków (dni) dany rynek jest odbiorcą netto zmienności,
- kwantyl 0,50 ($q_{0.5}$ lub mediana) dzieli zbiór wartości indeksu NET na dwa równe podzbiory, gdzie pierwszy z nich zawiera wartości mniejsze lub równe $q_{0.5}$, a drugi obejmuje wartości większe bądź równe $q_{0.5}$. Oznacza to, że jeśli wartość $q_{0.5}$ będzie ujemna, to w co najmniej 50% dni dany rynek jest odbiorcą zmienności, a jeśli będzie dodatnia, to w co najmniej 50% dni rynek jest transmitterem (nadawcą) zmienności,
- kwantyl 0,90 ($q_{0.9}$) dzieli zbiór wartości indeksu NET w ten sposób, że 90% wartości indeksu NET ma wartości mniejsze bądź równie $q_{0.9}$, zaś pozostałe 10% wartości indeksu NET ma wartości większe lub równe $q_{0.9}$. Oznacza to, że jeśli $q_{0.9}$ jest ujemny, to w 90% wszystkich dni wartości indeksu NET są poniżej ujemnej wartości $q_{0.9}$, zatem w co najmniej 90% dni rynek ten jest odbiorcą zmienności netto.

Natomiast, jeśli $q_{0,9}$ jest dodatni, to oznacza, że 10% wartości indeksu NET jest powyżej dodatniej wartości $q_{0,9}$, zatem w co najwyżej 10% wszystkich dni rynek był transmitterem (nadawcą) netto szoków,

- jeśli wartość minimalna i maksymalna indeksu NET jest ujemna, co oznacza to, że rynek zawsze jest odbiorcą netto zmienności,
- jeśli wartość minimalna i maksymalna indeksu NET jest dodatnia, co oznacza to, że rynek zawsze jest transmitterem (nadawcą) zmienności.

W tabelach od 5.4. do 5.6. przedstawiono rząd kwantyla dla wartości indeksu NET 0 lub pierwszej mniejszej od 0 dla pełnej doby (*BASE*) w podziale na trzy podokresy przy wykorzystaniu stóp zwrotu jako miary efektu przenikania. Na podstawie przedstawionych danych dokonano pogrupowania rynków energii elektrycznej w następujących przedziałach:

- grupa nadawców (N) – poniżej kwantyla 0,10,
- grupa częściej nadawców niż odbiorców ($N > O$) – powyżej kwantyla 0,10 i poniżej kwantyla 0,50. Oznacza to, że w co najmniej przez 90% badanego czasu (a być może więcej) dany rynek energii elektrycznej był nadawcą zmienności, ponieważ aż w 90% ich wartości były dodatnie,
- grupa częściej odbiorców niż nadawców ($N < O$) – między kwantylem 0,50 a kwantylem 0,90. Oznacza to, że w ponad 50% badanego czasu (a być może więcej) dany rynek energii elektrycznej miał wartości dodatnie, a zatem odgrywał rolę nadawcy zmienności,
- grupa odbiorców (O) – powyżej kwantyla 0,90.

Tabela 5.4. Wartości kwantyli oraz wartości minimalna i maksymalna indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla pełnej doby (*BASE*) w pierwszym podokresie (od 1 sierpnia 2007 roku do 31 października 2011 roku) przy wykorzystaniu stóp zwrotu

Indeks	Rząd kwantyla dla wartości indeksu NET „0” lub pierwszej mniejszej od 0	Kwantyl 0,10	Kwantyl 0,50	Kwantyl 0,90	Min	Max
OMEL PT 07	0,90	-20,40	-12,63	0,10	-28,77	7,78
OMEL ES 07	0,86	-26,68	-15,42	3,91	-33,26	25,85
OPCOM RO 07	0,61	-11,86	-1,98	6,24	-20,65	13,23
APX NL 07	0,57	-4,33	-0,58	4,06	-10,74	6,80
NordPool 07	0,54	-10,49	-0,86	10,39	-34,14	25,14
GME IT 07	0,49	-6,55	0,09	5,47	-22,54	11,84
EPEX FR 07	0,49	-6,56	0,12	4,28	-16,84	21,44
BELPEX BE 07	0,47	-10,10	0,63	4,80	-16,77	15,21

EPEX DE 07	0,45	-5,90	0,69	8,21	-22,00	17,43
EPEX CH 07	0,19	-0,95	10,09	19,43	-5,10	30,24
POLPX PL 07	0,11	-0,83	6,07	12,46	-11,54	25,68
OTE CZ 07	0,07	0,78	7,70	16,72	-5,66	24,70
EXAA AT 07	0,05	2,17	5,97	11,07	-4,64	16,50

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 5.5. Wartości kwantyli oraz wartości minimalna i maksymalna indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla pełnej doby (*BASE*) w drugim podokresie (od 1 listopada 2011 roku do 10 lutego 2016 roku) przy wykorzystaniu stóp zwrotu

Indeks	Rząd kwantyla dla wartości indeksu NET „0” lub pierwszej mniejszej od 0	Kwantyl 0,10	Kwantyl 0,50	Kwantyl 0,90	Min	Max
OMEL ES 11	0,99	-40,20	-33,34	-6,98	-61,10	6,82
OMEL PT 11	1,00	-39,07	-33,14	-18,24	-66,90	-8,52
NP NO1 11	0,98	-23,04	-16,27	-9,12	-32,70	3,60
NP EE 11	0,87	-26,30	-16,91	1,31	-32,15	11,40
N2EX UK 11	0,87	-14,16	-7,53	0,91	-18,65	7,78
OPCOM RO 11	0,78	-17,70	-6,85	4,36	-29,78	9,90
NP FI 11	0,77	-13,95	-4,14	3,44	-21,80	19,84
GME IT 11	0,68	-13,71	-6,32	7,23	-26,57	15,85
NP DK 11	0,67	-13,65	-4,54	4,82	-22,33	14,00
NP SE4 11	0,66	-7,28	-2,06	6,56	-15,48	25,52
NordPool 11	0,51	-4,54	-0,02	16,08	-12,51	35,17
HUPX HU 11	0,43	-13,64	2,63	13,64	-24,90	20,64
BELPEX BE 11	0,36	-7,37	3,22	12,20	-23,41	28,17
SIPX SI 11	0,20	-4,24	5,58	17,02	-14,24	22,63
APX NL 11	0,15	-3,73	6,97	14,86	-13,61	21,73
POLPX PL 11	0,13	-1,88	9,52	17,07	-9,75	23,21
EPEX FR 11	0,06	1,75	10,27	24,85	-4,58	33,48
EPEX CH 11	0,03	4,22	21,02	31,81	-3,84	36,26
OKTE SK 11	0,02	4,09	10,35	26,89	-7,19	37,88
OTE CZ 11	0,01	5,85	14,91	26,82	-7,17	35,15
EPEX DE 11	0,00	4,13	13,94	22,79	-0,94	32,75
EXAA AT 11	0,00	13,16	17,98	24,44	4,30	37,52

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 5.6. Wartości kwantyli oraz wartości minimalna i maksymalna indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla pełnej doby (*BASE*) w trzecim podokresie (od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku) przy wykorzystaniu stóp zwrotu

Indeks	Rząd kwantyla dla wartości indeksu NET „0” lub pierwszej mniejszej od 0	Kwantyl 0,10	Kwantyl 0,50	Kwantyl 0,90	Min	Max
OMEL PT 16	1,00	-48,24	-38,42	-26,77	-75,07	-6,10
HENEX GR 16	1,00	-28,64	-18,17	-9,76	-52,17	6,23

OMEL ES 16	0,98	-44,03	-34,45	-21,43	-72,64	19,56
N2EX UK 16	0,96	-31,76	-21,94	-6,18	-45,79	22,69
GME IT 16	0,83	-33,91	-11,79	4,51	-53,56	17,07
NP NO1 16	0,76	-25,07	-8,52	5,27	-50,19	13,30
NP DK 16	0,70	-17,16	-5,25	8,52	-42,81	17,01
IBEX BG 16	0,60	-15,27	-3,24	11,26	-31,82	22,70
OPCOM RO 16	0,53	-10,82	-0,85	8,68	-23,85	17,27
NP LV 16	0,52	-13,54	-0,21	9,87	-21,05	30,53
BELPEX BE 16	0,45	-14,15	1,19	14,36	-37,01	24,38
NP SE4 16	0,43	-10,10	1,65	18,97	-19,81	40,04
NP LT 16	0,40	-13,69	1,58	11,67	-20,43	29,93
NP EE 16	0,38	-11,94	4,03	13,58	-26,49	21,19
CROPEX HR 16	0,32	-11,71	4,95	14,11	-34,23	151,53
NP FI 16	0,32	-14,86	8,25	19,49	-30,18	39,32
NordPool 16	0,31	-7,05	5,06	18,41	-16,41	38,66
APX NL 16	0,29	-10,24	7,80	18,79	-25,87	36,77
SIPX SI 16	0,22	-5,91	8,46	19,47	-19,47	36,73
POLPX PL 16	0,18	-5,68	10,26	18,95	-18,87	25,97
EPEX FR 16	0,17	-9,50	15,75	31,21	-14,62	37,49
EPEX CH 16	0,17	-2,39	11,49	30,96	-14,02	37,55
EPEX DE 16	0,13	-2,13	9,71	19,72	-9,73	27,66
HUPX HU 16	0,07	2,31	14,02	24,51	-14,16	42,25
OKTE SK 16	0,05	2,63	16,46	27,37	-11,83	36,18
OTE CZ 16	0,05	3,42	16,14	30,19	-5,83	37,31
EXAA AT 16	0,00	5,67	18,94	33,27	1,16	38,97

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 5.7. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla trzech podokresów w pełnej dobie (*BASE*) przy wykorzystaniu stóp zwrotu

Rola rynku	Przedział	Pierwszy podokres	Drugi podokres	Trzeci podokres
N	<min – q _{0,10} >	EXAA_AT_07 OTE_CZ_07	EPEX_DE_11 OKTE_SK_11 OTE_CZ_11 EPEX_FR_11 EPEX_CH_11 EXAA_AT_11	HUPX_HU_16 OTE_CZ_16 OKTE_SK_16 EXAA_AT_16
N>O	(q _{0,10} – q _{0,50} >	GME_IT_07 EPEX_FR_07 BELPEX_BE_07 EPEX_DE_07 POLPX_PL_07 EPEX_CH_07	BELPEX_BE_11 HUPX_HU_11 SIPX_SI_11 APX_NL_11 POLPX_PL_11	SIPX_SI_16 EPEX_DE_16 POLPX_PL_16 EPEX_CH_16 EPEX_FR_16 BELPEX_BE_16 NP_LT_16 NP_SE4_16 NP_EE_16 CROPEX_HR_16 NordPool_16 APX_NL_16 NP_FI_16

O>N	($q_{0,50} - q_{0,90}$)>	OMEL_PT_07 OMEL_ES_07 OPCOM_RO_07 NordPool_07 APX_NL_07	N2EX_UK_11 GME_IT_11 OPCOM_RO_11 NP_EE_11 NP_DK_11 NP_FI_11 NP_SE4_11 NordPool_11	GME_IT_16 NP_NO1_16 NP_DK_16 IBEX_BG_16 OPCOM_RO_16 NP_LV_16
O	($q_{0,90} - \max$)>		OMEL_PT_11 OMEL_ES_11 NP_NO1_11	OMEL_PT_16 OMEL_ES_16 N2EX_UK_16 HENEX_GR_16

Uwagi: O - odbiorca netto zmienności, N – nadawca (transmitter/przełożnik) netto zmienności

Źródło: opracowanie własne.

Pierwsza analizowana w tabeli 5.7 grupa obejmuje rynki, które odgrywały rolę nadawcy (transmitera) netto zmienności. W pierwszym podokresie były to rynki austriacki i czeski, które utrzymywały swoją rolę w pozostałych podokresach. W drugim podokresie do grupy nadawców zmienności dołączył rynek słowacki, który również utrzymał swoją rolę w trzecim podokresie. Z kolei rynki niemiecki, francuski i szwajcarski (należące do regionu CWE) były transmitterami zmienności tylko w drugim podokresie, a rynek węgierski tylko w trzecim podokresie.

Można zatem zauważyć, że przez wszystkie trzy podokresy nadawcami (transmitera) netto zmienności stale były rynki austriacki i czeski oraz zamiennie rynki należące tylko do regionu CWE (niemiecki, francuski i szwajcarski) lub regionu CEE (słowacki i węgierski). Wyniki te można wytłumaczyć faktem, że w latach 2007–2021 kraje należące do regionu CWE odpowiadały za około 44,2% łącznej produkcji energii elektrycznej brutto w Europie, a rynki niemiecki i francuski to główni europejscy eksporterzy energii elektrycznej. Wyniki te są zgodne z wnioskami z badań Ma i in. (2022) oraz podobne do Sikorska-Pastuszka i Papież (2023). Z kolei analizując saldo w wymianie międzystanowej energii elektrycznej (przedstawionej w podrozdziale 4.1.2. w tabeli 4.2.), zauważyć można, że nie tylko eksporterzy netto energii elektrycznej są nadawcami zmienności (jak widać na przykładzie rynku czeskiego), ale również importerzy netto energii elektrycznej, co potwierdza rynek austriacki.

Kolejną analizowaną grupą są rynki, które częściej były nadawcami niż odbiorcami netto zmienności (N>O). Taką rolę przez wszystkie trzy analizowane podokresy odgrywały rynki belgijski i polski. W pierwszym podokresie były to również rynki włoski, francuski, niemiecki i szwajcarski, jednak nie kontynuowały tej roli w drugim podokresie. Następnie do grupy tej w drugim podokresie dołączyły rynki słoweński i holenderski, które utrzymały

swoją rolę w trzecim podokresie oraz rynek węgierski. Z kolei w trzecim podokresie do analizowanej grupy ponownie dołączyły rynki niemiecki, szwajcarski i francuski (które pojawiły się w pierwszym podokresie) oraz po raz pierwszy rynki z regionu Europy Północnej (litewski, szwedzki, estoński, skandynawski i fiński) oraz rynek chorwacki.

Wyniki dla grupy, która obejmuje rynki odgrywające częściej rolę nadawcy niż odbiorcy netto zmienności ($N > O$), przedstawiają rynek belgijski i polski jako dominujące w tym zbiorze (powtarzają się w każdym z analizowanych podokresów). Zarówno rynek belgijski, jak i polski odgrywał zamiennie rolę importera netto energii elektrycznej (w latach 2007–2008 oraz 2010–2018 jest nim rynek belgijski, a w 2014 roku oraz w latach 2016–2021 rynek polski). Podobnie zamienna jest rola eksportera netto energii elektrycznej dla analizowanych rynków (w 2009 roku oraz w latach 2019–2021 jest nim rynek belgijski, a w latach 2007–2013 oraz w 2015 roku rynek polski). Pozostałe rynki w grupie $N > O$ odgrywają przeważnie rolę importera netto energii elektrycznej (są to rynki włoski, węgierski, holenderski, chorwacki i fiński), a następnie rolę eksportera netto energii elektrycznej (są to rynki francuski i niemiecki). Część z rynków odgrywa również zamiennie rolę eksportera/importera netto energii elektrycznej i należą do nich rynki słoweński, litewski, szwedzki oraz estoński).

Trzecią grupę stanowią rynki, które częściej były odbiorcami niż nadawcami netto zmienności ($O > N$). W tej kategorii główny udział miał rynek rumuński. Dodatkowo w tym czasie rolę tę odgrywał również rynek skandynawski (także w drugim podokresie) oraz rynki portugalski, hiszpański i holenderski. W drugim podokresie do grupy tej dołączyły rynki włoski i duński (utrzymując tę pozycję w trzecim podokresie) oraz rynki brytyjski, estoński, fiński i szwedzki. W ostatnim analizowanym podokresie do trzeciej grupy dołączyły również rynki norweski, bułgarski oraz łotewski.

W trzeciej analizowanej grupie główny udział ma rynek rumuński, którego rola jako eksportera/importera netto energii elektrycznej była zamienna, tzn. w latach 2007–2011 oraz 2013–2018 był eksporterem netto energii elektrycznej, a w 2012 roku oraz w latach 2019–2021 był importerem netto energii elektrycznej. Pozostałe rynki energii elektrycznej były przeważnie importerami netto energii elektrycznej (rynki holenderski, brytyjski, włoski, fiński oraz łotewski), a następnie eksporterami netto energii elektrycznej (rynki norweski i bułgarski). Część z rynków odgrywała również zamiennie rolę eksportera/importera netto energii elektrycznej. Są to rynki hiszpański, estoński, duński oraz szwedzki.

Ostatnią grupę stanowią rynki będące odbiorcami netto zmienności. W pierwszym podokresie żaden z 27 europejskich rynków energii elektrycznej nie był odbiorcą. Dopiero

w drugim podokresie do grupy tej dołączyły rynki portugalski i hiszpański, które utrzymały swoją pozycję do końca 2022 roku. Dodatkowo w drugim podokresie rolę odbiorcy zmienności odgrywał również rynek norweski, a w trzecim podokresie rynek grecki.

Wyniki wskazują zatem, że głównymi odbiorcami zmienności spośród wszystkich analizowanych rynków energii elektrycznej są rynki regionu Półwyspu Iberyjskiego (OMEL_PT oraz OMEL_ES). Łączny udział tych rynków w średniej europejskiej produkcji energii elektrycznej w latach 2007–2021 wyniósł około 21,6% (szczegółowe wyniki w podrozdziale 4.1.1. w tabeli 4.1.). Ponadto rynki te w latach 2007–2021 były głównie importerami netto energii elektrycznej (wyjątkiem jest okres w latach 2007–2015 na rynku hiszpańskim oraz okres w latach 2016–2018 na rynku portugalskim, gdzie rynki były eksporterami netto energii elektrycznej - szczególowe wyniki w podrozdziale 4.1.2. w tabeli 4.2.). Podobne wnioski z badań uzyskali Ma i in. (2022) oraz Do i in. (2020). Saldo w wymianie międzysystemowej energii elektrycznej wskazuje również że stałą rolę importera energii elektrycznej odgrywał także rynek brytyjski i grecki, z kolei rynek norweski był głównie eksporterem energii elektrycznej.

Podsumowując, można stwierdzić, że analizując saldo w wymianie międzysystemowej energii elektrycznej (przedstawionej w podrozdziale 4.1.2. w tabeli 4.2.), zauważyć można że nie występuje zależność pomiędzy rolą eksportera i importera netto energii elektrycznej a byciem odbiorcą czy nadawcą netto zmienności. W przypadku rynków regionu CWE można przyjąć, że ich duży udział w produkcji energii elektrycznej w Europie wpłynął na bycie przeważnie nadawcą zmienności. Ma i in. (2022) wskazują również, że rynki regionu CWE są dobrze zintegrowane z innymi rynkami w europejskim systemie elektroenergetycznym, co może przyczyniać się do odgrywania roli nadawcy lub częściej nadawcy niż odbiorcy netto zmienności. Z kolei w przypadku rynku hiszpańskiego i portugalskiego, okazuje się że są to rynki, które wywierają na siebie największy wpływ z uwagi na położenie na Półwyspie Iberyjskim oraz budując Iberyjski Rynek Energii Elektrycznej (jak wskazują Abadie i Chamorro (2021), w rzeczywistości Hiszpania ma tylko rynek lokalny zależny głównie od Portugalii, a pozostałe połączenia międzysystemowe z Francją, Marokiem i Andorą mają ograniczoną przepustowość).

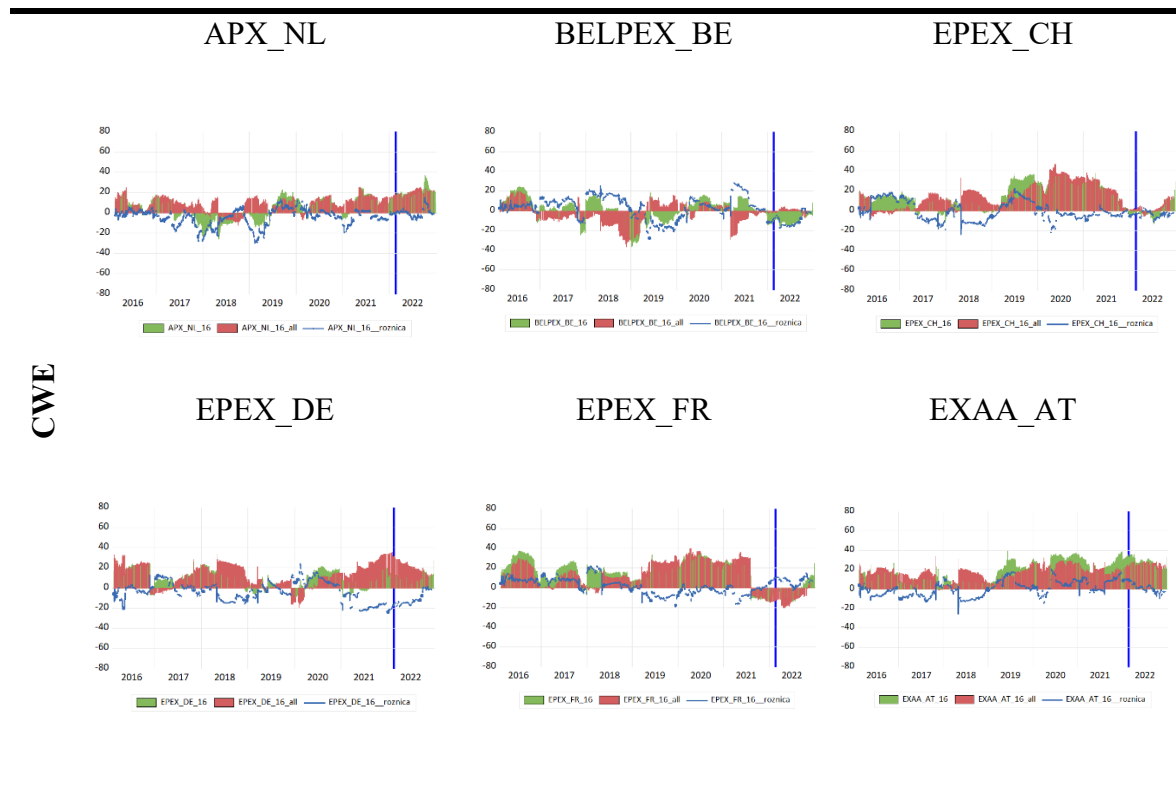
5.2.2. Wpływ determinant cen energii elektrycznej na rolę rynków energii elektrycznej od 2016 roku – NET dla stóp zwrotu

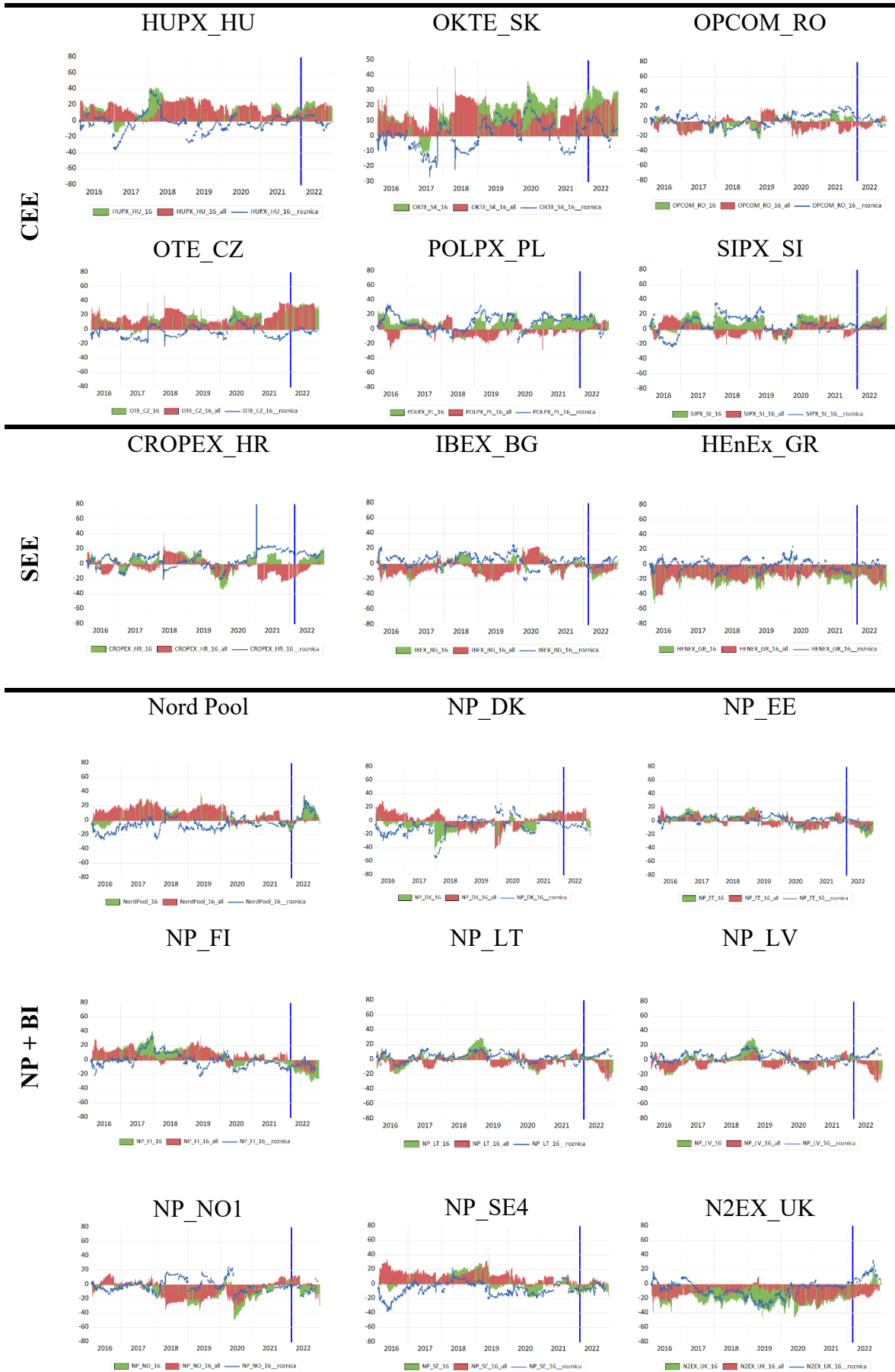
Kolejnym istotnym wątkiem niniejszej rozprawy doktorskiej jest przeprowadzenie analizy całkowitego powiązania kierunkowego netto (NET) dla 27 europejskich rynków

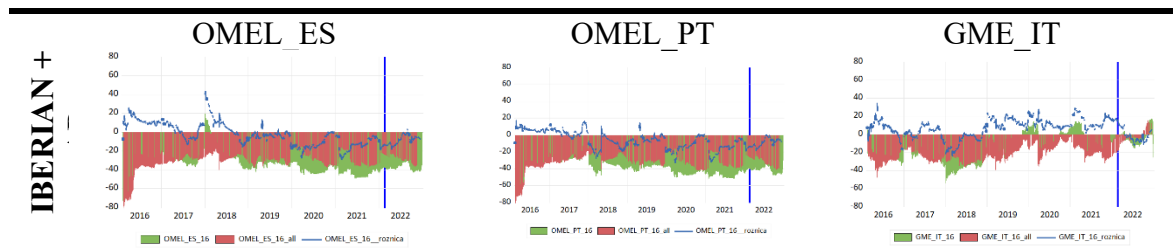
energii w trzecim podokresie (zgodnie z analizowanym zbiorem danych przedstawionym na rysunku 4.1. w podrozdziale 4.2.1.), który zaprezentowany został:

- przed wyeliminowaniem wpływu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA na zmienność cen energii elektrycznej – obszar zacieniony kolorem zielonym,
- po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA na zmienność cen energii elektrycznej – obszar zacieniony kolorem czerwonym.

Analiza ta pozwoli na ocenę tego, czy po wyeliminowaniu wpływu dużej zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA ze zmienności cen energii elektrycznej (od 2016 roku) rola rynków jako transponderów lub odbiorców netto szoków w systemie uległa wzmocnieniu, osłabieniu lub nie uległa zmianie. Szczegółowe wartości indeksu NET umożliwiające ocenę roli rynku energii elektrycznej przedstawiono na rysunku 5.9. oraz w tabeli 5.8. Dodatkowo na rysunku 5.9. znajduje się niebieska linia (*nazwa danego rynku_16_różnica*) stanowiąca różnicę między indeksem NET nieuwzględniającym wpływu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA a indeksem NET, który uwzględnia wskazane determinanty cen energii elektrycznej. Z kolei pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 roku).







Rysunek 5.9. Indeks NET dla cen energii elektrycznej przed i po wyeliminowaniu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA w trzecim podokresie rozpatrywany dla pełnej doby (*BASE*) przy wykorzystaniu stóp zwrotu

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 5.8. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej przed i po wyeliminowaniu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA w trzecim podokresie rozpatrywany dla pełnej doby (*BASE*) przy wykorzystaniu stóp zwrotu

Rola rynku	Przedział	Trzeci podokres (przed wyeliminowaniem zmienności determinant cen energii elektrycznej)	Trzeci podokres (po wyeliminowaniu zmienności determinant cen energii elektrycznej)
N	$\langle \min - q_{0,10} \rangle$	HUPX_HU_16 OTE_CZ_16 OKTE_SK_16 EXAA_AT_16	HUPX_HU_16_all OTE_CZ_16_all OKTE_SK_16_all EXAA_AT_16_all
N>O	$(q_{0,10} - q_{0,50})$	SIPX_SI_16 EPEX_DE_16 POLPX_PL_16 EPEX_CH_16 EPEX_FR_16 BELPEX_BE_16 NP_LT_16 NP_SE4_16 NP_EE_16 CROPEX_HR_16 NordPool_16 APX_NL_16 NP_FI_16	SIPX_SI_16_all EPEX_DE_16_all EPEX_CH_16_all EPEX_FR_16_all NP_SE4_16_all NordPool_16_all APX_NL_16_all NP_FI_16_all NP_DK_16_all
O>N	$(q_{0,50} - q_{0,90})$	GME_IT_16 NP_NO1_16 NP_DK_16 IBEX_BG_16 OPCOM_RO_16 NP_LV_16	NP_NO1_16_all IBEX_BG_16_all OPCOM_RO_16_all NP_LV_16_all CROPEX_HR_16_all NP_LT_16_all POLPX_PL_16_all BELPEX_BE_16_all NP_EE_16_all
O	$(q_{0,90} - \max)$	OMEL_PT_16 OMEL_ES_16 N2EX_UK_16 HENEX_GR_16	OMEL_PT_16_all OMEL_ES_16_all GME_IT_16_all HENEX_GR_16_all N2EX_UK_16_all

Uwagi: O - odbiorca netto zmienności, N – nadawca (transmitter/przełącznik) netto zmienności
Źródło: opracowanie własne.

Po wyeliminowaniu wpływu wysokiej zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA ze zmienności cen energii elektrycznej w trzecim podokresie (od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku), rola rynków w grupie odbiorców, nadawców, N>O lub O>N netto zmienności jest albo wzmocniona, albo osłabiona, albo nie ulega zmianie. Wyniki można podsumować w następujący sposób. Po pierwsze, główne rynki w grupie: transmitterów (węgierski, czeski, słowacki i austriacki), N>O (słoweński, niemiecki, szwajcarski, francuski, szwedzki, skandynawski, holenderski i fiński), O>N (norweski, bułgarski, rumuński i łotewski), odbiorców (portugalski, hiszpański, brytyjski i grecki) utrzymują swoją rolę po wyeliminowaniu zmienności determinant cen energii elektrycznej. Po drugie, zmianie uległa grupa rynków, które częściej odgrywały rolę nadawcy niż odbiorcy. Po eliminacji determinant rynki polski, belgijski, litewski, estoński i chorwacki trafiły do grupy rynków, które częściej odgrywały rolę odbiorcy niż nadawcy zmienności. Po trzecie, zmianie uległa również grupa rynków, które częściej odgrywały rolę odbiorcy niż nadawcy zmienności. Po wyeliminowaniu wpływu zmienności determinant cen energii elektrycznej rynek włoski stał się odbiorcą netto zmienności, a rynek duński częściej nadawcą niż odbiorcą zmienności.

Wynika stąd, że rola głównych nadawców i odbiorców netto zmienności zarówno przed, jak i po uwzględnieniu zmienności determinant w trzecim podokresie nie uległa zmianie. Uwzględnienie zmienności determinant miało jednak wpływ na rolę rynków z grupy N>O (CROPEX_HR_16_all, NP_LT_16_all, POLPX_PL_16_all, BELPEX_BE_16_all i NP_EE_16_all) oraz O>N (GME_IT_16 i NP_DK_16). Oznacza to, że na wszystkich tych rynkach wysoka zmienność cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA ma istotny wpływ na ich rolę.

5.2.3. Wpływ inwazji Rosji na Ukrainę na rolę rynków energii elektrycznej – NET dla stóp zwrotu

Ostatnią z istotnych kwestii związanych z analizą ról europejskich rynków energii elektrycznej w okresie *BASE*, jest wpływ inwazji Rosji na Ukrainę. Tak jak w przypadku wskaźnika TCI, tak i dla indeksu NET okres wybuchu wojny w Ukrainie, został porównany do okresu sprzed inwazji Rosji, obejmując łącznie cały trzeci podokres. W tabeli 5.9. przedstawiono ocenę roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET w podziale na trzy okresy (przed oraz w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę), których szczegółowa charakterystyka została podana w podrozdziale 5.1.1. w pkt. b:

- od 11 lutego 2016 roku do 3 sierpnia 2021 roku,
- od 4 sierpnia 2021 roku do 23 lutego 2022 roku,
- od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku.

Tabela 5.9. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych w pełnej dobie (*BASE*) przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę przy wykorzystaniu stóp zwrotu

Rola rynku	Przedział	11 lutego 2016 – 3 sierpnia 2021	4 sierpnia 2021 – 23 lutego 2022	24 lutego 2022 – 31 grudnia 2022 (w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę)
N	<min – q _{0,10} >	HUPX_HU_16 EPEX_CH_16 OTE_CZ_16 EXAA_AT_16 OKTE_SK_16 EPEX_FR_16	NP_LV_16 NP_LT_16 NP_EE_16 NP_DK_16 APX_NL_16 EPEX_DE_16 OKTE_SK_16 POLPX_PL_16 OTE_CZ_16 EXAA_AT_16	EPEX_DE_16 SIPX_SI_16 POLPX_PL_16 HUPX_HU_16 APX_NL_16 EXAA_AT_16 OKTE_SK_16 OTE_CZ_16
N>O	(q _{0,10} – q _{0,50} >	NP_LT_16 BELPEX_BE_16 NP_SE4_16 CROPEX_HR_16 APX_NL_16 NP_EE_16 NordPool_16 POLPX_PL_16 SIPX_SI_16 EPEX_DE_16 NP_FI_16	SIPX_SI_16 IBEX_BG_16 EPEX_CH_16 OPCOM_RO_16 NP_NO1_16 HUPX_HU_16	NP_DK_16 CROPEX_HR_16 NordPool_16
O>N	(q _{0,50} – q _{0,90} >	GME_IT_16 NP_NO1_16 NP_DK_16 IBEX_BG_16 OPCOM_RO_16 NP_LV_16	NordPool_16 NP_SE4_16 NP_FI_16 CROPEX_HR_16 BELPEX_BE_16	NP_NO1_16 IBEX_BG_16 NP_SE4_16 NP_LV_16 GME_IT_16 NP_LT_16 EPEX_FR_16 EPEX_CH_16 N2EX_UK_16 OPCOM_RO_16
O	(q _{0,90} – max>	OMEL_PT_16 OMEL_ES_16 N2EX_UK_16 HENEX_GR_16	OMEL_PT_16 OMEL_ES_16 HENEX_GR_16 N2EX_UK_16 EPEX_FR_16 GME_IT_16	OMEL_PT_16 OMEL_ES_16 HENEX_GR_16 NP_FI_16 NP_EE_16 BELPEX_BE_16

Uwagi: O - odbiorca netto zmienności, N – nadawca (transmitter/przełącznik) netto zmienności
Źródło: opracowanie własne.

Wyniki przedstawione w tabeli 5.9. można podsumować w następujący sposób. Po pierwsze, do grupy rynków, które przez wszystkie okresy odgrywały rolę nadawcy netto zmienności, należą rynki czeski, austriacki i słowacki. Oznacza to, że pomimo wybuchu wojny w Ukrainie ich rola nie uległa zmianie. Z kolei rynki, które do 23 lutego 2022 roku były nadawcami zmienności, jednak wraz z inwazją Rosji na Ukrainę rolę tę zmieniły to rynki szwajcarski i francuski (będące w grupie N od 11 lutego 2016 roku do 3 sierpnia 2021 roku) oraz rynki regionu Europy Północnej (litewski, łotewski, estoński i duński - będące w grupie N od 4 sierpnia 2021 roku do 23 lutego 2022 roku). Z kolei po wybuchu wojny w Ukrainie (od 24 lutego 2022 roku) rolę nadawcy zmienności odgrywały ponownie rynek węgierski (tak, jak w pierwszym okresie przed wojną) oraz rynki holenderski, niemiecki i polski (tak, jak w drugim okresie przed wojną).

Po drugie, rynki należące do grupy $N>O$ zmieniały się na przestrzeni analizowanych okresów (przed i po wybuchu wojny w Ukrainie). Jedynie rynki chorwacki i skandynawski, które częściej były nadawcami niż odbiorcami netto zmienności w okresie od 11 lutego 2016 roku do 3 sierpnia 2021 roku, ponownie wróciły do tej grupy po inwazji Rosji na Ukrainę.

Po trzecie, rynki włoski, norweski, bułgarski, rumuński i łotewski, które w okresie od 11 lutego 2016 roku do 3 sierpnia 2021 roku należały do grupy rynków odgrywających częściej rolę odbiorców niż nadawców netto zmienności ($O>N$), nie utrzymały tej pozycji w drugim okresie, jednak po inwazji Rosji na Ukrainę ponownie wróciły do tej grupy. W drugim okresie w grupie rynków $O>N$ pojawił się również rynek szwedzki i utrzymał tę rolę po wybuchu wojny w Ukrainie. Z kolei rynki litewski, francuski, szwajcarski i brytyjski po 24 lutego 2022 roku dołączyły do tej grupy, pomimo że w dwóch poprzednich okresach nie odgrywały takiej roli.

Ostatnią analizowaną grupą pod względem rodzaju odgrywanej roli rynków energii elektrycznej przed i po inwazji Rosji na Ukrainę jest grupa odbiorców netto zmienności. Niezależnie od sytuacji geopolitycznej przez wszystkie analizowane okresy odbiorcą zmienności były rynki portugalski, hiszpański i grecki. Po wybuchu wojny w Ukrainie odbiorcą zmienności przestał być rynek brytyjski. Dodatkowo po 24 lutego 2022 roku do głównych odbiorców netto zmienności dołączyły rynki fiński, estoński i belgijski.

Podsumowując, można stwierdzić, że odgrywanie roli głównego odbiorcy lub nadawcy netto zmienności jest niezależne od wybuchu wojny w Ukrainie. Zmianie ulegają jednak rynki należące do grup $N>O$ oraz $O>N$, których rodzaj odgrywanej roli jest

najprawdopodobniej uzależniony od sytuacji geopolitycznej związanej z inwazją Rosji na Ukrainę.

5.3. Podsumowanie

W celu oceny stopnia integracji, powiązań regionalnych i pełnionej funkcji przez europejskie rynki energii elektrycznej wykorzystano model TVP-VAR z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań (Balcilar i in. 2021). Analizy prowadzone były dla okresu *BASE*, a miarą efektu przenikania były odsezonowane logarytmy stóp zwrotu oraz dodatkowo odsezonowane logarytmy stóp zwrotu po wyeliminowaniu wpływ determinant cen energii elektrycznej. Na podstawie przeprowadzonych badań można wysnuć następujące wnioski.

Po pierwsze, dynamiczny wskaźnik całkowitego powiązania (TCI) ma tendencję wzrostową w latach 2007–2022, chociaż ta tendencja ulega licznym wahaniom (spadkom) w odpowiedzi na wydarzenia gospodarcze, geopolityczne (np. od 4 sierpnia 2021 roku do 23 lutego 2022 roku wskaźnik TCI spadł) oraz na zmiany na rynkach energii elektrycznej (wskutek np. awarii lub przestoju technologicznych). Można jednak przyjąć, że wraz z upływem czasu następuje zwiększone rozprzestrzenianie się zmienności i integracja europejskich rynków energii elektrycznej. Stwierdzenie to jest zgodne z Uribe i in. (2020), którzy analizowali 7 europejskich rynków energii elektrycznej oraz Ma i in. (2022), którzy analizowali 12 europejskich rynków energii elektrycznej, a także z Sikorska-Pastuszka i Papież (2023).

Po drugie, wskaźnik powiązania kierunkowego netto parami (NPDC) oraz wskaźnik powiązania parami (PCI) nie odrzucają trzeciej hipotezy szczegółowej (HSZ3), która zakłada, że integracja będzie większa w przypadku rynków bliższych geograficznie. Początkowo pojawiały się powiązania rynków w ramach regionu Półwyspu Iberyjskiego oraz Europy Środkowo-Zachodniej. W przypadku Półwyspu Iberyjskiego występowanie silnych powiązań pomiędzy rynkami już od pierwszego podokresu wynikać może z m.in. wspólnego Iberyjskiego Rynku Energii Elektrycznej, ograniczonych połączeń z innymi rynkami (jak wskazują Abadie i Chamorro (2021), Hiszpania ma tylko rynek lokalny zależny głównie od Portugalii, a pozostałe połączenia międzysystemowe z Francją, Marokiem i Andorą mają ograniczoną przepustowość). Dodatkowo oba rynki portugalski i hiszpański położone są w strefie klimatu śródziemnomorskiego, w którym w dużej mierze występują niestabilne OZE takie jak energia słoneczna i wiatrowa, gdyż ich wykorzystanie w produkcji

energii elektrycznej często jest zakłócone przez warunki pogodowe. W wyniku tego powstają w krótkim czasie liczne skutki uboczne związane ze zmiennością cen na rynkach energii elektrycznej. Z kolei w przypadku powiązań rynków regionu CWE można przyjąć, że odgrywają one kluczową rolę w produkcji energii elektrycznej w Europie, są w czołówce liberalizacji rynku energii elektrycznej oraz są rynkami bardziej dojrzałymi i stabilnymi, niż pozostałe europejskie rynki energii elektrycznej. Można zatem przyjąć, że położenie geograficzne rynków jest podstawą do łatwiejszego przesyłu energii elektrycznej. W późniejszym okresie pojawiły się również powiązania pomiędzy rynkami w regionie Europy Północnej i Europą Środkowo-Wschodnią. Od trzeciego analizowanego podokresu widoczne stały się połączenia nie tylko pomiędzy rynkami w ramach danego regionu, ale również pomiędzy samymi regionami.

Dominującą rolę odbiorcy zmienności netto odgrywały rynki na Półwyspie Iberyjskim, a głównymi transponderami zmienności netto ceny były przeważnie rynki regionu CWE. W przypadku Półwyspu Iberyjskiego może to wynikać z faktu, że w latach 2007–2021 rynki hiszpański i portugalski były przeważnie importerem netto energii elektrycznej (wyjątkiem jest okres w latach 2007–2015 na rynku hiszpańskim oraz okres w latach 2016–2018 na rynku portugalskim, gdzie rynki były eksporterami netto energii elektrycznej). Natomiast w przypadku rynków regionu CWE, to odpowiadają one łącznie za około 44,2% łącznej produkcji energii elektrycznej brutto w Europie, co może wpływać na bycie głównym transponderem zmienności. Co więcej, jak zauważyła Chuliá i in. (2019), niemiecki i francuski rynek energii elektrycznej są najlepiej powiązane z pozostałymi rynkami w Europie. Najwyższym własnym wkładem zmienności charakteryzowały się rynki brytyjski i polski. W przypadku rynku brytyjskiego może to wynikać z m.in. sceptycznego podejścia rynku do ściślejszej integracji z pozostałymi europejskimi rynkami energii elektrycznej, położenia geograficznego (rynek wyspiarski otoczony morzami, oceanem i Kanałem La Manche), wyjścia z UE po Brexicie i w konsekwencji wykorzystywania alternatywnych rozwiązań umożliwiających handel energią elektryczną. Z kolei w przypadku rynku polskiego, przyczyną dużej własnej zmienności może być wytwarzanie energii elektrycznej głównie ze źródeł konwencjonalnych, które są centralnie sterowane i koordynowane, a w mniejszym stopniu z OZE, które jest zależne od pogody i wpływają na niestabilność pracy sieci elektroenergetycznych.

Po trzecie, indeks całkowitego powiązania kierunkowego netto (NET) odrzuca czwartą szczegółową hipotezę badawczą (HSZ4), która zakłada, że eksporterzy netto energii elektrycznej odgrywają większą rolę na europejskich rynkach energii elektrycznej. Wartości

indeksu całkowitego powiązania kierunkowego netto (NET) w okresie *BASE* dla stóp zwrotu wskazały, że rynki austriacki i czeski są głównymi nadawcami (transmitterami) netto zmienności, a rynki Półwyspu Iberyjskiego są głównymi odbiorcami netto zmienności. Z kolei dane przedstawione w podrozdziale 4.1.2. w tabeli 4.2. wskazują, że nie tylko eksporterzy netto energii elektrycznej (tj. rynek czeski) są transmitterami (nadawcami) zmienności, ale również są nimi importerzy netto zmienności (tj. rynek austriacki). Natomiast rynek portugalski (odbiorca zmienności) był w latach 2007–2021 stałym importerem energii elektrycznej (średnio 52,67 TWh/rocznie – por. tabela 4.1.), a rynek hiszpański (odbiorca zmienności) zamiennie odgrywał rolę importera i eksportera netto energii elektrycznej. Można zatem stwierdzić, że nie występuje zależność pomiędzy rolą eksportera i importera netto energii elektrycznej a byciem odbiorcą czy nadawcą netto zmienności.

Po czwarte, oceniając wpływ determinant cen energii elektrycznej na stopień integracji rynków energii elektrycznej, można przyjąć, że w latach 2016–2022, po ich wyeliminowaniu z cen energii elektrycznej, europejskie rynki energii elektrycznej charakteryzowały się mniejszym stopniem integracji. Wynika stąd, że ceny surowców energetycznych oraz EUA w dużym stopniu mają wpływ na stopień integracji rynków energii elektrycznej mierzony rozprzestrzenianiem zmienności. Zatem brak eliminacji zmienności determinant cen energii elektrycznej z miary efektu przenikania (stóp zwrotu) przeszacowuje stopień integracji. Z uwagi na fakt, że po eliminacji wpływu determinant cen energii elektrycznej nadal obserwujemy integrację rynków energii elektrycznej związaną z przenoszeniem się zmienności, czynnikami powodującymi to przenoszenie się zmienności mogą być też: popyt i podaż (gdy występują niedobory w produkcji energii elektrycznej, konieczny jest jej import, a duży udział OZE w produkcji energii elektrycznej wpływa na niższą cenę energii i na zwiększoną zmienność), struktura miksu energetycznego (mniejsza dokładność prognoz produkcji energii elektrycznej z pogodozależnych źródeł OZE w porównaniu do źródeł konwencjonalnych, które łatwiej planować), rodzaj OZE wykorzystywany w generacji energii elektrycznej (produkcja energii elektrycznej z wiatru i słońca jest mniej stabilna w porównaniu do pracy elektrowni wodnych), ograniczone połączenia wzajemne (interkonektory) umożliwiające swobodny przesył energii elektrycznej między rynkami. Zatem piąta szczegółowa hipoteza badawcza (HSZ5) dotycząca założenia, że determinanty cen energii elektrycznej powodują zwiększenie stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej, została pozytywnie zweryfikowana.

Przedstawiona analiza zachowań europejskich rynków energii elektrycznej w okresie *BASE* dla stóp zwrotu jako miary efektu przenikania pozwoliła na realizację trzech celów szczegółowych (CSZ5 – CSZ7), zakładających analizę stopnia integracji, powiązań regionalnych i ról europejskich rynków energii elektrycznej (w okresie braku istotnych, negatywnych czynników wpływających na sytuację gospodarczą) – CSZ5, analizę stopnia integracji, powiązań regionalnych i ról europejskich rynków energii elektrycznej w okresie wstrząsów gospodarczych (tj. globalny kryzys finansowy, pandemia COVID-19 czy inwazja Rosji na Ukrainę) – CSZ6, ocenę wpływu determinant rynku energii elektrycznej na stopień integracji, powiązań regionalnych i rolę europejskich rynków energii elektrycznej od 2016 roku – CSZ7 oraz częściowo porównanie zachowań rynków energii elektrycznej w ciągu całej doby (*BASE*) oraz w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną (*PEAK*) – CSZ8 (w ograniczonym zakresie, ponieważ dla wybranej w tym rozdziale miary efektu przenikania nie będzie analizowany okres *PEAK*). Rozdział piąty dostarcza również odpowiedzi na szczegółowe pytania badawcze (PSZ3-PSZ5), które postawione zostały w niniejszej pracy doktorskiej. Dotyczyły one następujących kwestii: czy integracja pomiędzy bliższymi geograficznie rynkami jest znacznie wyższa? Jak wzajemne przenikanie zmienności cen wpływa na stopień powiązania rynków energii elektrycznej? Czy determinanty cen energii elektrycznej wpływają na stopień integracji, zmienność powiązań i rolę europejskich rynków energii elektrycznej? Dodatkowo przeprowadzone badania empiryczne pozwoliły również częściowo zweryfikować cel główny oraz hipotezę główną pracy.

Rozdział VI. Analiza zachowań europejskich rynków energii elektrycznej dla zrealizowanej zmienności (RV)

Niniejszy rozdział przedstawia analizę zachowań europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu zrealizowanej zmienności (RV) jako miary zmienności do pomiaru efektu przenikania (z ang. *measure spillovers*). Jest ona najczęściej wykorzystywaną miarą zmienności w dotychczasowych badaniach naukowych, stąd do analizy zachowań europejskich rynków energii elektrycznej wykorzystane są nie tylko dane dla pełnej doby (*BASE*), ale również dla szczytu zapotrzebowania na energię elektryczną *PEAK* (pełna analiza w podrozdziale 6.3. *Analiza zachowań rynków energii elektrycznej w latach 2007–2022 w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną (PEAK)*). Tak, jak w rozdziale piątym, wykorzystany został model TVP-VAR z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań (Balcilar i in., 2021) w celu obliczenia wskaźników TCI, NPDC i PCI oraz indeksu NET.

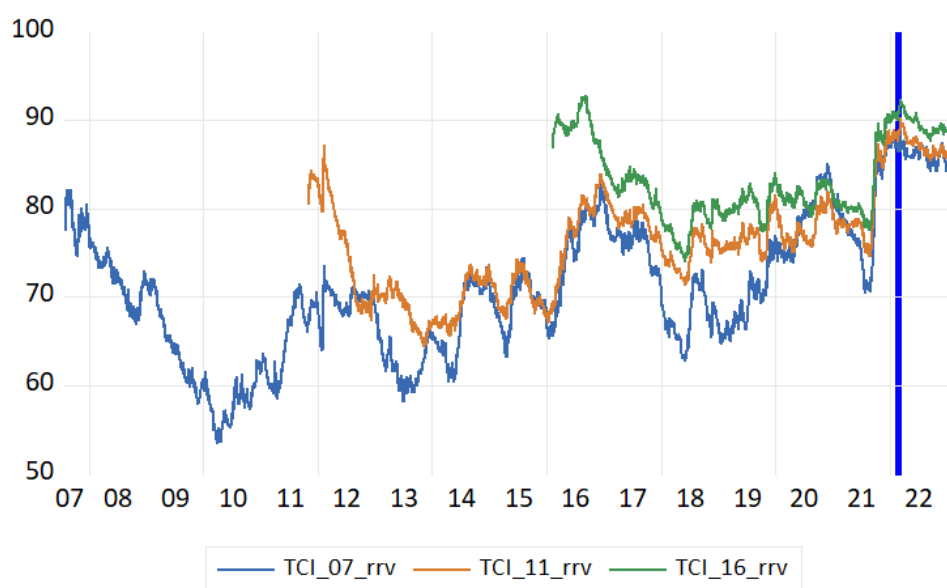
Wszystkie przedstawione obliczenia w rozdziale szóstym zrealizowane zostały dla cen spot energii elektrycznej z 27 europejskich rynków, które rozpatrywane są w podziale na okresy zapotrzebowania na energię elektryczną, tj. okres *BASE* i *PEAK*. Ocena stopnia integracji, powiązań regionalnych i rodzaju odgrywanej roli przez rynki energii elektrycznej przedstawiona została od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2022 roku (początkowy okres analizy zależy od dostępności danych dla danego rynku) oraz w podziale na okres przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę. Dodatkowo przedstawione analizy wzbogacone zostały o podrozdział dotyczący wpływu determinant cen energii elektrycznej na analizowane wskaźniki, jednak ze względu na charakter danych dotyczy on jedynie okresu *BASE*.

Rozdział ten stanowi empiryczną część niniejszej rozprawy doktorskiej i pozwala na weryfikację i realizację tych samych hipotez oraz celów szczegółowych pracy co rozdział piąty, jednak przy wykorzystaniu innej miary efektu przenikania oraz dodatkowym uwzględnieniu okresu *PEAK*. W związku z tym, rozdział ten uwzględnia porównanie stopnia integracji oraz zachowań ról dla obu miar efektu przenikania. Dodatkowo przeprowadzona analiza umożliwi znalezienie odpowiedzi na pytanie, czy w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną (*PEAK*) zwiększa się stopień integracji rynków energii elektrycznej w porównaniu do całej doby (PSZ6) oraz weryfikację hipotezy zakładającej, że w okresie zapotrzebowania szczytowego na energię elektryczną w ciągu doby (*PEAK*) zwiększa się stopień integracji europejskich rynków energii elektrycznej w porównaniu do całej doby (HSZ6).

6.1. Analiza stopnia integracji i powiązań regionalnych rynków energii elektrycznej w latach 2007–2022 dla pełnej doby (*BASE*)

6.1.1. Ocena stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej – TCI dla RV w okresie *BASE*

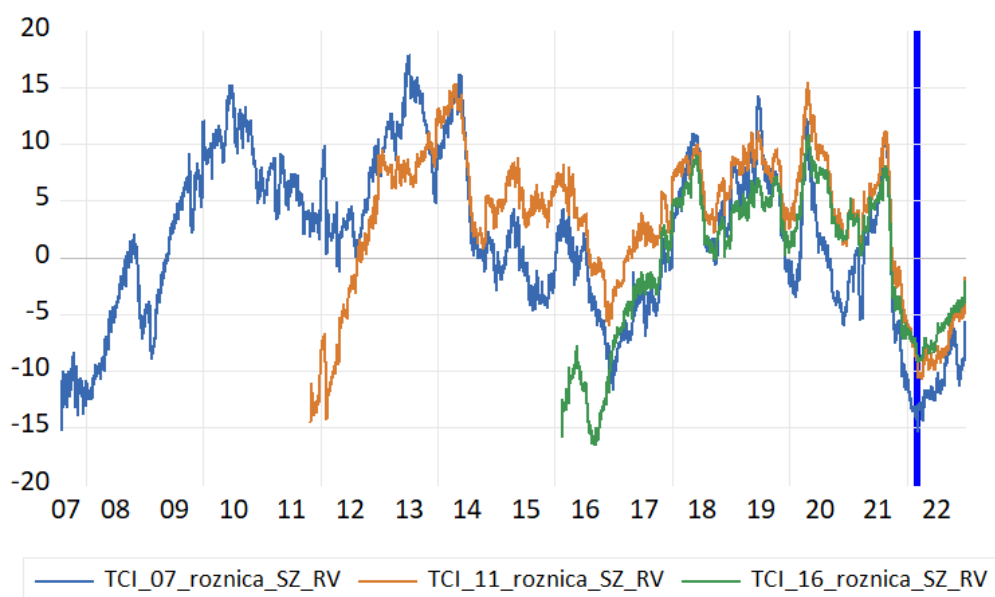
Wyniki dynamicznego indeksu całkowitego powiązania (TCI) obejmujące łącznie 27 europejskich rynków energii elektrycznej, zostały przedstawione na rysunku 6.1. (por. opis rysunku 5.1.). Dodatkowo, aby szczegółowo przedstawić różnice w wartościach wskaźnika TCI dla okresu *BASE* przy wykorzystaniu dwóch różnych miar efektu przenikania, na rysunku 6.2. przedstawiono różnicę między TCI liczonego dla stóp zwrotu (por. rysunek 5.1.) a TCI liczonego dla RV. Wartości dodatnie oznaczają, że wartości indeksu TCI były wyższe przy wykorzystaniu stóp zwrotu niż RV jako miary efektu przenikania. Z kolei, jeśli wartości indeksu TCI były ujemne, oznacza to, że wartości indeksu TCI były wyższe mierząc efekt przenikania miernikiem RV niż stopami zwrotu.



Uwagi: granatowa linia przedstawia TCI w pierwszym podokresie (1 sierpnia 2007 r. – 31 grudnia 2022 r.), pomarańczowa linia przedstawia TCI w drugim podokresie (1 listopada 2011 r. – 31 grudnia 2022 r.), a linia zielona pokazuje TCI w trzecim podokresie (11 lutego 2016 r. – 31 grudnia 2022 r.). Pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 r.). Wyniki są oparte na modelu TVP-VAR z długością opóźnienia rzędu jednego (BIC) i 20-stopniowym wyprzedzeniem GFEVD.

Rysunek 6.1. Wskaźnik TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu RV w okresie *BASE* (%)

Źródło: Opracowanie własne.



Uwagi: granatowa linia przedstawia TCI w pierwszym podokresie (1 sierpnia 2007 r. – 31 grudnia 2022 r.), pomarańczowa linia przedstawia TCI w drugim podokresie (1 listopada 2011 r. – 31 grudnia 2022 r.), a linia zielona pokazuje TCI w trzecim podokresie (11 lutego 2016 r. – 31 grudnia 2022 r.). Pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 r.). Wyniki są oparte na modelu TVP-VAR z długością opóźnienia rzędu jednego (BIC) i 20-stopniowym wyprzedzeniem GFEVD.

Rysunek 6.2. Różnica pomiędzy wskaźnikiem TCI dla stóp zwrotu a TCI dla RV w okresie *BASE* (%)

Źródło: Opracowanie własne.

a) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 23 lutego 2022 roku (okres przed inwazją Rosji na Ukrainę)

Od 1 sierpnia 2007 roku do 23 lutego 2022 roku wartość indeksu TCI dla okresu *BASE* mierzony miarą RV ulegała licznym wahaniom (1 sierpnia 2007 roku – 77,5%; 19 kwietnia 2010 roku – 53,6%; 10 lutego 2012 roku – 73,4%; 28 czerwca 2013 roku – 58,1%; 18 grudnia 2016 roku – 82,6%; 5 czerwca 2018 roku – 62,8%; 5 grudnia 2020 roku – 84,8%; 26 lipca 2021 roku – 70,4% oraz 19 stycznia 2022 roku – 88,0%). Na początku każdego z analizowanych podokresów (TCI_07_rrv, TCI_11_rrv oraz TCI_16_rrv) widać odbiegające wartości, co najprawdopodobniej wynika z dostosowania modelu do danych. Można jednak przyjąć, że w późniejszym etapie wartości indeksu TCI wykazują tendencję wzrostową, co świadczy o wzroście stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej. Znaczącą różnicą w porównaniu do wartości TCI dla okresu *BASE* przy wykorzystaniu stóp zwrotu jako miary efektu przenikania, jest gwałtowny wzrost wartości TCI od 4 sierpnia 2021 roku, gdy wskaźnik TCI wyniósł około 70,9% i do rozpoczęcia inwazji Rosji na Ukrainę stale rósł o około 16 pp. Najprawdopodobniej było to związane z gwałtownym wzrostem dziennych cen energii elektrycznej (przekraczając wartość

100 EUR/MWh) oraz napięciem geopolitycznym związanym z potencjalną inwazją Rosji na Ukrainę. W przypadku TCI mierzonego stopami zwrotu wartości indeksu TCI w tym okresie spadły, a powoli zaczęły rosnąć dopiero po rozpoczęciu inwazji Rosji na Ukrainę.

Wyniki dotyczące różnic w wartościach pomiędzy wskaźnikiem TCI liczonym dla stóp zwrotu a wskaźnikiem TCI liczonym dla RV przedstawione na rysunku 6.2., można podsumować w następujący sposób. Po pierwsze, początkowe odbiegające różnice wartości dla poszczególnych podokresów wynikają najprawdopodobniej z dostosowania modelu do danych. Po drugie, po dostosowaniu się modelu widać, że praktycznie od początku analizy aż do 26 września 2021 roku różnica pomiędzy wartościami indeksu TCI mierzonego miarą stóp zwrotu a RV była dodatnia, co oznacza, że wartości indeksu TCI były wyższe przy wykorzystaniu stóp zwrotu niż RV. Z kolei od 27 września 2021 roku różnica ta zaczęła być ujemna, co oznacza, że wartości indeksu TCI były wyższe mierząc RV. Był to okres dużych zmian związanych z kolejnymi falami pandemii COVID-19, utrzymującymi kryzys gospodarczy i zdrowotny w całej Europie, wysokiej niepewności na rynkach cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA oraz eskalacją napięć geopolitycznych związanych z potencjalnym atakiem Rosji na Ukrainę oraz budową gazociągu Nord Stream 2.

b) Okres od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku (okres inwazji Rosji na Ukrainę)

Oceniając stopień integracji europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu RV w ciągu całej doby (*BASE*) w okresie przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę, podokres trzeci został podzielony na mniejsze okresy (ich szczegółowa charakterystyka znajduje się w podrozdziale 5.1.1. w pkt. b). Podział ten został zastosowany również do oceny wskaźnika TCI dla stóp zwrotu. W tabeli 6.1. przedstawiono podstawowe statystyki dla wartości TCI w trzech okresach przy wykorzystaniu RV jako miary zmienności efektu przenikania (*spillovers*) dla *BASE*.

Tabela 6.1. Podstawowe statystyki dla wartości TCI w podziale na trzy podokresy przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę (%) przy wykorzystaniu RV

	11 lutego 2016 – 3 sierpnia 2021	4 sierpnia 2021 – 23 lutego 2022	24 lutego 2022 – 31 grudnia 2022 (w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę)
Średnia	82,01	86,61	89,58
Mediana	81,04	88,29	89,32
Odch. stand	3,85	4,60	1,06
Wsp. skośności	0,92	-1,00	0,60

Kurtoza	3,52	2,37	2,60
Min.	74,09	77,52	87,62
Max.	92,83	91,07	92,38
Obserwacje	2001	204	311

Źródło: Opracowanie własne.

Na podstawie danych przedstawionych w tabeli 6.1. można przedstawić kilka faktów. Po pierwsze, wyraźnie widać, że na przestrzeni analizowanych okresów wartości średnie wskaźnika TCI wzrastają z poziomu około 82,0% do poziomu około 89,6%. Zatem wykorzystanie RV wskazuje, że inwazja Rosji na Ukrainę mogła przyczynić się do dalszego zwiększania stopnia integracji rynków energii elektrycznej. Po drugie, porównując wartości wskaźnika TCI dla RV oraz stóp zwrotu, widać że średnia wartość wskaźnika TCI po rozpoczęciu inwazji Rosji na Ukrainę była wyższa o 6,32 pp. dla RV niż stóp zwrotu. Po trzecie, pomimo, że wartości maksymalne dla analizowanych okresów dla RV są prawie takie same, to poza wzrostem średniej wartości wskaźnika TCI widoczny jest również wzrost wartości minimalnych z poziomu około 74,1% do poziomu około 87,6%.

c) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2022 roku – podsumowanie

Przedstawione wartości wskaźnika TCI w latach 2007–2022 pozwalają na zaobserwowanie kilku faktów. Po pierwsze, wartości wskaźnika TCI dla RV od 4 sierpnia 2021 rok stale rosły do rozpoczęcia inwazji Rosji na Ukrainę, a w przypadku stóp zwrotu wartości wskaźnika TCI w tym okresie spadły. Po drugie, do 26 września 2021 roku wartości wskaźnika TCI były wyższe przy stopach zwrotu niż RV (różnica była dodatnia), a od 27 września 2022 roku było na odwrót (różnica była ujemna). Po trzecie, w okresie przed i po rozpoczęciu inwazji Rosji na Ukrainę średnie wartości wskaźnika TCI dla RV wyraźnie wzrosły w porównaniu do analizy wykorzystującej stopy zwrotu.

6.1.2. Ocena powiązań regionalnych europejskich rynków energii elektrycznej – NPDC/PCI dla RV w okresie *BASE*

W tej części pracy przedstawiono ocenę powiązań regionalnych europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu wskaźników NPDC oraz PCI dla okresu *BASE*, stosując RV jako miarę efektu przenikania. Rysunki 6.3. – 6.6. przedstawiają odpowiednio schematy sieciowe NPDC oraz PCI (por. opis rysunków 5.2. – 5.5.). W celu porównania zachowań rynków energii elektrycznej przedstawione wyniki porównane

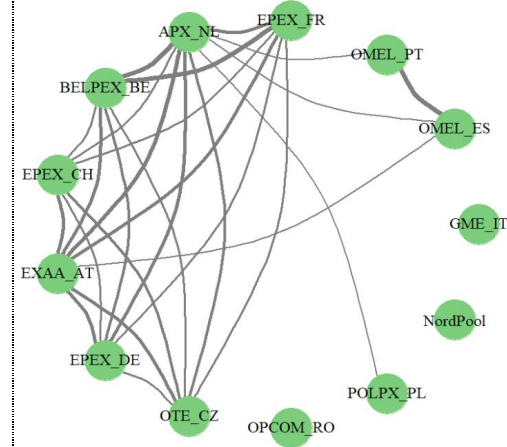
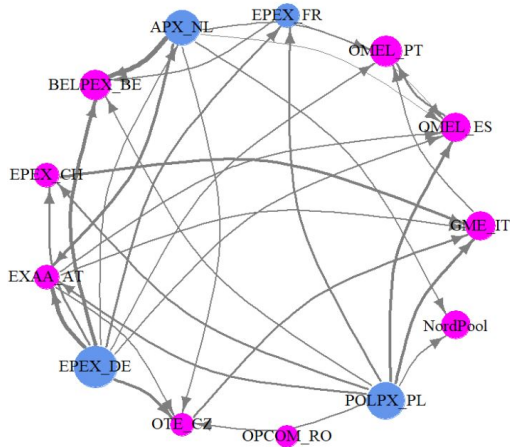
zostały do wartości wskaźników NPDC oraz PCI dla okresu *BASE* jednak przy wykorzystaniu stóp zwrotu jako miary efektu przenikania.

a) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 23 lutego 2022 roku (okres przed inwazją Rosji na Ukrainę)

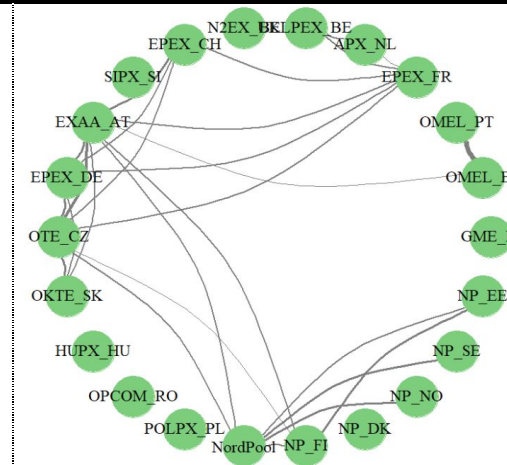
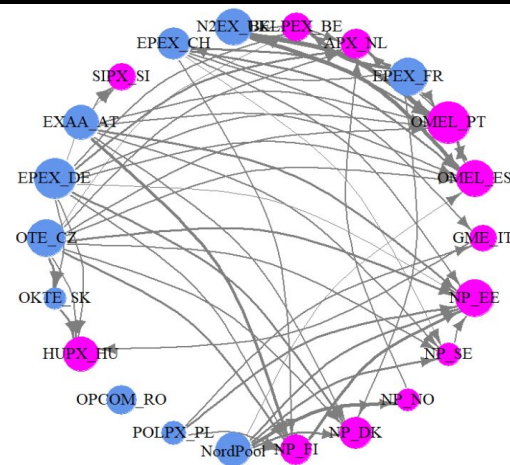
Rysunek 6.3. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)

Rysunek 6.4. Indeks powiązania parami (PCI)

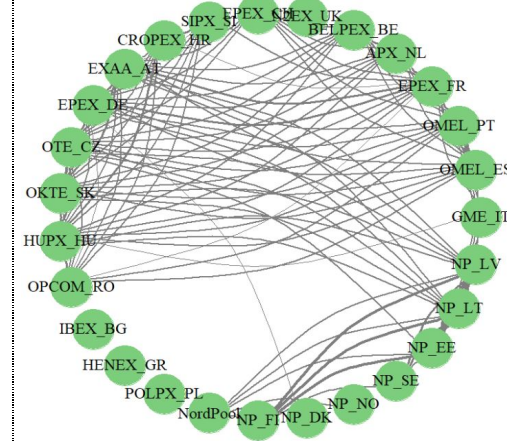
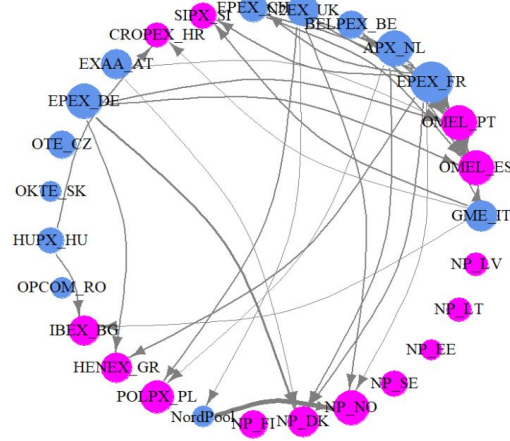
- Pierwszy podokres: 1 sierpnia 2007 r. – 31 października 2011 r.



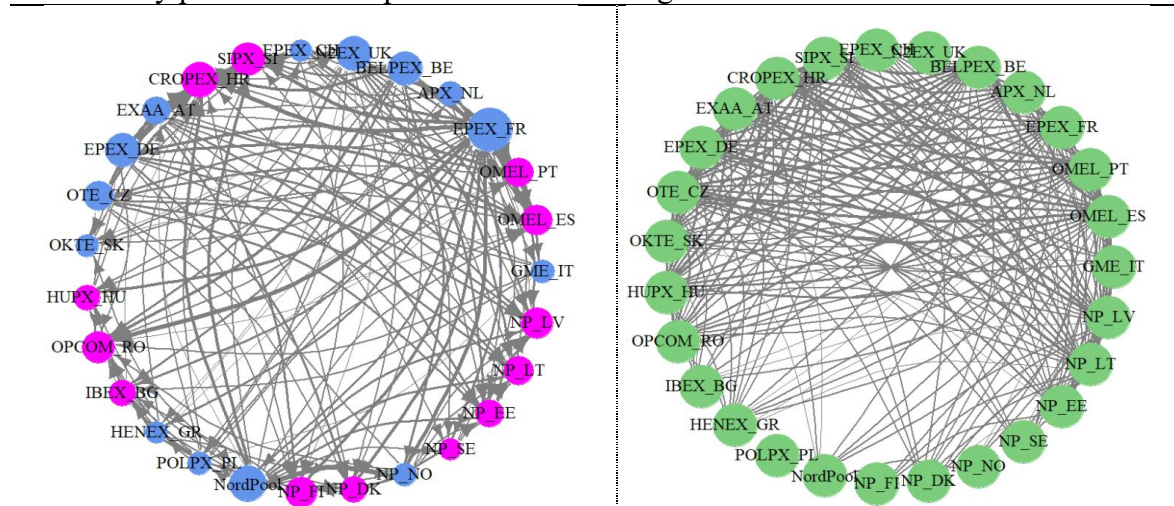
- Drugi podokres: 1 listopada 2011 r. – 10 lutego 2016 r.



- Trzeci podokres: 11 lutego 2016 r. – 3 sierpnia 2021 r.



- Czwarty podokres: 4 sierpnia 2021 r. – 23 lutego 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne.

Rysunki 6.3. oraz 6.4. pozwalają zauważyć kilka ważnych wyników. Po pierwsze, wraz z kolejnymi analizowanym podokresami rośnie wskaźnik TCI (kolejno około: 66,2%, 71,4%, 82,0% oraz 86,6%), co również występuje dla obliczeń wykorzystujących stopy zwrotu. Można zatem przyjąć, że niezależnie od przyjętej miary efektu przenikania wraz z upływem czasu widoczna jest coraz większa integracja rynków energii elektrycznej.

Po drugie, głównymi odbiorcami zmienności netto na podstawie analizy wskaźnika NPDC dla miary RV były rynki Półwyspu Iberyjskiego (hiszpański i portugalski) (tak jak w przypadku stóp zwrotu). Do grupy tej dołączyły jeszcze w pierwszym podokresie rynki: belgijski (-7,8%) i włoski (-6,7), w drugim podokresie: estoński (-18,1) i węgierski (-15,2), w trzecim podokresie: norweski (-22,3) i polski (-19,0) oraz w czwartym podokresie: chorwacki (-27,4), słoweński (-23,0), rumuński (-20,4), łotewski (-19,0) i fiński (-19,0). Z kolei głównymi transmiterami netto zmienności dla RV były głównie rynki regionu CWE (m.in. niemiecki, holenderski, francuski, czy belgijski), tak jak w przypadku stóp zwrotu, oraz rynek brytyjski. Do grupy tej dołączyły jeszcze w pierwszym podokresie rynek polski (13,5), w drugim podokresie rynek czeski (18,7), w trzecim podokresie rynek włoski (16,7) oraz w czwartym podokresie rynek skandynawski (28,0).

Po trzecie, analizując wskaźnik PCI przedstawiony dla RV, widać, że tak jak w przypadku stóp zwrotu, w pierwszej kolejności widoczne było tworzenie połączeń w ramach regionu Półwyspu Iberyjskiego (ryunki hiszpański i portugalski) oraz Europy Środkowo-Zachodniej (ryunki francuski, holenderski, belgijski, szwajcarski, austriacki i niemiecki). W drugim podokresie dodatkowo widoczne stały się znaczące efekty zmienności pomiędzy rynkami Europy Północnej oraz między rynkami regionu CEE (jednak

w dużo mniejszej skali w porównaniu do wskaźnika PCI wykorzystującego stopy zwrotu - dla RV widoczna jest mniejsza liczba oraz słabsze powiązania między rynkami tego regionu). W kolejnych podokresach początkowo widać głównie powiązania parami między rynkami w obrębie danego regionu, a już w czwartym podokresie widoczne stały się również powiązania między samymi regionami (co potwierdza analiza wykorzystująca stopy zwrotu).

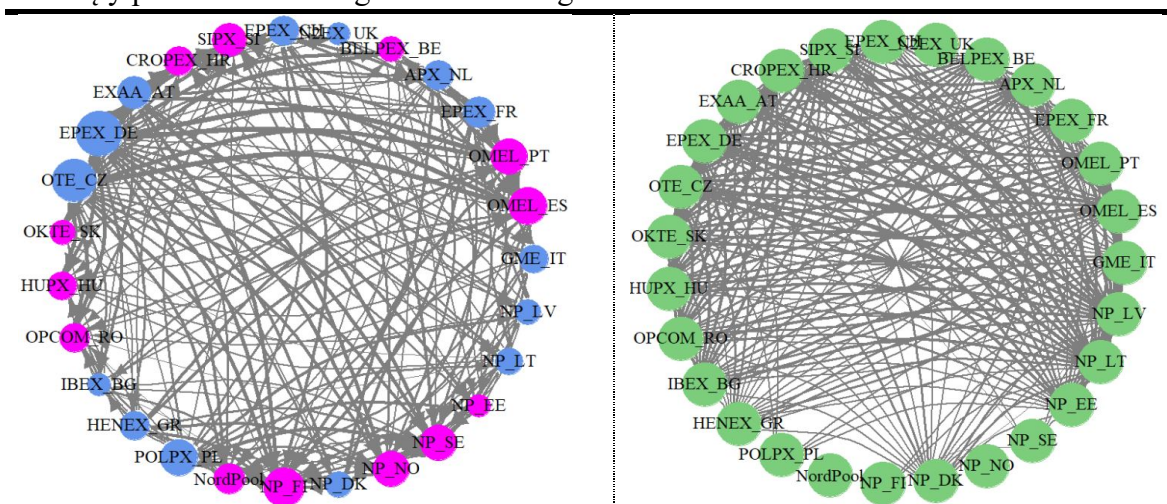
Po czwarte, najwyższy udział zmienności wewnętrznej w okresie *BASE* dla RV występował na rynkach brytyjskim i polskim (we wszystkich analizowanych podokresach), włoskim (w trzech na cztery analizowane podokresy) oraz rumuńskim (w dwóch na trzy analizowane podokresy). Rynki te również charakteryzowały się wysokim własnym wkładem zmienności dla analizy wykorzystującej stopy zwrotu w okresie *BASE*.

b) Okres od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku (okres inwazji Rosji na Ukrainę)

Rysunek 6.5. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)

Rysunek 6.6. Indeks powiązania parami (PCI)

- Piąty podokres: 24 lutego 2022 r. – 31 grudnia 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne.

Ostatni analizowany podokres obejmuje relacje między rynkami energii elektrycznej w kontekście inwazji Rosji na Ukrainę. Wskaźnik TCI wyniósł około 89,6%, zatem był wyższy o około 3,0 pp. w porównaniu do podokresu czwartego (dla analizy wykorzystującej stopy zwrotu, wartość wskaźnika TCI była w piątym podokresie niższa niż w czwartym). Wskaźnik NPDC pokazuje, że głównymi odbiorcami netto zmienności cen były niezmiennie rynki Półwyspu Iberyjskiego (hiszpański (-36,5%) oraz portugalski (-32,4%)), ale również

rynki Europy Północnej (fiński (-42,2%), norweski (-33,1%) oraz szwedzki (-32,1%)). Z kolei istotnymi transmitterami netto zmienności były wybrane rynki regionu CWE (niemiecki (55,7%) oraz austriacki (25,0%)) oraz rynki regionu CEE (czeski (51,2%) oraz polski (34,2%)). W porównaniu do analizy wykorzystującej stopy zwrotu wyraźnie widać, że w piątym podokresie występowało zdecydowanie więcej połączeń między rynkami i regionami niż w czwartym podokresie. Rynkami o największym udziale własnym zmienności były rynki brytyjski (39,2%), norweski (31,1%) i polski (25,4%) (tak jak i w okresie *BASE* dla stóp zwrotu).

c) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2022 roku - podsumowanie

Analiza wszystkich pięciu podokresów w okresie *BASE* dla RV pozwala zauważyć, że większość wniosków przedstawionych z analizy wskaźników NPDC oraz PCI dla stóp zwrotu jest taka sama. Szczegółowe zestawienie zmian w relacjach między rynkami energii elektrycznej przy wykorzystaniu NPDC oraz PCI dla RV przedstawiono w tabeli 6.2. Jedyną dostrzegalną różnicą jest widoczny wzrost wartości wskaźnika TCI z około 66,2% do około 89,6% dla RV, gdzie dla stóp zwrotu widoczny był jego spadek po rozpoczęciu inwazji Rosji na Ukrainę. Ponadto dla każdej z wykorzystanych miar widoczna była zmiana ról niektórych rynków energii elektrycznej z nadajnika na odbiorcę sieciowego i na odwrót, co zostało przedstawione w tabeli 6.3.

Tabela 6.2. Zestawienie zmian w relacjach między rynkami energii elektrycznej przy wykorzystaniu wskaźnika NPDC oraz PCI w okresie *BASE* dla RV

Analizowany podokres	Wskaźnik TCI		Najwięksi odbiorcy zmienności netto		Najwięksi transmitterzy zmienności netto		Połączenia między rynkami		Najwyższy udział zmienności wewnętrznej	
	RS	RV	RS	RV	RS	RV	RS	RV	RS	RV
1 sierpnia 2007 r. - 31 października 2011 r.	67,7%	66,2%	ES	PT	CH	DE	Półwysep		RO	RO
			PT	BE	CZ	PL	Iberyjski		IT	NP
			RO	ES	AT	NL	CWE		NP	IT
			IT	PL				PL	PL	
1 listopada 2011 r. - 10 lutego 2016 r.	75,4%	71,4%	PT	PT	CH	DE	Półwysep		UK	UK
			ES	EE	AT	FR	Iberyjski		RO	IT
			NO	ES	DE	CZ	CWE		IT	HU
			EE	HU	FR	UK	Europa		PL	DK
			RO		CZ		Północna			PL
		UK				CEE		RO		
11 lutego 2016 r. – 3 sierpnia 2021 r.	82,5%	82,0%	PT	NO	FR	FR	Stopniowe		UK	GR
			ES	PT	AT	NL	połączenia nie		GR	UK
			UK	ES	CH	DE	tylko między		BG	BG
			GR	PL	SK	UK	rynkami, ale		PL	PL
			IT		HU		i regionami		IT	

								RO	
4 sierpnia 2021 r. – 23 lutego 2022 r.	84,2%	86,6%	PT	HR	AT	FR	Stopniowe połączenia nie tylko między rynkami, ale i regionami	UK	UK
			ES	SI	DE	NP		IT	PL
			GR	RO	NL	UK		GR	FI
			UK	LV	CZ	BE		BG	IT
				FI	PL	DE			NO
					SK				
24 lutego – 31 grudnia 2022 r.	83,3%	89,6%	PT	FI	CZ	DE		UK	UK
			ES	ES	AT	CZ		PL	NO
			GR	NO	SK	PL		NO	PL
			FI	PT	NL	AT			NP
				SE					FI
									SE

Uwagi: RS – stopy zwrotu, RV- zrealizowana zmienność, NP – Nord Pool.

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 6.3. Zestawienie zmian roli jako odbiorcy lub nadawcy zmienności netto rynku energii elektrycznej dla każdego z analizowanych podokresów w okresie *BASE* dla RV

Indeks	Kraj	1 sierpnia 2007 r. – 31 października 2011 r.		1 listopada 2011 r. – 10 lutego 2016 r.		11 lutego 2016 r. – 3 sierpnia 2021 r.		4 sierpnia 2021 r. – 23 lutego 2022 r.		24 lutego – 31 grudnia 2022 r.	
		RS	RV	RS	RV	RS	RV	RS	RV	RS	RV
APX_NL	Holandia	O	N	N	O	N	N	N	N	N	N
BELPEX_BE	Belgia	O	O	N	O	N	N	O	N	O	O
CROPEX_HR	Chorwacja	-	-	-	-	N	O	N	O	N	O
EPEX_CH	Szwajcaria	N	O	N	N	N	N	N	N	N	N
EPEX_DE	Niemcy	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
EPEX_FR	Francja	O	N	N	N	N	N	O	N	O	N
EXAA_AT	Austria	N	O	N	N	N	N	N	N	N	N
GME_IT	Włochy	O	O	O	O	O	N	O	N	O	N
HEnEx_GR	Grecja	-	-	-	-	O	O	O	N	O	N
HUPX_HU	Węgry	-	-	N	O	N	N	N	O	N	O
IBEX_BG	Bułgaria	-	-	-	-	O	O	N	O	O	N
Nord Pool	Skandynawia	O	O	N	N	N	N	O	N	N	O
NP_DK	Dania	-	-	O	O	O	O	N	O	N	N
NP_EE	Estonia	-	-	O	O	N	O	N	O	O	O
NP_FI	Finlandia	-	-	O	O	N	O	O	O	O	O
NP_LT	Litwa	-	-	-	-	N	O	N	O	O	N
NP_LV	Łotwa	-	-	-	-	O	O	N	O	O	N
NP_NO1	Norwegia	-	-	O	O	O	O	N	N	O	O
NP_SE4	Szwecja	-	-	O	O	N	O	O	O	O	O
N2EX_UK	Wielka Brytania	-	-	O	N	O	N	O	N	O	N
OKTE_SK	Słowacja	-	-	N	N	N	N	N	N	N	O

OMEL_ES	Hiszpania	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O
OMEL_PT	Portugalia	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O
OPCOM_RO	Rumunia	O	O	O	N	O	N	N	O	O	O
OTE_CZ	Czechy	N	O	N	N	N	N	N	N	N	N
POLPX_PL	Polska	N	N	N	N	N	O	N	N	N	N
SIPX_SI	Słowenia	-	-	N	O	N	O	N	O	N	O

Uwagi: O - odbiorca netto zmienności, N – nadawca (transmitter/przełącznik) netto zmienności, - brak danych dla rynku w analizowanym podokresie.

Źródło: Opracowanie własne.

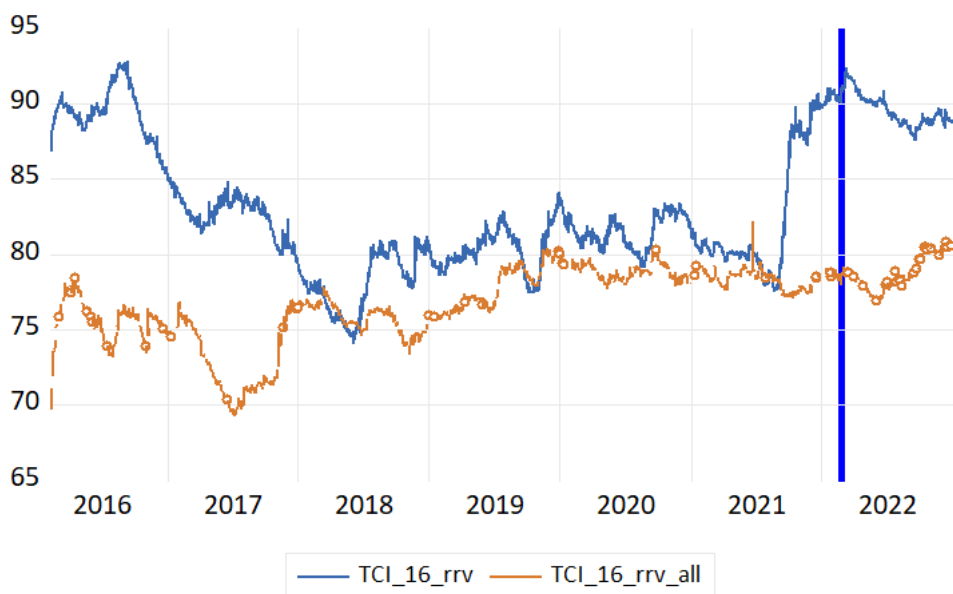
6.1.3. Wpływ determinant cen energii elektrycznej na integrację rynków energii elektrycznej od 2016 roku – TCI dla RV w okresie *BASE*

Następnie przedstawiono wskaźnik TCI dla RV w okresie *BASE* przed i po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych oraz cen EUA ETS.

W tym celu na rysunku 6.7. wykorzystano dwa indeksy TCI:

- TCI_16_rrv – czyli wskaźnik TCI przed wyeliminowaniem wpływu zmienności cen surowców energetycznych i cen EUA ETS, oznaczony na rysunku 6.7. linią niebieską,
- TCI_16_rrv_all - czyli wskaźnik TCI po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych i cen EUA ETS, oznaczony na rysunku 6.7. linią pomarańczową.

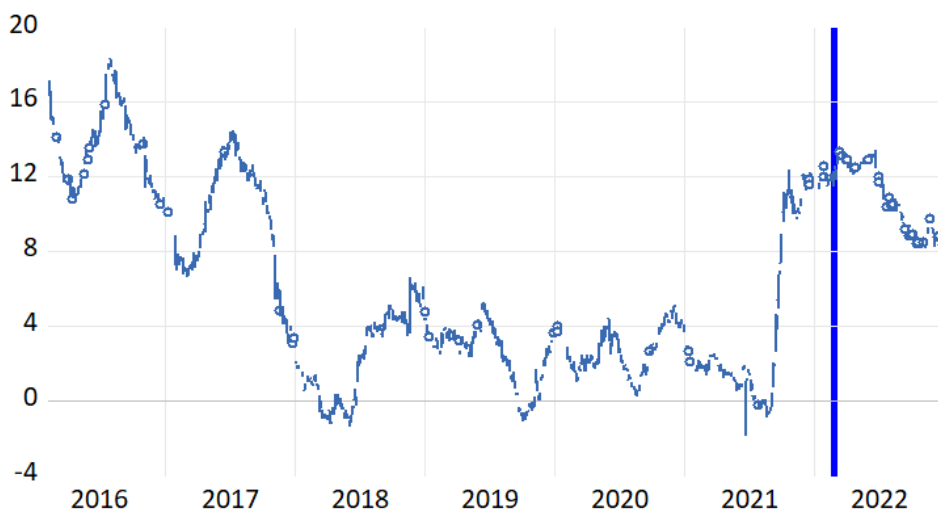
Przedstawiona analiza dotyczy trzeciego podokresu (ze względu na dostępność danych). Dodatkowo na rysunku 6.8. przedstawiono wskaźnik TCI_16_rrv_różnica, który stanowi różnicę pomiędzy TCI_16_rrv a TCI_16_rrv_all.



Uwagi: Niebieska linia przedstawia TCI w trzecim podokresie (11 lutego 2011 r. – 31 grudnia 2022 r.) przed wyeliminowaniem wpływu zmienności determinant cen energii elektrycznej, pomarańczowa linia przedstawia TCI w trzecim podokresie (11 lutego 2011 r. – 31 grudnia 2022 r.) po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych (gaz: NBP, TTF, NCG, węgiel: ARA, ropa: Brent) oraz cen EUA ETS. Pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 r.). Wyniki są oparte na modelu TVP-VAR z długością opóźnienia rzędu jednego (BIC) i 20-stopniowym wyprzedzeniem GFEVD.

Rysunek 6.7. Wskaźnik TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu RV w okresie *BASE* przed i po wyeliminowaniu wpływu zmienności determinant cen energii elektrycznej (%)

Źródło: Opracowanie własne.



Uwagi: Niebieska linia przedstawia różnicę między TCI_16_rrv a TCI_16_rrv_all w okresie od 11 lutego 2011 r. – 31 grudnia 2022 r.). Pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 r.).

Rysunek 6.8. Wskaźnik TCI_16_rrv_różnica stanowiący różnicę między TCI_16_rrv a TCI_16_rrv_all dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu RV w okresie *BASE* (pp.)

Źródło: Opracowanie własne.

a) Okres od 11 lutego 2016 roku do 23 lutego 2022 roku (okres przed inwazją Rosji na Ukrainę)

W okresie od 11 lutego 2016 roku do 8 marca 2018 roku wartości wskaźnika TCI_16_rrv były wyższe niż wskaźnik TCI_16_rrv_all średnio o 10,8 pp., co oznacza, że niewyeliminowanie zmienności determinant cen energii elektrycznej zwiększa stopień integracji rynków. Następnie w okresie od 9 marca do 22 czerwca 2018 roku wartość wskaźnika TCI_16_rrv_all w nieznacznym stopniu były wyższe niż TCI_16_rrv (co wyraźnie widać na rysunku 6.8., gdzie średnia wartość TCI_16_rrv_różnica wyniosła -0,5 pp.). Przy tak niewielkiej różnicy ciężko jednoznacznie stwierdzić, że w tym okresie zmienność determinant cen energii elektrycznej nie miała wpływu na stopień integracji europejskich rynków energii elektrycznej. Następnie w okresie od 23 czerwca 2018 roku do 20 września 2019 roku oraz od 11 listopada 2019 roku do 16 lipca 2021 roku wskaźnik TCI_16_rrv przewyższał wskaźnik TCI_16_rrv_all średnio o 2.8 pp. Z kolei w okresie od 21 września do 10 listopada 2019 roku oraz 17 lipca do 1 września 2021 roku ponownie wartości wskaźnika TCI_16_rrv_all w nieznacznym stopniu była wyższa niż TCI_16_rrv (średnia różnica TCI_16_rrv_różnica wyniosła -0,4 pp.).

Największa różnica pomiędzy wskaźnikiem TCI_16_rrv a TCI_16_rrv_all pojawiła się od 2 września 2021 roku i do momentu rozpoczęcia inwazji Rosji na Ukrainę stale rosła z poziomu 0,3 pp. do poziomu 12,0 pp. Oznacza to, że niewyeliminowanie zmienności cen surowców energetycznych i cen EUA ETS z cen energii elektrycznej zwiększa stopień integracji rynków.

b) Okres od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku (okres inwazji Rosji na Ukrainę)

Od momentu rozpoczęcia inwazji Rosji na Ukrainę wartości wskaźnika TCI_16_rrv zaczęły stopniowo spadać z poziomu około 90,3% w dniu 24 lutego 2022 roku do poziomu około 88,9% w dniu 31 grudnia 2022 roku. Z kolei wartość wskaźnika TCI_16_rrv_all zaczęła w tym okresie stopniowo rosnąć z poziomu około 78,7% do około 80,6%. Jednak nadal TCI_16_rrv miało przeważającą różnicę w stosunku do TCI_16_rrv_all średnio o 11 pp. Aby bliżej przyjrzeć się wpływowi inwazji Rosji na Ukrainę, trzeci podokres podzielono na mniejsze okresy (ich szczegółowa charakterystyka znajduje się w podrozdziale 5.1.1. w pkt. b):

- od 11 lutego 2016 roku do 3 sierpnia 2021 roku,
- od 4 sierpnia 2021 roku do 23 lutego 2022 roku,

- od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku.

W tabeli 6.4. podstawowe statystyki dla wartości TCI_16_rrv_all oraz TCI_16_rrv_all_różnica.

Tabela 6.4. Podstawowe statystyki dla wartości TCI po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych (TCI_16_rrv_all) oraz wartość TCI stanowiącej różnicę pomiędzy TCI_16_rrv a TCI_16_rrv_all (określone jako TCI_16_rrv_all_różnica)

	TCI_16_rrv_all 11 lutego 2016 – 3 sierpnia 2021	TCI_16_rrv_all 4 sierpnia 2021 – 23 lutego 2022	TCI_16_rrv_all 24 lutego 2022 – 31 grudnia 2022	TCI_16_rrv_all_różnica 11 lutego 2016 – 3 sierpnia 2021	TCI_16_rrv_all_różnica 4 sierpnia 2021 – 23 lutego 2022	TCI_16_rrv_all_różnica 24 lutego 2022 – 31 grudnia 2022
Średnia	76,43	78,02	78,64	5,52	8,11	10,99
Mediana	76,52	78,02	78,42	3,71	10,61	10,88
Odch. stand	2,52	0,55	1,07	5,05	4,78	1,71
Wsp. skośności	-0,82	0,07	0,49	0,81	-0,93	-0,18
Kurtoza	3,12	1,58	2,26	2,36	2,14	1,54
Min.	69,33	77,12	76,95	-1,83	-0,84	8,22
Max.	82,13	79,04	80,81	18,35	12,55	13,40
Obserwacje	1284	113	125	1284	113	125

Źródło: Opracowanie własne.

Na podstawie danych przedstawionych w tabeli 6.1. (podstawowe statystyki dla TCI_16_rrv przedstawiono w podrozdziale 6.1.1.) oraz w tabeli 6.4. widać, że po pierwsze średnia wartość wskaźnika zarówno TCI_16_rrv jak i TCI_16_rrv_all rosła na przestrzeni analizowanych okresów. Po drugie, wyraźnie widać, że średnia wartość wskaźnika TCI, który nie uwzględnia zmienności determinant w cenach energii elektrycznej była wyższa. Po trzecie widać, że różnica między wartościami w okresie wojny była duża (przed rozpoczęciem wojny różnica wynosiła około 5,5 pp., a po rozpoczęciu inwazji około 11,0 pp.).

c) Okres od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku – podsumowanie

W tabeli 6.5. przedstawiono zestawienie podstawowych statystyk podsumowujących wartości TCI uwzględniające lub nieuwzględniające wpływu zmienności determinant na ceny energii elektrycznej. Wyraźnie widać, że nieuwzględnienie zmienności cen surowców

energetycznych oraz cen EUA wpływa na wyższą wartość średnią oraz wartość minimalną i maksymalną wskaźnika TCI_16_rrv. Porównując wyniki TCI dla RV oraz stóp zwrotu, potwierdza się stwierdzenie, że TCI nieuwzględniające zmienności determinant w cenach energii elektrycznej jest wyższe niż TCI_16_all. Oznacza to, że niezależnie od wykorzystanej miary efektu przenikania wnioski dotyczące wpływu determinant cen energii elektrycznej na integrację rynków energii elektrycznej od 2016 roku dla okresu *BASE* są tożsame. Jediną różnicą jest fakt, że w przypadku analizy wykorzystującej RV wartości wskaźnika TCI rosną w okresie gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej i napięcia geopolitycznego związanego z potencjalną inwazją Rosji na Ukrainę, a w przypadku stóp zwrotu wartości maleją.

Tabela 6.5. Podstawowe statystyki dla wartości TCI w (%) przed i po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych oraz cen EUA ETS przy wykorzystaniu RV

	TCI_16_rrv	TCI_16_rrv_all
Średnia	83,32	76,73
Mediana	82,01	77,15
Odch. stand	4,56	2,44
Wsp. skośności	0,41	-0,99
Kurtoza	1,98	3,55
Min.	74,09	69,33
Max.	92,83	82,12

Źródło: Opracowanie własne.

6.2. Analiza ról europejskich rynków energii elektrycznej w latach 2007–2022 dla pełnej doby (*BASE*)

Wyniki w podrozdziale 6.2. przedstawiają indeks całkowitego powiązania kierunkowego netto (NET) dla cen energii elektrycznej z 27 europejskich rynków, które rozpatrywane są dla pełnej doby (*BASE*) dla RV.

6.2.1. Ocena roli europejskich rynków energii elektrycznej – NET dla RV w okresie *BASE*

Ocena roli rynku energii elektrycznej na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej

rozpatrywanych dla trzech podokresów w pełnej dobie (*BASE*) dla RV przedstawiono w tabeli 6.6.

Tabela 6.6. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla trzech podokresów w pełnej dobie (*BASE*) przy wykorzystaniu RV

Rola rynku	Przedział	Pierwszy podokres	Drugi podokres	Trzeci podokres
N	$\langle \min - q_{0,10} \rangle$		EPEX_DE_11	EPEX_DE_16
N>O	$(q_{0,10} - q_{0,50})$	EPEX_FR_07 APX_NL_07 POLPX_PL_07 EPEX_DE_07	OKTE_SK_11 OPCOM_RO_11 N2EX_UK_11 EPEX_CH_11 NordPool_11 EPEX_FR_11 EXAA_AT_11 OTE_CZ_11	OKTE_SK_16 HUPX_HU_16 BELPEX_BE_16 N2EX_UK_16 EPEX_CH_16 GME_IT_16 EXAA_AT_16 APX_NL_16 OTE_CZ_16 EPEX_FR_16
O>N	$(q_{0,50} - q_{0,90})$	OMEL_ES_07 BELPEX_BE_07 GME_IT_07 OPCOM_RO_07 OMEL_PT_07 NordPool_07 EXAA_AT_07 EPEX_CH_07 OTE_CZ_07	APX_NL_11 NP_DK_11 BELPEX_BE_11 NP_FI_11 SIPX_SI_11 GME_IT_11 POLPX_PL_11 NP_NO1_11 NP_SE4_11	NP_NO1_16 OMEL_PT_16 OMEL_ES_16 POLPX_PL_16 IBEX_BG_16 NP_FI_16 NP_DK_16 HENEX_GR_16 SIPX_SI_16 CROPEX_HR_16 NP_SE4_16 NP_LV_16 NP_EE_16 NP_LT_16 OPCOM_RO_16 NordPool_16
O	$(q_{0,90} - \max)$		OMEL_PT_11 OMEL_ES_11 NP_EE_11	

Uwagi: O - odbiorca netto zmienności, N – nadawca (transmitter/przełącznik) netto zmienności
Źródło: opracowanie własne.

Pierwsza analizowana w tabeli 6.6 grupa obejmuje rynki, które były nadawcami (transmitera) netto zmienności. W pierwszym podokresie żaden z analizowanych rynków nie był nadawcą. Jest to znacząca różnica w porównaniu do analizy, która wykorzystwała stopy zwrotu jako miarę efektu przenikania (przedstawioną w rozdziale piątym), gdyż w tamtym przypadku rynki austriacki i czeski były nadawcami zmienności. Dla RV dopiero w drugim podokresie rynek niemiecki dołączył do grupy N i utrzymał tę pozycję w trzecim podokresie.

Kolejną analizowaną grupą są rynki, które częściej były nadawcami niż odbiorcami netto zmienności ($N > O$). Taką rolę przez wszystkie trzy podokresy odgrywał jedynie rynek francuski, a w analizie wykorzystującej stopy zwrotu były to z kolei rynki belgijski i polski. Ponadto w grupie rynków $N > O$ swoją rolę w poszczególnych podokresach dla każdej z zastosowanych miar (zarówno dla stóp zwrotu, jak i RV) utrzymały rynki niemiecki i polski w pierwszym podokresie oraz rynki belgijski, szwajcarski, holenderski i francuski w trzecim podokresie.

Trzecią grupę stanowią rynki, które częściej były odbiorcami niż nadawcami netto zmienności ($O > N$). W tej kategorii nie pojawia się żaden rynek, który utrzymałby tę rolę przez wszystkie analizowane podokresy. Jest to znacząca różnica w porównaniu do analizy wykorzystującej stopy zwrotu (por. rysunek 5.7.). Z kolei zarówno dla miary stóp zwrotu, jak i RV do grupy rynków $O > N$ w pierwszym analizowanym podokresie należały rynki hiszpański, rumuński, portugalski i skandynawski, w drugim podokresie były to rynki duński, fiński, włoski i szwedzki, natomiast w trzecim podokresie rynki norweski, duński, łotewski i rumuński.

Ostatnią grupę stanowią rynki, które były odbiorcami netto zmienności. Co ciekawe, tylko w drugim podokresie rynki portugalski, hiszpański i estoński były odbiorcami netto zmienności. W pozostałych podokresach żaden z 27 rynków nie odgrywał takiej roli. Wyniki te różnią się od wyników w podrozdziale 5.2.1. dla stóp zwrotu.

Podsumowując, można stwierdzić, że rodzaj wykorzystywanej miary efektu przenikania zmienia rolę odgrywaną przez wiele rynków energii elektrycznej na przestrzeni analizowanych podokresów. Dla RV w grupie nadawców głównym rynkiem był rynek niemiecki, który jest jednym z głównych producentów energii elektrycznej w Europie (średnio około 623,8 TWh/rocznie – por. tabela 4.1.) oraz eksporterów netto energii elektrycznej w Europie (w latach 2007–2021 około 28,30 TWh/rocznie - por. tabela 4.2.)). Z kolei w grupie odbiorców znalazły się rynki Półwyspu Iberyjskiego (portugalski i hiszpański) oraz rynek estoński. Przy czym rynek portugalski był w latach 2007–2021 stałym importerem energii elektrycznej (średnio 52,67 TWh/rocznie – por. tabela 4.1.), a rynek hiszpański i estoński zamiennie odgrywały rolę importera i eksportera netto energii elektrycznej.

6.2.2. Wpływ determinant cen energii elektrycznej na rolę rynków energii elektrycznej od 2016 roku – NET dla RV w okresie *BASE*

Następną istotną kwestią (tak jak w przypadku podrozdziału 5.2.2.) jest przeprowadzenie analizy całkowitego powiązania kierunkowego netto NET dla 27 europejskich rynków energii w trzecim podokresie (zgodnie z analizowanym zbiorem danych przedstawionym na rysunku 4.1. w podrozdziale 4.2.1.). Jednak w tym przypadku jako miarę efektu przenikania przyjmuje się RV, a nie stopy zwrotu. Przedstawione dane w trzecim podokresie zostały przeanalizowane:

- przed wyeliminowaniem wpływu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA na zmienność cen energii elektrycznej,
- po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA na zmienność cen energii elektrycznej – obszar zacieniony kolorem czerwonym.

Szczegółową ocenę roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej przed i po wyeliminowaniu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA rozpatrywany dla pełnej doby (*BASE*) przy wykorzystaniu RV przedstawiono w tabeli 6.7.

Tabela 6.7. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej przed i po wyeliminowaniu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA rozpatrywany dla pełnej doby (*BASE*) przy wykorzystaniu RV

Rola rynku	Przedział	Trzeci podokres (przed wyeliminowaniem zmienności determinant cen energii elektrycznej)	Trzeci podokres (po wyeliminowaniu zmienności determinant cen energii elektrycznej)
N	$\langle \min - q_{0,10} \rangle$	EPEX_DE_16	EPEX_DE_16_all OKTE_SK_16_all EPEX_CH_16_all EPEX_FR_16_all OTE_CZ_16_all EXAA_AT_16_all
N>O	$(q_{0,10} - q_{0,50})$	OKTE_SK_16 HUPX_HU_16 BELPEX_BE_16 N2EX_UK_16 EPEX_CH_16 GME_IT_16 EXAA_AT_16 APX_NL_16 OTE_CZ_16 EPEX_FR_16	N2EX_UK_16_all NordPool_16_all BELPEX_BE_16_all OPCOM_RO_16_all HUPX_HU_16_all GME_IT_16_all APX_NL_16_all

O>N	(q _{0,50} – q _{0,90} >	NP_NO1_16 OMEL_PT_16 OMEL_ES_16 POLPX_PL_16 IBEX_BG_16 NP_FI_16 NP_DK_16 HENEX_GR_16 SIPX_SI_16 CROPEX_HR_16 NP_SE4_16 NP_LV_16 NP_EE_16 NP_LT_16 OPCOM_RO_16 NordPool_16	NP_DK_16_all NP_FI_16_all POLPX_PL_16_all HENEX_GR_16_all CROPEX_HR_16_all SIPX_SI_16_all NP_SE4_16_all
O	(q _{0,90} – max>		OMEL_PT_16_all OMEL_ES_16_all NP_NO1_16_all NP_LT_16_all NP_EE_16_all NP_LV_16_all IBEX_BG_16_all

Uwagi: O - odbiorca netto zmienności, N – nadawca (transmitter/przełącznik) netto zmienności

Źródło: opracowanie własne.

Po wyeliminowaniu wpływu wysokiej zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA ze zmienności cen energii elektrycznej w trzecim podokresie (od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku) pojawia się kilka istotnych faktów. Po pierwsze, rynek niemiecki (w grupie nadawców), rynki węgierski, belgijski, brytyjski, włoski i holenderski (w grupie N>O) oraz rynki duński, fiński, polski, grecki, chorwacki, słoweński i szwedzki (w grupie N>O) nie zmieniły odgrywanej roli dla miary RV po uwzględnieniu zmienności determinant cen energii elektrycznej. Po drugie, zmianie uległa grupa rynków, które częściej odgrywały rolę nadawcy niż odbiorcy i na odwrót. Po uwzględnieniu determinant, liczba rynków należących do grupy N>O oraz O>N znacząco się zmniejszyła. Rynki portugalski, hiszpański, estoński i litewski zaczęły odgrywać rolę odbiorcy zmienności, a rynek skandynawski był częściej nadawcą niż odbiorcą. Po trzecie, po wyeliminowaniu zmienności determinant pojawiły się rynki odgrywające rolę odbiorcy i były to poza wskazanymi wyżej rynkami również rynek norweski, łotewski i bułgarski. Po czwarte, porównując analizy wykorzystujące stopy zwrotu oraz RV, rynki, które utrzymały swoją rolę po uwzględnieniu determinant niezależnie od wybranej miary efektu przenikania to rynki słowacki, czeski i austriacki (grupa N), holenderski (grupa N>O), polski i chorwacki (grupa O>N) oraz portugalski i hiszpański (grupa O).

Wynika stąd, że przy wykorzystaniu RV rola rynku niemieckiego jako głównego nadawcy została utrzymana po uwzględnieniu zmienności determinant. W grupie N pojawiły się również rynki, które w latach 2007–2021 były głównie importerami netto energii elektrycznej (rynki słowacki i austriacki) oraz eksporterami netto energii elektrycznej (francuski i czeski) (rynek szwajcarski b.d. - por. tabela 4.2.). Z kolei rynki będące odbiorcą zmienności pojawiły się dopiero po wyeliminowaniu determinant, z czego rynki bułgarski i norweski były eksporterami energii elektrycznej, rynki łotewski i portugalski były importerami energii elektrycznej, a pozostali odbiorcy odgrywali zamiennie rolę importera/eksportera. Po uwzględnieniu zmienności determinant zauważyć można również mniejszą liczbę rynków w grupach $N > O$ oraz $O > N$. Oznacza to, że na wszystkich tych rynkach wysoka zmienność cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA ma istotny wpływ na ich rolę.

6.2.3. Wpływ inwazji Rosji na Ukrainę na rolę rynków energii elektrycznej w okresie *BASE* – NET dla RV w okresie *BASE*

Analizując rolę europejskich rynków energii elektrycznej w okresie *BASE* dla RV uwzględniono również okres inwazji Rosji na Ukrainę. Tak jak w przypadku zastosowania stóp zwrotu, analiza dotyczy całego trzeciego podokresu. W tabeli 6.8. przedstawiono ocenę roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 dla indeksu NET, gdzie podokres trzeci został podzielony na okresy (ich szczegółowa charakterystyka znajduje się w podrozdziale 5.1.1. w pkt. b):

- od 11 lutego 2016 roku do 3 sierpnia 2021 roku,
- od 4 sierpnia 2021 roku do 23 lutego 2022 roku,
- od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku.

Tabela 6.8. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych w pełnej dobie (*BASE*) przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę przy wykorzystaniu RV

Rola rynku	Przedział	Trzeci podokres (11 lutego 2016 – 31 grudnia 2022)	11 lutego 2016 – 3 sierpnia 2021	4 sierpnia 2021 – 23 lutego 2022	24 lutego 2022 – 31 sierpnia 2022 (w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę)
N	<min – $q_{0,10}$ >	EPEX_DE_16		EXAA_AT_16 OTE_CZ_16 EPEX_DE_16 N2EX_UK_16 NordPool_16 EPEX_FR_16	OTE_CZ_16 EPEX_DE_16

N>O	(q _{0,10} – q _{0,50} >	OKTE_SK_16	OKTE_SK_16	EPEX_CH_16	N2EX_UK_16
		HUPX_HU_16	N2EX_UK_16	APX_NL_16	EPEX_CH_16
		BELPEX_BE_16	HUPX_HU_16	NP_NO1_16	NP_LV_16
		N2EX_UK_16	EPEX_CH_16	BELPEX_BE_16	NP_DK_16
		EPEX_CH_16	BELPEX_BE_16		GME_IT_16
		GME_IT_16	GME_IT_16		NP_LT_16
		EXAA_AT_16	EXAA_AT_16		HENEX_GR_16
		APX_NL_16	OTE_CZ_16		APX_NL_16
		OTE_CZ_16	APX_NL_16		EPEX_FR_16
		EPEX_FR_16	EPEX_DE_16		EXAA_AT_16
			EPEX_FR_16		POLPX_PL_16
O>N	(q _{0,50} – q _{0,90} >	NP_NO1_16	NP_NO1_16	SIPX_SI_16	OMEL_ES_16
		OMEL_PT_16	OMEL_PT_16	IBEX_BG_16	NP_SE4_16
		OMEL_ES_16	OMEL_ES_16	OMEL_PT_16	OMEL_PT_16
		POLPX_PL_16	POLPX_PL_16	NP_LT_16	NordPool_16
		IBEX_BG_16	IBEX_BG_16	HENEX_GR_16	IBEX_BG_16
		NP_FI_16	HENEX_GR_16	NP_EE_16	OPCOM_RO_16
		NP_DK_16	NP_DK_16	NP_SE4_16	OKTE_SK_16
		HENEX_GR_16	NP_FI_16	POLPX_PL_16	BELPEX_BE_16
		SIPX_SI_16	NP_LV_16	GME_IT_16	NP_EE_16
		CROPEX_HR_16	SIPX_SI_16	HUPX_HU_16	
		NP_SE4_16	NP_LT_16	NP_DK_16	
		NP_LV_16	NP_SE4_16	OKTE_SK_16	
		NP_EE_16	NO_EE_16		
		NP_LT_16	CROPEX_HR_16		
		OPCOM_RO_16	NordPool_16		
		NordPool_16	OPCOM_RO_16		
		O	(q _{0,90} – max>		
				OMEL_ES_16	NP_NO1_16
				NP_LV_16	SIPX_SI_16
				OPCOM_RO_16	HUPX_HU_16
				NP_FI_16	CROPEX_HR_16

Uwagi: O – odbiorca netto zmienności, N – nadawca (transmitter/przełącznik) netto zmienności

Źródło: opracowanie własne.

Wyniki przedstawione w tabeli 6.8. można podsumować w następujący sposób. Po pierwsze, rynki czeski i niemiecki to rynki, które poza pierwszym okresem, odgrywały rolę głównego nadawcy netto zmienności (dla RV). Po wybuchu wojny w Ukrainie rynki austriacki, brytyjski, skandynawski i francuski przestały odgrywać rolę nadawcy zmienności dla RV (natomiast dla stóp zwrotu rynek austriacki pomimo inwazji Rosji na Ukrainę nadal był transmitters zmienności).

Po drugie, rynki należące do grupy N>O zmieniały się na przestrzeni analizowanych okresów (przed i po wybuchu wojny w Ukrainie) nie tylko dla stóp zwrotu, ale również dla RV. Jedynie rynek szwajcarski znajdował się w tej grupie niezależnie od analizowanego okresu (dla stóp zwrotu nie było rynku, który utrzymałby tę rolę przez wszystkie analizowane okresy).

Po trzecie, rynki portugalski, szwedzki i estoński odgrywały główną rolę w grupie rynków, które częściej były odbiorcami niż nadawcami netto zmienności ($O > N$), ponieważ ich rola nie zmieniała się zarówno przed jak i po inwazji Rosji na Ukrainę dla RV. Z kolei dla analizy wykorzystującej stopy zwrotu nie zidentyfikowano rynków o tak stałej roli w tej grupie.

Ostatnią analizowaną grupą pod względem rodzaju odgrywanej roli rynków energii elektrycznej przed i po inwazji Rosji na Ukrainę jest grupa odbiorców netto zmienności. Dla RV w pierwszym analizowanym okresie nie zidentyfikowano rynków, które można określić jako odbiorcy zmienności (z kolei dla stóp zwrotu w tym okresie były to rynki portugalski, hiszpański, brytyjski i grecki). Natomiast od 4 sierpnia 2021 roku do końca analizy głównymi odbiorcami netto zmienności dla RV były rynki chorwacki i fiński (natomiast dla stóp zwrotu rynki portugalski, estoński i grecki).

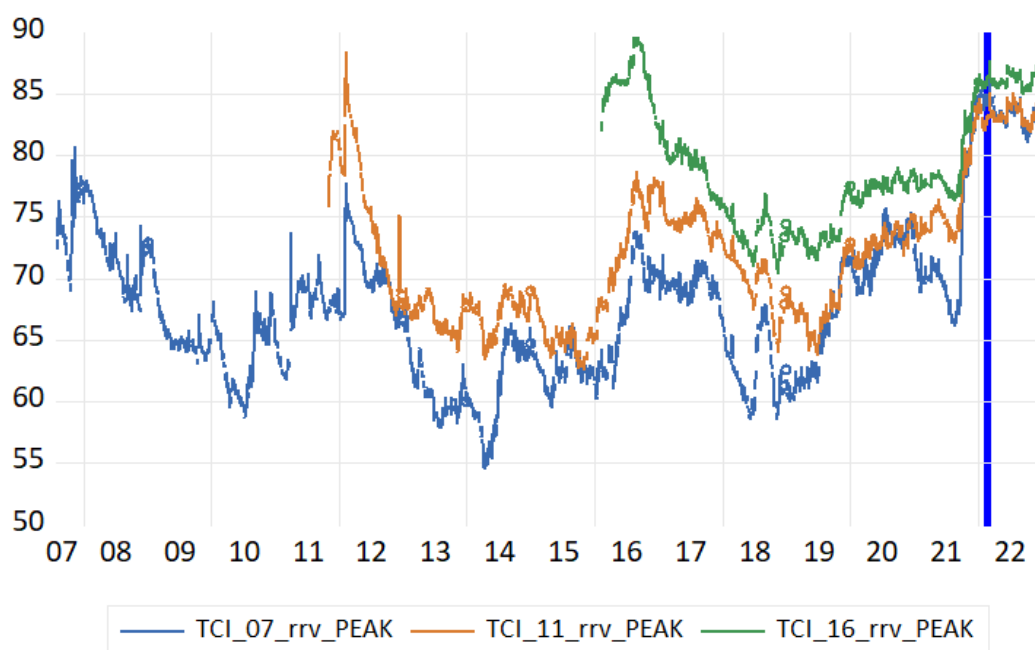
Podsumowując, można stwierdzić, że inwazja Rosji na Ukrainę może mieć potencjalny wpływ na rolę rynków energii elektrycznej w okresie *BASE* (ponieważ wybrane rynki zmieniają swoją rolę od 24 lutego 2022 roku), jednak jest część rynków, które utrzymały swoją rolę niezależnie od sytuacji geopolitycznej. Większy wpływ na rolę rynków przed, jak i po inwazji Rosji na Ukrainę ma rodzaj zastosowanej miary efektu przenikania (RV lub stopy zwrotu).

6.3. Analiza zachowań rynków energii elektrycznej w latach 2007–2022 w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną (*PEAK*)

Wyniki w podrozdziale 6.3. przedstawiają dynamiczny wskaźnik całkowitego powiązania (TCI), wskaźnik powiązania kierunkowego netto parami (NPDC), wskaźnik powiązania kierunkowego netto parami (PCI) oraz całkowite powiązanie kierunkowe netto (NET) dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną (*PEAK*). Jest to możliwe dzięki właściwościom modelu TVP-VAR użytego do estymacji parametrów. Tym razem to zrealizowana zmienność cen energii elektrycznej (RV) została wybrana jako miara efektu przenikania europejskich rynków energii elektrycznej. Podrozdział ten pozwoli również na porównanie zachowania rynków energii elektrycznej w okresie *PEAK* i *BASE* przy wykorzystaniu RV jako miary zmienności.

6.3.1. Ocena stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej – TCI dla RV w okresie *PEAK*

Obliczone wartości wskaźnika TCI obejmujące łącznie 27 europejskich rynków energii elektrycznej, zostały przedstawione na rysunku 6.9. (por. opis rysunku 5.1.). Z kolei w tabeli 6.9. przedstawiono porównanie podstawowych statystyk wskaźnika TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej dla RV w *PEAK* i *BASE*. Dodatkowo, aby porównać stopień integracji rynków energii elektrycznej w różnych okresach, na rysunku 6.10. oraz w tabeli 6.10. przedstawiono różnice pomiędzy wartościami wskaźnika TCI dla okresu *BASE* i *PEAK*. Wartości dodatnie oznaczają, że wartości indeksu TCI były wyższe w *BASE* niż *PEAK*.



Uwagi: granatowa linia przedstawia TCI w pierwszym podokresie (1 sierpnia 2007 r. – 31 grudnia 2022 r.), pomarańczowa linia przedstawia TCI w drugim podokresie (1 listopada 2011 r. – 31 grudnia 2022 r.), a linia zielona pokazuje TCI w trzecim podokresie (11 lutego 2016 r. – 31 grudnia 2022 r.). Pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 r.). Wyniki są oparte na modelu TVP-VAR z długością opóźnienia rzędu jednego (BIC) i 20-stopniowym wyprzedzeniem GFEVD.

Rysunek 6.9. Wskaźnik TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej dla RV w okresie *PEAK* (%)

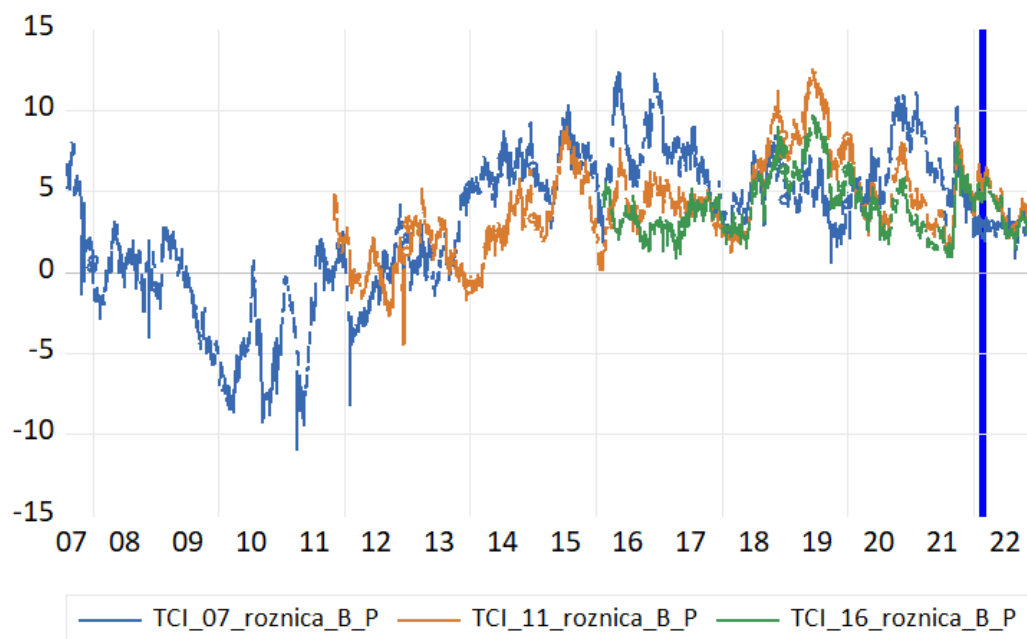
Źródło: Opracowanie własne.

Tabela 6.9. Porównanie podstawowych statystyk wskaźnika TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej dla RV w okresie *PEAK* i *BASE* (%)

	TCI_07_rrv <i>BASE</i>	TCI_11_rrv <i>BASE</i>	TCI_16_rrv <i>BASE</i>	TCI_07_rrv <i>PEAK</i>	TCI_11_rrv <i>PEAK</i>	TCI_16_rrv <i>PEAK</i>
Średnia	66,20	71,43	83,32	67,86	69,12	79,21
Mediana	65,99	70,04	82,00	67,38	67,56	77,88

Odch. stand	7,13	4,77	4,57	4,59	5,34	5,03
Wsp. skośności	0,24	1,33	0,40	0,36	1,51	0,33
Kurtoza	2,00	4,05	1,96	2,45	4,31	1,86
Min.	53,51	64,38	74,09	58,68	62,56	70,44
Max.	82,14	87,16	92,66	80,72	88,42	89,63
Obserwacje	1553	1563	1777	1097	1101	1777

Źródło: Opracowanie własne.



Uwagi: granatowa linia przedstawia TCI w pierwszym podokresie (1 sierpnia 2007 r. – 31 grudnia 2022 r.), pomarańczowa linia przedstawia TCI w drugim podokresie (1 listopada 2011 r. – 31 grudnia 2022 r.), a linia zielona pokazuje TCI w trzecim podokresie (11 lutego 2016 r. – 31 grudnia 2022 r.). Pionowa niebieska linia oznacza dzień wybuchu wojny w Ukrainie (24 lutego 2022 r.). Wyniki są oparte na modelu TVP-VAR z długością opóźnienia rzędu jednego (BIC) i 20-stopniowym wyprzedzeniem GFEVD.

Rysunek 6.10. Różnica pomiędzy wskaźnikiem TCI policzonym w okresie *BASE* a TCI policzonym w okresie *PEAK* przy wykorzystaniu RV (pp.)

Źródło: Opracowanie własne.

Tabela 6.10. Różnica pomiędzy podstawowymi statystykami wskaźnika TCI obliczonego w okresie *BASE* a TCI obliczonego w okresie *PEAK* przy wykorzystaniu RV (pp.)

	TCI_07_rrv_różnica_B_P	TCI_11_rrv_różnica_B_P	TCI_16_rrv_różnica_B_P
Średnia	-1,67	2,31	4,11
Mediana	-1,08	2,27	3,83
Odch. stand	3,65	2,47	1,81
Wsp. skośności	-0,01	0,42	0,77
Kurtoza	2,57	2,80	3,17
Min.	-11,00	-4,51	0,81

Max.	8,02	9,05	9,75
Obserwacje	1097	1101	1777

Źródło: Opracowanie własne.

a) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 23 lutego 2022 roku (okres przed inwazją Rosji na Ukrainę)

Zarówno dla godzin *PEAK*, jak i *BASE* wartości wskaźnika TCI ulegały licznym wahaniom w analizowanym okresie (15 listopada 2007 roku – 80,7%; 12 lipca 2010 roku – 58,7%; 30 stycznia 2012 roku – 78,4%; 17 kwietnia 2014 roku – 54,5%; 17 października 2014 roku – 66,9%; 30 kwietnia 2016 roku – 59,5%; 9 września 2016 roku – 73,4%; 8 czerwca 2018 roku – 58,6%; 22 lipca 2020 roku – 75,5%; 31 sierpnia 2021 roku – 66,3% oraz 23 lutego 2022 roku – 84,4%). Również analiza wartości wskaźnika TCI dla *PEAK* wraz z początkiem analizowanych podokresów (*TCI_07_rrvp*, *TCI_11_rrvp* oraz *TCI_16_rrvp*) wykazuje potrzebę dostosowania się modelu do danych. Zarówno dla godzin *PEAK*, jak i *BASE* wraz z kolejnymi latami wartości wskaźnika TCI wykazują tendencję wzrostową (z poziomu około 72,4% do poziomu około 84,4%), co oznacza wzrost stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej. Od 31 sierpnia 2021 roku, gdy wskaźnik TCI wyniósł około 66,3% do dnia rozpoczęcia inwazji Rosji na Ukrainę również widoczny był gwałtowny wzrost wartości wskaźnika TCI (tak jak w przypadku okresu *BASE*).

Z kolei wyniki dotyczące różnic w wartościach pomiędzy wskaźnikiem TCI liczoną dla okresu *BASE* i dla *PEAK*, wskazują, że do 11 marca 2014 roku, integracja rynków energii elektrycznej była większa w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu dnia (*PEAK*). Z kolei od 12 marca 2014 roku do 23 lutego 2022 roku, większy stopień integracji pojawił się w okresie *BASE* niż *PEAK*. Oznacza to, że nawet poważne zawirowania gospodarcze, tj. pandemia COVID-19 czy eskalacja napięć geopolitycznych związanych z potencjalnym atakiem Rosji na Ukrainę, nie miały wpływu na zmianę okresu, w którym wystąpiła większa integracja rynków energii elektrycznej (od 2014 roku był to stale *BASE*). Może to wynikać z faktu, że w trakcie zawirowań gospodarczych i geopolitycznych rynki energii elektrycznej potrzebują integracji przez całą dobę, aby minimalizować nagłe skoki cen i uniknąć ewentualnych fizycznych przestojów w dostawach energii elektrycznej.

b) Okres od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku (okres inwazji Rosji na Ukrainę)

Zgodnie z przyjętym podziałem (por. podrozdział 5.1.1. w pkt. b)) podokres trzeci został podzielony na mniejsze okresy. W tabeli 6.11. przedstawiono porównanie podstawowych statystyk wskaźnika TCI obliczonych dla *BASE* oraz *PEAK* dla RV w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę.

Tabela 6.11. Porównanie podstawowych statystyk wskaźnika TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej w podziale na trzy okresy przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę przy wykorzystaniu RV w okresie *PEAK* i *BASE* (%)

	Średnia	Mediana	Odch. stand	Wsp. skośności	Min.	Max	Obserwacje
<i>TCI_16_rrv BASE</i> 11 lutego 2016 – 3 sierpnia 2021	82,01	81,04	3,85	0,92	74,09	92,83	2001
<i>TCI_16_rrv PEAK</i> 11 lutego 2016 – 3 sierpnia 2021	77,83	77,38	4,48	0,81	70,44	89,63	1411
<i>TCI_16_rrv różnica B_P</i> 11 lutego 2016 – 3 sierpnia 2021	4,17	3,75	1,87	0,84	0,81	9,75	1411
<i>TCI_16_rrv BASE</i> 4 sierpnia 2021 – 23 lutego 2022	86,61	88,29	4,60	-1,00	77,52	91,07	204
<i>TCI_16_rrv PEAK</i> 4 sierpnia 2021 – 23 lutego 2022	82,06	82,58	3,57	-0,42	76,37	86,58	146
<i>TCI_16_rrv różnica B_P</i> 4 sierpnia 2021 – 23 lutego 2022	4,62	4,93	1,76	-0,67	0,92	8,05	146
<i>TCI_16_rrv BASE</i> 24 lutego 2022 – 31 grudnia 2022	89,58	89,32	1,06	0,60	87,62	92,38	311
<i>TCI_16_rrv PEAK</i> 24 lutego 2022 – 31 grudnia 2022	86,20	86,07	0,65	0,37	84,97	88,06	220
<i>TCI_16_rrv różnica B_P</i> 24 lutego 2022 – 31 grudnia 2022	3,40	3,16	1,19	0,36	1,35	5,95	220

Źródło: Opracowanie własne.

Na podstawie danych przedstawionych w tabeli 6.11. można przedstawić kilka faktów. Po pierwsze, wyraźnie widać, że niezależnie od analizowanego okresu zapotrzebowania na energię elektryczną można przyjąć, że inwazja Rosji na Ukrainę mogła przyczynić się do dalszego zwiększania stopnia integracji rynków energii elektrycznej. Po drugie, porównując wartości wskaźnika TCI dla *PEAK* oraz *BASE* dla RV z wartościami wskaźnika TCI dla stóp zwrotu (w okresie *BASE*) można zauważyć, że stopień integracji maleje po wybuchu wojny w przypadku analiz dla stóp zwrotu. Po trzecie, zarówno przed (od 11 lutego 2016 roku), jak

i po rozpoczęciu inwazji Rosji na Ukrainę widać, że integracja rynków energii elektrycznej była większa w okresie *BASE* niż *PEAK*.

c) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2022 roku – podsumowanie

Przedstawione wartości wskaźnika TCI liczone dla *PEAK* w latach 2007–2022 i porównane do okresu *BASE* dla RV pozwalają na zaobserwowanie kilku faktów. Po pierwsze, zarówno dla *PEAK* (około 77,83%; 82,06%; 86,20%), jak i *BASE* (około 82,01%; 86,61%; 89,58%) można zauważyć wzrost stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej.

Po drugie, od 1 sierpnia 2007 roku do 11 marca 2014 roku integracja rynków energii elektrycznej była większa w *PEAK*. Z kolei od 12 marca 2014 roku do 31 grudnia 2022 roku, większy stopień integracji pojawił się w *BASE*. Liczne zawirowania gospodarcze i geopolityczne występujące od 2020 roku nie wpłynęły na zmianę w tych okresach.

Po trzecie, od dnia rozpoczęcia inwazji Rosji na Ukrainę średnia wartości wskaźnika TCI dla *PEAK* (około 86,20%) oraz *BASE* (około 89,58%) przy wykorzystaniu RV jest wyższa, niż dla stóp zwrotu w *BASE* (około 83,26%).

6.3.2. Ocena powiązań regionalnych europejskich rynków energii elektrycznej – NPDC/PCI dla RV w okresie *PEAK*

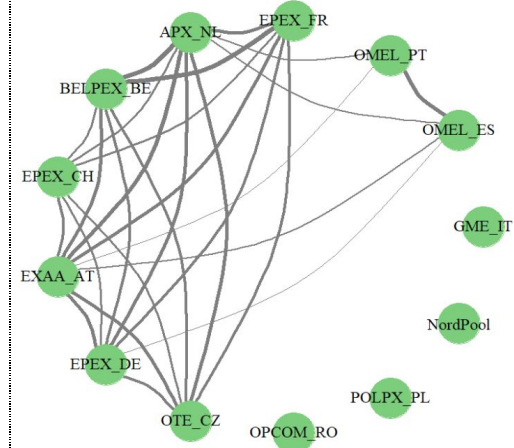
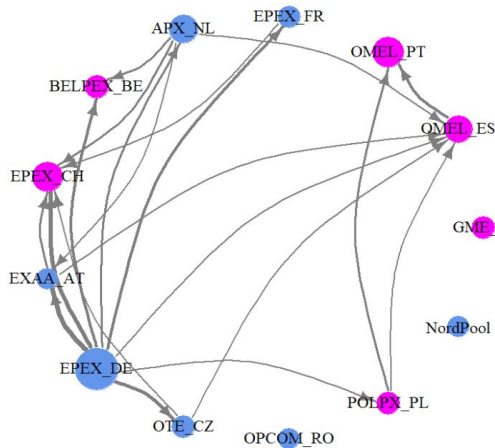
Rysunki 6.11. – 6.14. przedstawiają odpowiednio schematy sieciowe NPDC oraz PCI (por. opis rysunków 5.2. – 5.5.). Natomiast tabele 6.12. oraz 6.13. przedstawiają porównanie zmian w relacjach i rolach pomiędzy rynkami energii elektrycznej dla okresu *PEAK* i *BASE* dla RV.

a) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 23 lutego 2022 roku (okres przed inwazją Rosji na Ukrainę)

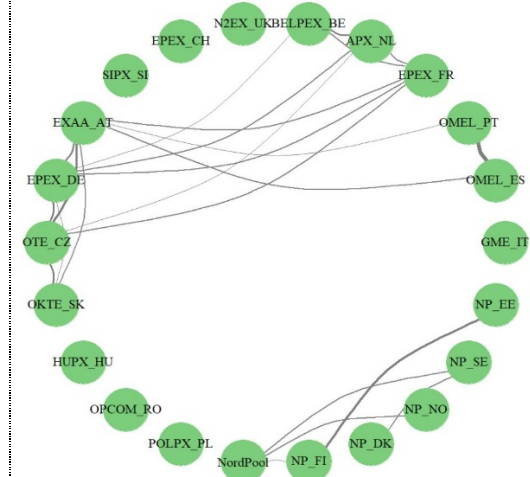
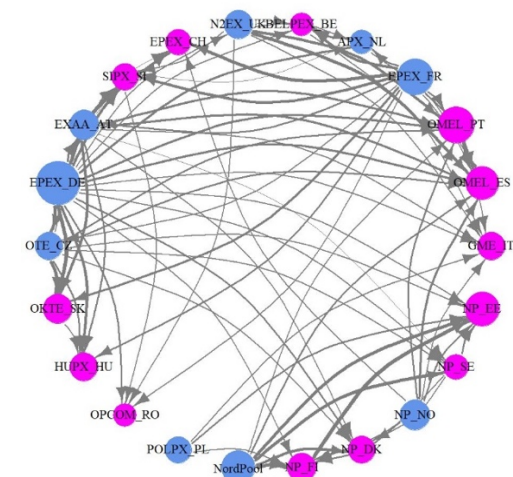
Rysunek 6.11. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)

Rysunek 6.12. Indeks powiązania parami (PCI)

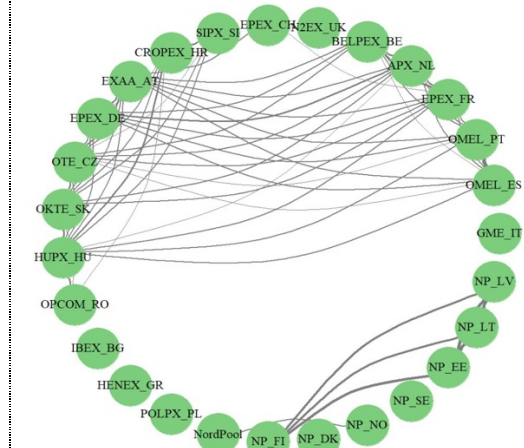
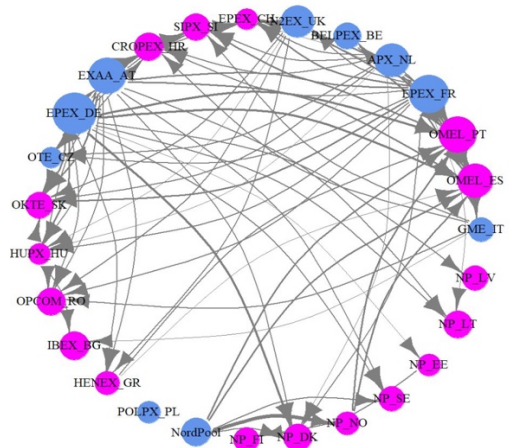
- Pierwszy podokres: 1 sierpnia 2007 r. – 31 października 2011 r.



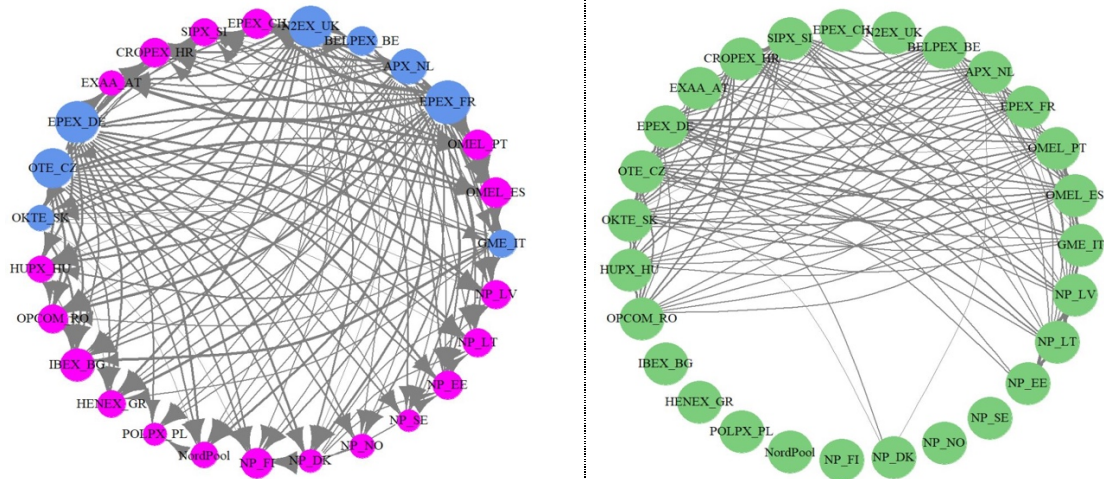
- Drugi podokres: 1 listopada 2011 r. – 10 lutego 2016 r.



- Trzeci podokres: 11 lutego 2016 r. – 3 sierpnia 2021 r.



- Czwarty podokres: 4 sierpnia 2021 r.–23 lutego 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne.

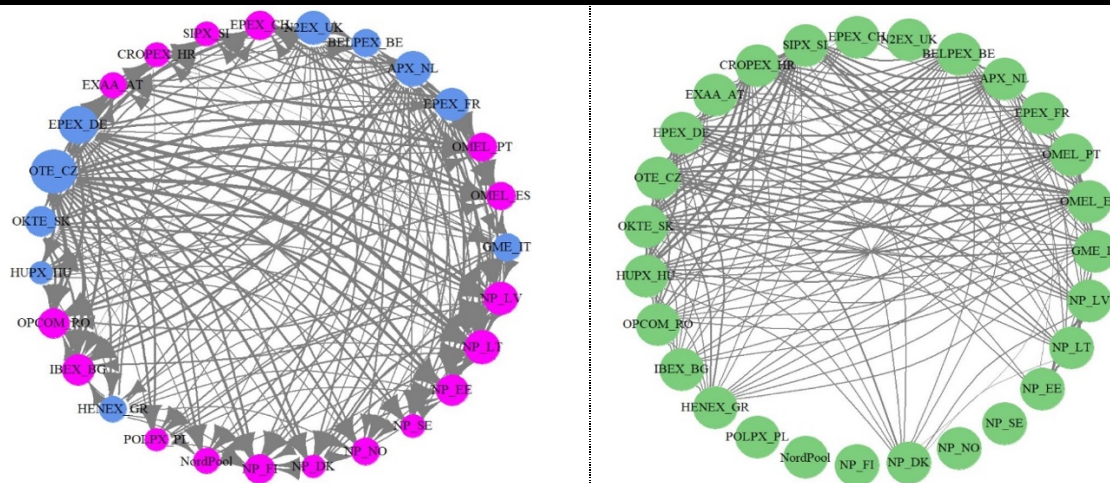
Z przeprowadzonych badań można wyciągnąć następujące wnioski. Po pierwsze, wskaźnik TCI wraz z kolejnymi podokresami wzrasta z poziomu około 67,9% do poziomu około 82,0% (tak, jak w przypadku *BASE*). Po drugie, te same rynki energii elektrycznej zarówno w *BASE*, jak i *PEAK* były głównymi odbiorcami zmienności netto (rynki portugalski i hiszpański) oraz głównymi transmitterami netto zmienności (m.in. rynki niemiecki, holenderski, francuski i austriacki). Największa różnica pomiędzy okresem *BASE* oraz *PEAK* dla RV widoczna była w grupie głównych odbiorców w czwartym podokresie, gdzie tylko rynek chorwacki odgrywał tę samą funkcję niezależnie od analizowanego okresu. Po trzecie, kolejność tworzenia połączeń pomiędzy rynkami, a następnie między regionami w *PEAK* jest taka sama jak w *BASE*. Po czwarte, najwyższy udział zmienności wewnętrznej w *PEAK* występował na tych samych rynkach co w *BASE*, poza rynkiem bułgarskim (który pojawił się w *PEAK*, zamiast rynku włoskiego, który był w *BASE*).

b) Okres od 24 lutego 2022 roku do 31 grudnia 2022 roku (okres inwazji Rosji na Ukrainę)

Rysunek 6.13. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)

Rysunek 6.14. Indeks powiązania parami (PCI)

- Piąty podokres: 24 lutego 2022 r.–31 grudnia 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne.

W dalszym ciągu przy wykorzystaniu wskaźników NPDC oraz PCI przedstawiono relacje między rynkami energii elektrycznej w kontekście inwazji Rosji na Ukrainę. Wskaźnik TCI wyniósł około 86,2%, zatem był wyższy o około 4,2 pp. w porównaniu do podokresu czwartego (taki wzrost został odnotowany również w *BASE*). Głównymi odbiorcami netto zmienności cen w *PEAK* były przede wszystkim rynki Europy Północnej (litewski (-47,7%), łotewski (-45,2%), estoński (-38,5%) i fiński (-30,9%)) oraz rynki bułgarski (-37,4%) i rumuński (-33,5%). Z kolei istotnymi transmitterami netto zmienności były wybrane rynki regionu CWE (niemiecki (64,5%) oraz holenderski (56,1%)) oraz rynki czeski (89,9%) i brytyjski (48,5%). Największa różnica pomiędzy okresem *BASE* oraz *PEAK* dla RV widoczna była w grupie głównych odbiorców, gdzie tylko rynek fiński odgrywał tę samą funkcję niezależnie od analizowanego okresu. Najwyższy udział zmienności wewnętrznej w *PEAK* występował na tych samych rynkach co w *BASE*.

c) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2022 roku – podsumowanie

Analiza wartości wskaźników NPDC i PCI dla pięciu podokresów pozwala zauważyć, że większość wniosków przedstawionych w okresie *BASE* oraz *PEAK* dla RV jest ze sobą tożsamych. Szczegółowe zestawienie zmian w relacjach między rynkami energii elektrycznej przy wykorzystaniu NPDC oraz PCI dla RV przedstawiono w tabeli 6.12. Jedną

z głównych różnic jest rozbieżność pomiędzy największymi odbiorcami zmienności netto w podokresie czwartym (4 sierpnia 2021 rok – 23 lutego 2022 rok) oraz piątym (24 lutego – 31 grudnia 2022 rok). Wówczas jedynie rynki chorwacki i fiński ogrywały tę samą rolę niezależnie od okresu zapotrzebowania na energię elektryczną. Ponadto dla każdego z analizowanego okresów (*BASE* i *PEAK*) widoczna była zmiana ról niektórych rynków energii elektrycznej z transmitera na odbiorcę sieciowego i na odwrót, co zostało przedstawione w tabeli 6.13. Przyczyną zmiennej roli wybranych rynków może być import tańszej energii elektrycznej, eksport nadpodaży energii elektrycznej pochodzącej z OZE, czy awaryjny import energii elektrycznej (w wyniku np. nieplanowanych remontów źródeł wytwórczych czy okresowych problemów z dostępnością do surowców energetycznych).

Tabela 6.12. Zestawienie zmian w relacjach między rynkami energii elektrycznej przy wykorzystaniu wskaźnika NPDC oraz PCI w okresie *BASE* oraz *PEAK* dla RV

Analizowany podokres	Wskaźnik TCI		Najwięksi odbiorcy zmienności netto		Najwięksi transmiterzy zmienności netto		Połączenia między rynkami		Najwyższy udział zmienności wewnętrznej	
	B	P	B	P	B	P	B	P	B	P
1 sierpnia 2007 r. - 31 października 2011 r.	66,2%	67,9%	PT BE ES IT	PT CH ES	DE PL NL	DE NL	Półwysep Iberyjski CWE	RO NP IT PL	RO NP IT PL	
1 listopada 2011 r. - 10 lutego 2016 r.	71,4%	69,1%	PT EE ES HU	PT EE ES SK	DE FR CZ UK	DE FR NP NO	Półwysep Iberyjski CWE Europa Północna CEE	UK IT HU DK PL RO	PL RO UK IT HU	
11 lutego 2016 r. – 3 sierpnia 2021 r.	82,0%	77,8%	NO PT ES PL	PT ES BG HR	FR NL DE UK	DE FR AT NL	Stopniowe połączenia nie tylko między rynkami, ale i regionami	GR UK BG PL	BG PL GR UK	
4 sierpnia 2021 r. – 23 lutego 2022 r.	86,6%	82,0%	HR SI RO LV FI	BG ES FI CH PT HR	FR NP UK BE DE	FR DE UK CZ	Stopniowe połączenia nie tylko między rynkami, ale i regionami	UK PL FI IT NO	UK PL NO FI BG NP GR	
24 lutego – 31 grudnia 2022 r.	89,6%	86,2%	FI ES NO PT SE	LT LV EE BG RO FI	DE CZ PL AT	CZ DE NL UK		UK NO PL NP FI SE	UK PL NO FI NP SE	

Uwagi: B – *BASE* dla RV, P – *PEAK* dla RV, NP – Nord Pool.

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 6.13. Zestawienie zmian roli jako odbiorcy lub nadawcy zmienności netto rynku energii elektrycznej dla każdego z analizowanych podokresów w okresie *BASE* oraz *PEAK* dla RV

Indeks	Kraj	1 sierpnia 2007 r. – 31 października 2011 r.		1 listopada 2011 r. – 10 lutego 2016 r.		11 lutego 2016 r. – 3 sierpnia 2021 r.		4 sierpnia 2021 r. – 23 lutego 2022 r.		24 lutego – 31 grudnia 2022 r.	
		B	P	B	P	B	P	B	P	B	P
APX_NL	Holandia	N	N	O	N	N	N	N	N	N	N
BELPEX_BE	Belgia	O	O	O	O	N	N	N	N	O	N
CROPEX_HR	Chorwacja	-	-	-	O	O	O	O	O	O	O
EPEX_CH	Szwajcaria	O	O	N	O	N	O	N	O	N	O
EPEX_DE	Niemcy	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
EPEX_FR	Francja	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
EXAA_AT	Austria	O	N	N	N	N	N	N	O	N	O
GME_IT	Włochy	O	O	O	O	N	N	N	N	N	N
HEnEx_GR	Grecja	-	-	-	-	O	O	N	O	N	N
HUPX_HU	Węgry	-	-	O	O	N	O	O	O	O	N
IBEX_BG	Bułgaria	-	-	-	-	O	O	O	O	N	O
Nord Pool	Skandynawia	O	N	N	N	N	N	N	O	O	O
NP_DK	Dania	-	-	O	O	O	O	O	O	N	O
NP_EE	Estonia	-	-	O	O	O	O	O	O	O	O
NP_FI	Finlandia	-	-	O	O	O	O	O	O	O	O
NP_LT	Litwa	-	-	-	-	O	O	O	O	N	O
NP_LV	Łotwa	-	-	-	-	O	O	O	O	N	O
NP_NO1	Norwegia	-	-	O	N	O	O	N	O	O	O
NP_SE4	Szwecja	-	-	O	O	O	O	O	O	O	O
N2EX_UK	Wielka Brytania	-	-	N	N	N	N	N	N	N	N
OKTE_SK	Słowacja	-	-	N	O	N	O	N	N	O	N
OMEL_ES	Hiszpania	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O
OMEL_PT	Portugalia	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O
OPCOM_RO	Rumunia	O	N	N	O	N	O	O	O	O	O
OTE_CZ	Czechy	O	N	N	N	N	N	N	N	N	N
POLPX_PL	Polska	N	O	N	N	O	N	N	O	N	O
SIPX_SI	Słowenia	-	-	O	O	O	O	O	O	O	O

Uwagi: B – *BASE* dla RV, P – *PEAK* dla RV, O - odbiorca netto zmienności, N – nadawca (transmitter/przełącznik) netto zmienności, - brak danych dla rynku w analizowanym podokresie.

Źródło: Opracowanie własne.

6.3.3. Ocena roli europejskich rynków energii elektrycznej – NET dla RV w okresie *PEAK*

Ocena roli rynku energii elektrycznej w okresie *PEAK* dla miary RV została przedstawiona w tabeli 6.14. na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla trzech podokresów. Z kolei w tabeli 6.15. przedstawiono ocenę roli rynku energii elektrycznej przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę. W tym celu podokres trzeci został podzielony na trzy krótsze okresy (ich szczegółowa charakterystyka znajduje się w podrozdziale 5.1.1. w pkt. b). W tym przypadku istotne jest również zestawienie wartości indeksu NET dla *PEAK* w stosunku do *BASE* (przedstawionego w podrozdziale 6.2.) w celu porównania zachowań rynków energii elektrycznej w tych dwóch okresach.

a) Okres od 1 sierpnia 2007 roku do 31 grudnia 2022 roku – NET w podziale na trzy podokresy

Tabela 6.14. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla trzech podokresów w okresie obciążenia szczytowego (*PEAK*) dla RV

Rola rynku	Przedział	Pierwszy podokres	Drugi podokres	Trzeci podokres
N	<min – q _{0,10} >	EPEX_DE_07	EXAA_AT_11 EPEX_FR_11 EPEX_DE_11	EPEX_DE_16
N>O	(q _{0,10} – q _{0,50} >	OTE_CZ_07 EXAA_AT_07 EPEX_FR_07 APX_NL_07	POLPX_PL_11 N2EX_UK_11 NP_NO1_11 OTE_CZ_11 NordPool_11	GME_IT_16 NordPool_16 OTE_CZ_16 BELPEX_BE_16 N2EX_UK_16 EXAA_AT_16 APX_NL_16 EPEX_FR_16
O>N	(q _{0,50} – q _{0,90} >	EPEX_CH_07 OMEL_ES_07 OPCOM_RO_07 BELPEX_BE_07 GME_IT_07 POLPX_PL_07 NordPool_07	OKTE_SK_11 SIPX_SI_11 NP_FI_11 GME_IT_11 HUPX_HU_11 NP_DK_11 OPCOM_RO_11 EPEX_CH_11 BELPEX_BE_11 NP_SE4_11 APX_NL_11	OMEL_ES_16 OPCOM_RO_16 NP_LV_16 NP_DK_16 NP_NO1_16 SIPX_SI_16 NP_FI_16 NP_EE_16 OKTE_SK_16 HENEX_GR_16 NP_SE4_16 EPEX_CH_16 POLPX_PL_16 HUPX_HU_16

O	($q_{0,90} - \max$)	OMEL_PT_07	OMEL_PT_11 OMEL_ES_11 NP_EE_11	OMEL_PT_16 IBEX_BG_16 NP_LT_16 CROPEX_HR_16
---	-----------------------	------------	--------------------------------------	--

Uwagi: O - odbiorca netto zmienności, N – nadawca (transmitter/przekaznik) netto zmienności

Źródło: opracowanie własne.

Porównanie roli rynków dla *BASE* oraz *PEAK* wskazuje na kilka faktów. Po pierwsze, w obu okresach zapotrzebowania *BASE* i *PEAK* głównym nadawcą zmienności netto był rynek niemiecki, a odbiorcą z kolei rynek portugalski. Podobnie tę samą rolę odgrywały rynki francuski i holenderski (w pierwszym podokresie), rynki brytyjski, czeski i skandynawski (w drugim podokresie) oraz rynki włoski, holenderski, belgijski, francuski, austriacki, brytyjski i czeski (w trzecim podokresie) będące częściej nadawcą niż odbiorcą zmienności. Z kolei w grupie $O > N$ były to rynki szwajcarski, hiszpański, rumuński, belgijski, włoski i skandynawski (w pierwszym podokresie), słoweński, fiński, włoski, duński, belgijski, szwedzki i holenderski (w drugim podokresie) oraz hiszpański, rumuński, łotewski, duński, norweski, słoweński, fiński, estoński, grecki, szwedzki i polski (w trzecim podokresie).

Po drugie w okresie *PEAK* do grupy nadawców dołączyły rynki austriacki i francuski, a do grupy odbiorców rynki bułgarski, litewski i chorwacki. Z kolei do grupy $N > O$ dołączyły rynki czeski i austriacki (w pierwszym podokresie), polski i norweski (w drugim podokresie) oraz rynek skandynawski (w trzecim podokresie), a do grupy $O > N$ rynek polski (w pierwszym podokresie), rynki słowacki, węgierski, rumuński i szwajcarski (w drugim podokresie) oraz słowacki i szwajcarski (w trzecim podokresie). Podsumowując, można stwierdzić, że porównując rolę rynków energii elektrycznej w ciągu całej doby (*BASE*) oraz w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną (*PEAK*) to w większości przypadków rola ta nie zmienia się w kolejnych latach.

b) Okres od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku – przed i po rozpoczęciu inwazji Rosji na Ukrainę

Tabela 6.15. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych w okresie obciążenia szczytowego (*PEAK*) przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę dla RV

Rola rynku	Przedział	Trzeci podokres (11 lutego 2016 – 31 grudnia 2022)	11 lutego 2016 – 3 sierpnia 2021	4 sierpnia 2021 – 23 lutego 2022	24 lutego 2022 – 31 sierpnia 2022 (w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę)
N	<min – q _{0,10} >	EPEX_DE_16	EPEX_DE_16	BELPEX_BE_16 APX_NL_16 EPEX_DE_16 N2EX_UK_16 EPEX_FR_16	BELPEX_BE_16 OKTE_SK_16 EPEX_FR_16 N2EX_UK_16 APX_NL_16 EPEX_DE_16 OTE_CZ_16
N>O	(q _{0,10} – q _{0,50})>	GME_IT_16 NordPool_16 OTE_CZ_16 BELPEX_BE_16 N2EX_UK_16 EXAA_AT_16 APX_NL_16 EPEX_FR_16	OTE_CZ_16 GME_IT_16 BELPEX_BE_16 N2EX_UK_16 NordPool_16 APX_NL_16 EPEX_FR_16 EPEX_AT_16	GME_IT_16 OKTE_SK_16 OTE_CZ_16	HUPX_HU_16 GME_IT_16 HENEX_GR_16
O>N	(q _{0,50} – q _{0,90})>	OMEL_ES_16 OPCOM_RO_16 NP_LV_16 NP_DK_16 NP_NO1_16 SIPX_SI_16 NP_FI_16 NP_EE_16 OKTE_SK_16 HENEX_GR_16 NP_SE4_16 EPEX_CH_16 POLPX_PL_16 HUPX_HU_16	OKTE_SK_16 OPCOM_RO_16 NP_LT_16 CROPEX_HR_16 NP_DK_16 NP_NO1_16 NP_LV_16 SIPX_SI_16 NP_SE4_16 HENEX_GR_16 NP_EE_16 NP_FI_16 POLPX_PL_16 EPEX_CH_16 HUPX_HU_16	EXAA_AT_16 NP_NO1_16 NP_DK_16 NP_SE4_16 POLPX_PL_16	OMEL_PT_16 OMEL_ES_16 EXAA_AT_16 NordPool_16 NP_DK_16 SIPX_SI_16 CROPEX_HR_16 POLPX_PL_16 NP_SE4_16
O	(q _{0,90} – max)>	OMEL_PT_16 IBEX_BG_16 NP_LT_16 CROPEX_HR_16	OMEL_PT_16 OMEL_ES_16 IBEX_BG_16	IBEX_BG_16 NP_FI_16 OMEL_ES_16 OMEL_PT_16 OPCOM_RO_16 EPEX_CH_16 CROPEX_HR_16 NP_LT_16 NP_LV_16 NP_EE_16 SIPX_SI_16 HENEX_GR_16 HUPX_HU_16 NordPool_16	NP_LT_16 NP_LV_16 NP_EE_16 IBEX_BG_16 NP_FI_16 OPCOM_RO_16 EPEX_CH_16 EPEX_CH_16 NP_NO1_16

Uwagi: O - odbiorca netto zmienności, N – nadawca (transmitter/przełącznik) netto zmienności
Źródło: opracowanie własne.

Po rozpoczęciu inwazji Rosji na Ukrainę, do grupy nadawców (oprócz rynku niemieckiego) dołączyły rynki słowacki i czeski oraz rynki belgijski, holenderski, brytyjski i francuski (które pojawiły się w tej grupie już od 4 sierpnia 2021 roku). Natomiast do grupy odbiorców zmienności (oprócz rynku bułgarskiego) dołączył rynek norweski oraz rynki litewski, łotewski, estoński, fiński, rumuński i szwajcarski (które w tym zestawieniu pojawiły się już w okresie gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej i napięcia geopolitycznego). Oznacza to, że wraz ze wzrostem napięcia geopolitycznego zwiększa się liczba rynków odgrywających rolę nadawcy i odbiorcy netto zmienności. Z kolei grupa rynków, które częściej były nadawcami zmienności oraz grupa, gdzie rynki częściej były odbiorcami niż nadawcami zmienności zmniejszyła się wraz z okresem większej niestabilności cen surowców energetycznych oraz wzrostem napięcia geopolitycznego. Porównując dwa ostatnie okresy (łącznie od 4 sierpnia 2021 do 31 grudnia 2022) do pierwszego okresu (od 11 lutego 2016 do 3 sierpnia 2021) wyraźnie widać, że w grupie $N > O$ oprócz rynku włoskiego, pozostały tylko rynki węgierski i grecki, a w grupie $O > N$ oprócz rynku duńskiego, polskiego i szwedzkiego, pozostały tylko rynki austriacki, norweski, portugalski, hiszpański, skandynawski, słoweński i chorwacki.

Podsumowując, można stwierdzić, że inwazji Rosji na Ukrainę może mieć potencjalny wpływ na rolę rynków energii elektrycznej w *PEAK* (ponieważ wybrane rynki zmieniają swoją rolę od 24 lutego 2022 roku), jednak jest też część rynków, które utrzymały swoją rolę niezależnie od sytuacji geopolitycznej. Dodatkowo można stwierdzić, że porównując rolę rynków energii elektrycznej w ciągu całej doby (*BASE*) oraz w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną (*PEAK*) to w większości przypadków rola ta się nie zmienia.

6.4. Podsumowanie

Poza oceną stopnia integracji, powiązań regionalnych i roli odgrywanej przez europejskie rynki energii elektrycznej w okresie *BASE*, ostatni rozdział w niniejszej pracy objął również okres szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną (*PEAK*). Zmieniona została również miara efektu przenikania ze stóp zwrotu na zrealizowaną zmienność (*RV*), która jest najczęściej wykorzystywaną miarą zmienności w dotychczasowych badaniach naukowych.

Po pierwsze, dynamiczny wskaźnik całkowitego powiązania (*TCI*) całościowo różnie dla *BASE* oraz *PEAK* w latach 2007–2022 niezależnie od sytuacji geopolitycznej

związanej z inwazją Rosji na Ukrainę (co różni RV od stóp zwrotu). Z kolei w zakresie szczegółowej hipotezy badawczej (HSZ6), która zakłada, że w okresie zapotrzebowania szczytowego na energię elektryczną w ciągu doby (*PEAK*) zwiększa się stopień integracji europejskich rynków energii elektrycznej w porównaniu do całej doby, można stwierdzić, że do 11 marca 2014 roku wyniki pozwoliły pozytywnie zewyfikować tę hipotezę, gdyż w tym okresie wystąpił wyższy stopień integracji w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię w porównaniu do całej doby. Niestety, od 12 marca 2014 roku hipotezę tę należy odrzucić, ponieważ wyniki nie potwierdziły, że w *PEAK* stopień integracji jest wyższy niż w *BASE*. Zatem problemy gospodarcze i geopolityczne (związane z m.in. pandemią COVID-19 czy inwazją Rosji na Ukrainę) nie miały wpływu na zmianę okresu, w którym wystąpiła większa integracja rynków energii elektrycznej (od 12 marca 2014 roku był to stale *BASE*). Może to wynikać z faktu, że w trakcie zawirowań gospodarczych i geopolitycznych rynki energii elektrycznej potrzebują integracji przez całą dobę, aby minimalizować nagłe skoki cen i uniknąć ewentualnych fizycznych przestojów w dostawach energii elektrycznej.

Po drugie, wyniki dla RV potwierdzają wnioski dla stóp zwrotu, wskazując, że determinanty cen energii elektrycznej mają duży wpływ na stopień integracji rynków. Bez uwzględnienia zmienności determinant cen energii elektrycznej stopień integracji rynków jest przeszacowany. Czynnikiem powodującym przenoszenie się zmienności może być konieczność utrzymania równowagi między popytem a podażą na energię elektryczną, struktura miksu energetycznego, rodzaj wykorzystywanych OZE w produkcji energii elektrycznej, czy funkcjonowanie interkonektorów łączących systemy energetyczne rynków. Zatem piąta szczegółowa hipoteza badawcza (HSZ5) dotycząca założenia, że determinanty cen energii elektrycznej powodują zwiększenie stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej, została pozytywnie zweryfikowana.

Po trzecie, wskaźnik powiązania kierunkowego netto parami (NPDC) oraz wskaźnik powiązania parami (PCI) potwierdzają czwartą hipotezę szczegółową (HSZ4), która zakłada, że integracja będzie większa w przypadku rynków bliższych geograficznie (rynki łączą się w podobnej kolejności, jak dla stóp zwrotu w *BASE*). Oznacza to, że zarówno w ciągu doby, jak i w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną wyraźnie widać, że bliższe geograficznie rynki charakteryzują się większą integracją między sobą, co jest konsekwencją łatwiejszego przesyłu energii i liczniejszych połączeń transgranicznych. W kolejnych latach można również zauważyć, że integracja ta następuje między rynkami niebędącymi sąsiadami. Może wynikać to z nowych oraz zaostrzenia istniejących regulacji

rynku energii elektrycznej, potrzeby poprawy stabilności krajowych systemów elektroenergetycznych (import energii elektrycznej w okresie wystąpienia niedoboru energii elektrycznej oraz eksportu w okresie nadmiaru), konieczności obniżenia kosztów dostaw energii elektrycznej, a także zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw. Zarówno dla miary efektu przenikania w postaci stóp zwrotu, jak i RV dla całego okresu zapotrzebowania na energię elektryczną rynki odgrywające rolę głównego odbiorcy i transmitera zmienności netto oraz rynki o wysokim wkładzie własnym zmienności były takie same. Podobnie jest dla okresu szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną, a jedyną różnicą w stosunku do okresu *BASE* dla RV są rynki odgrywające rolę głównego odbiorcy netto zmienności w czwartym i piątym podokresie.

Po czwarte, indeks całkowitego powiązania kierunkowego netto (NET) liczony dla RV również odrzuca czwartą szczegółową hipotezę badawczą (HSZ4), która zakłada, że eksporterzy netto energii elektrycznej odgrywają większą rolę na europejskich rynkach energii elektrycznej. Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że nie występuje zależność pomiędzy rolą eksportera i importera netto energii elektrycznej a byciem odbiorcą czy nadawcą netto zmienności. Rodzaj wykorzystanej miary efektu przenikania wpływa z kolei na rolę, jaką odgrywa rynek energii elektrycznej, co zostało udowodnione poprzez porównanie roli rynku dla miary RV i stóp zwrotu (*BASE*). Ponadto wykazano, że wysoka zmienność cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA oraz inwazja Rosji na Ukrainę może mieć wpływ na rolę rynku w okresie *BASE* przy wykorzystaniu RV i stóp zwrotu. Końcowo można stwierdzić, że porównując rolę rynków energii elektrycznej w okresie *BASE* i *PEAK* (również w okresie inwazji Rosji na Ukrainę), w większości przypadków rola ta nie zmienia się pomiędzy tymi okresami zapotrzebowania na energię elektryczną.

Przedstawiona analiza zachowań europejskich rynków energii elektrycznej w okresie *BASE* oraz *PEAK* dla RV pozwala na realizację czterech celów szczegółowych (CSZ5 – CSZ8). Rozdział szósty dostarcza również odpowiedzi na szczegółowe pytania badawcze (PSZ3-PSZ6), które postawione zostały w niniejszej pracy doktorskiej. Dodatkowo przeprowadzone badania empiryczne pozwalają również częściowo zweryfikować cel główny oraz hipotezę główną pracy.

Zakończenie

Synteza wyników badań empirycznych i weryfikacji hipotez

Problematyka, jaka została podjęta w niniejszej rozprawie doktorskiej, odnosiła się do oceny stopnia integracji i ról europejskich rynków energii elektrycznej w kontekście polityki energetycznej Unii Europejskiej. Stworzenie wspólnego rynku energii elektrycznej jest dla UE ogromnym wyzwaniem, ponieważ jego funkcjonowanie ma wpływ na m.in. utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego i niezawodności dostaw energii elektrycznej w całej Europie, a także zagwarantowania przystępnych cen energii elektrycznej. Jest to szczególnie ważne w kontekście problemów gospodarczych (np. związanych z pandemią COVID-19) czy niepewnej sytuacji geopolitycznej (np. związanej z inwazją Rosji na Ukrainę). Do badania wykorzystany został pakiet ConnectednessApproach w programie R-Studio, zaproponowany przez Davida Gabauera. W odniesieniu do przeprowadzonego badania 27 europejskich rynków energii elektrycznej z wykorzystaniem modelu TVP-VAR z rozszerzonym podejściem do wspólnych powiązań, zaproponowanego przez Bacilar i in. (2021), można stwierdzić, że udzielono odpowiedzi na wszystkie szczegółowe pytania badawcze oraz zweryfikowano szczegółowe hipotezy badawcze.

W związku z tym, **osiągnięty został główny cel badania**, którym była ocena stopnia integracji i ról europejskich rynków energii elektrycznej w kontekście polityki energetycznej Unii Europejskiej wraz z celami szczegółowymi oraz **pozytywnie zweryfikowano główną hipotezę** pracy doktorskiej, która zakładała, że europejskie rynki energii elektrycznej stają się coraz bardziej zintegrowane. Potwierdza to m.in. przegląd polityk energetycznych dotyczących integracji europejskich rynków energii elektrycznej, przedstawiony zbiór pozycji literaturowych (w tym głównie opracowania anglojęzyczne, które wzbogacone zostały o literaturę krajową) oraz badania własne wykorzystujące nowoczesne metody badawcze. Podsumowując, można stwierdzić, że niezależnie od sytuacji gospodarczej i geopolitycznej w latach 2007–2022, europejskie rynki energii elektrycznej są coraz bardziej zintegrowane.

Na podstawie szczegółowego przeglądu i usystematyzowanych polityk energetycznych, udowodniono, że stopień integracji rynku energii elektrycznej wzrasta wraz z wprowadzeniem nowych i zaostrzeniem istniejących regulacji rynku energii elektrycznej w krajach UE (HSZ1). Wraz z kolejnymi pakietami energetycznymi, pojawiły się nowe przepisy prawne wprowadzające zmiany w dyrektywach energetycznych, które pogłębiły proces integracji i otwierania rynków energii elektrycznej w analizowanym okresie.

Dodatkowo organy regulacyjne i uczestnicy rynków podejmują liczne działania i inicjatywy ułatwiające proces tworzenia wspólnego rynku energii elektrycznej, np. siedem Regionalnych Inicjatyw Elektroenergetycznych, projekty regionalne w ramach mechanizmu *market coupling* czy funkcjonowanie rynków w ramach wspólnych giełd energii elektrycznej.

W toku prowadzonych badań, które wykorzystywały między innymi dane ze statystyk publicznych Komisji Europejskiej dotyczące europejskiego systemu elektroenergetycznego, możliwe stało się pozytywne zweryfikowanie hipotezy mówiącej, że europejskie rynki energii elektrycznej są zróżnicowane pod względem wielkości produkcji, wymiany transgranicznej oraz miksów energetycznych (HSZ2). Zasadniczo można stwierdzić, że rynek niemiecki i francuski są głównymi producentami energii elektrycznej w Europie. Ich łączny udział produkcji energii elektrycznej w krajach europejskich w latach 2007–2021 wyniósł około 34,5%. Z kolei Litwa, Łotwa i Estonia charakteryzowały się najmniejszym udziałem w całkowitej produkcji energii elektrycznej w Europie, wytwarzając łącznie około 0,8% całkowitej produkcji energii elektrycznej. W latach 2007–2021 głównymi importerami netto energii elektrycznej były rynki: włoski (41,90 TWh/rocznie) oraz fiński (16,10 TWh/rocznie), a eksporterami netto energii elektrycznej były rynki: francuski (48,95 TWh/rocznie) oraz niemiecki (28,30 TWh/rocznie). Część rynków odgrywała również zamiennie raz rolę importera, a raz rolę eksportera energii elektrycznej w analizowanym okresie. Wykazano również, że europejskie rynki energii elektrycznej różnią się pod względem struktury miksów energetycznych. W 2021 roku największy udział w mocy zainstalowanej miały następujące źródła: OZE w Norwegii (97%) i Austrii (80%), energetyka jądrowa we Francji (68%) i w Słowacji (52%), gaz ziemny we Włoszech (50,5%) i w Holandii (49%), stałe paliwa kopalne w Polsce (71%) i Estonii (48%) oraz ropa naftowa w Grecji (8%) i Hiszpanii (4%).

Przeprowadzone badania empiryczne pozwoliły również pozytywnie zweryfikować hipotezę HSZ3, wskazując, że zarówno w okresie *BASE*, jak i *PEAK* integracja rynków energii elektrycznej jest większa w przypadku rynków bliższych geograficznie. W pierwszej kolejności widać powiązania rynków w ramach regionu Półwyspu Iberyjskiego oraz Europy Środkowo-Zachodniej. W przypadku rynku hiszpańskiego i portugalskiego okazuje się, że są to rynki, które wywierają na siebie największy wpływ z uwagi na położenie na półwyspie Iberyjskim oraz budując Iberyjski Rynek Energii Elektrycznej (jak wskazują Abadie i Chamorro (2021), w rzeczywistości Hiszpania ma tylko rynek lokalny zależny głównie od Portugalii, a pozostałe połączenia międzysystemowe z Francją, Marokiem i Andorą mają

ograniczoną przepustowość). Integracji rynków w tym regionie sprzyja również położenie w strefie klimatu śródziemnomorskiego. Strefa ta jest bogata w OZE takie jak energia słoneczna i wiatrowa. Niestety są to bardzo nieprzewidywalne OZE, stąd ich wykorzystanie w produkcji energii elektrycznej wpływa na większą zmienność cen energii elektrycznej na rynkach. Z kolei w przypadku integracji rynków regionu CWE można przyjąć, że odgrywają one kluczową rolę w produkcji energii elektrycznej w Europie, są w czołówce liberalizacji rynku energii elektrycznej oraz są rynkami bardziej dojrzałymi i stabilnymi, niż pozostałe europejskie rynki energii elektrycznej. Można zatem przyjąć, że położenie geograficzne rynków jest podstawą do łatwiejszego przesyłu energii elektrycznej. W późniejszym okresie pojawiły się również powiązania pomiędzy rynkami w regionie Europy Północnej i Europy Środkowo-Wschodniej. Od trzeciego analizowanego podokresu, widoczne stały się połączenia nie tylko pomiędzy rynkami w ramach danego regionu, ale również pomiędzy samymi regionami.

W niniejszej pracy odrzucono z kolei hipotezę, która zakładała, że eksporterzy netto energii elektrycznej odgrywają większą rolę na europejskich rynkach energii elektrycznej (HSZ4). Fakt odrzucenia wskazanej hipotezy podyktowany jest tym, iż nie zaobserwowano zależności pomiędzy rolą eksportera i importera netto energii elektrycznej a pełnieniem funkcji odbiorcy lub nadawcy netto zmienności. Potwierdzają to wyniki indeksu całkowitego powiązania kierunkowego netto (NET) dla cen energii elektrycznej z 27 europejskich rynków, które rozpatrywane były zarówno w okresie *BASE*, jak i *PEAK*. W okresie *BASE* dla miary stóp zwrotu głównymi nadawcami (transmitterami) netto zmienności były rynki austriacki i czeski, a głównymi odbiorcami netto zmienności były rynki z Półwyspu Iberyjskiego. Na podstawie danych przedstawionych w podrozdziale 4.1.2. można zauważyć, że nie tylko eksporterzy netto energii elektrycznej są nadawcami zmienności (co potwierdza rynek czeski), ale również importerzy netto energii elektrycznej (co potwierdza rynek austriacki). Z kolei rynek portugalski był w latach 2007–2021 stale importerem energii elektrycznej (średnio 52,67 TWh/rocznie – por. tabela 4.1.), a rynek hiszpański zamiennie odgrywał rolę importera i eksportera netto energii elektrycznej. Podobne obserwacje pojawiły się dla okresu *BASE* i *PEAK*, gdzie zastosowano RV jako miarę zmienności. Stwierdzono również, że o ile rola eksportera / importera energii elektrycznej nie wpływa na rolę rynku, to rodzaj wykorzystanej miary efektu przenikania zmienia tę rolę w poszczególnych podokresach.

Z kolei pozytywnie zweryfikowano kolejną hipotezę stwierdzającą, że determinanty cen energii elektrycznej zwiększają stopień integracji europejskich rynków energii

elektrycznej (HSZ5). W celu weryfikacji tej hipotezy wykorzystano dynamiczny wskaźnik całkowitego powiązania (TCI) oraz indeks całkowitego powiązania kierunkowego netto (NET) w okresie *BASE* dla miary efektu przenikania w postaci stóp zwrotu i RV. Wyniki pokazują, że niezależnie od wykorzystanej miary efektu przenikania, po wyeliminowaniu zmienności cen surowców energetycznych i cen EUA z cen energii elektrycznej (od 2016 roku), europejskie rynki energii elektrycznej charakteryzowały się mniejszym stopniem integracji. Z kolei bez uwzględnienia zmienności determinant cen energii elektrycznej stopień integracji był przeszacowany. Jediną różnicą jest fakt, że w przypadku analizy wykorzystującej RV wartości wskaźnika TCI rosły w okresie gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej i napięcia geopolitycznego związanego z potencjalną inwazją Rosji na Ukrainę, a w przypadku stóp zwrotu wartości maleją. Wysoka zmienność determinant cen energii elektrycznej ma również istotny wpływ na rolę rynków. W przypadku stóp zwrotu główni nadawcy i odbiorcy netto zmienności zarówno przed, jak i po uwzględnieniu zmienności determinant nie ulegają zmianie, natomiast wpłynęło to na rolę rynków z grupy $N>O$ oraz $O>N$. Z kolei w przypadku RV rola głównego nadawcy po uwzględnieniu zmienności determinant nie uległa zmianie, a w przypadku głównych odbiorców to pojawili się oni dopiero po wyeliminowaniu determinant. Po uwzględnieniu zmienności determinant zauważyć można również mniejszą liczbę rynków w grupach $N>O$ oraz $O>N$. Oznacza to, że na wszystkich tych rynkach wysoka zmienność cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA ma istotny wpływ na ich rolę.

Na bazie szacowanych wartości modelu ekonometrycznego można stwierdzić, że szczegółowa hipoteza badawcza (HSZ6) zakładająca, że w okresie zapotrzebowania szczytowego na energię elektryczną w ciągu doby (*PEAK*) zwiększa się stopień integracji europejskich rynków energii elektrycznej w porównaniu do całej doby, została pozytywnie zweryfikowana do 11 marca 2014 roku, gdyż w tym okresie wystąpił wyższy stopień integracji w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię w porównaniu do całej doby. Niestety, od 12 marca 2014 roku hipotezę tę należy odrzucić, ponieważ wyniki nie potwierdziły, że w *PEAK* stopień integracji jest wyższy niż w *BASE*. Oznacza to, że nawet poważne zawirowania gospodarcze, tj. pandemia COVID-19, niepewna sytuacja geopolityczna, a ostatecznie rozpoczęcie inwazji Rosji na Ukrainę, nie miały wpływu na zmianę okresu, w którym wystąpiła większa integracja rynków energii elektrycznej w *PEAK* (od 12 marca 2014 roku był to stale *BASE*). Może to wynikać z faktu, że w trakcie zawirowań gospodarczych i geopolitycznych rynki energii elektrycznej potrzebują integracji przez całą

dobę, aby minimalizować nagłe skoki cen i uniknąć ewentualnych fizycznych przestoju w dostawach energii elektrycznej.

Ograniczenia badawcze

Rezultaty badań proponowane w niniejszej rozprawie doktorskiej powstały na podstawie dziennych cen energii elektrycznej, które zostały obliczone na podstawie 3 147 624 godzinowych cen spot energii elektrycznej na RDN pochodzących z 27 europejskich rynków energii elektrycznej. Wszystkie ceny wyrażone zostały w EUR/MWh i dostosowane do strefy czasowej. Jednak ze względu na długi horyzont czasowy prowadzonych badań nie wszystkie dane dla wybranych rynków dostępne były od 2007 roku, stąd dokonano podziału na trzy zestawy danych w różnych podokresach (2007–2022, 2011–2022 oraz 2016–2022).

Dodatkowo ze względu na ograniczony dostęp do danych dotyczących dziennych cen wybranych surowców energetycznych i cen EUA, do analizy determinant cen energii elektrycznej wykorzystano szeregi dzienne dla kursów dnia następnego w okresie od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku (czyli dla trzeciego analizowanego podokresu). Ponadto zestaw danych dotyczących cen gazu ziemnego, ropy naftowej, węgla energetycznego i uprawnień do emisji CO₂, dostępny był od poniedziałku do piątku z wyłączeniem świąt (co wynika z charakteru tych danych i faktu notowania ich na światowych giełdach cen surowców energetycznych) w przeciwieństwie do cen energii elektrycznej dostępnej 7 dni w tygodniu (ceny te notowane są na europejskich giełdach energii elektrycznej).

Również ze względu na podjętą próbę prowadzenia rozprawy doktorskiej w sposób zwięzły, ale jednocześnie wyczerpujący podjęty temat, w niniejszej pracy okres *PEAK* analizowany był tylko dla RV, ponieważ jest to najczęściej analizowana miara zmienności w literaturze przedmiotu. Z kolei wyniki pracy z wykorzystaniem innej miary zmienności, a mianowicie IR zostały przedstawione w artykule naukowym Sikorska-Pastuszka i Papież (2023), który powstał przy wsparciu finansowym Narodowego Centrum Nauki w ramach grantu naukowego nr 2021/41/N/HS4/01546.

Propozycje w zakresie dalszych badań

Przeprowadzone badanie empiryczne dotyczyło 27 europejskich rynków energii elektrycznej, zatem przyszłe badania mogłyby uwzględniać również rynki azjatycki,

australijski czy amerykański. Dodatkowo kluczowym aspektem integracji europejskich rynków energii elektrycznej są zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych. Zakłada się, że jednym ze sposobów zapewnienia skutecznego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej jest wspieranie połączeń wzajemnych (interkonektorów) między sieciami elektroenergetycznymi poszczególnych rynków. W związku z tym, dalsze badania powinny polegać na pogłębieniu analiz dotyczących stopnia integracji europejskich rynków energii elektrycznej z uwzględnieniem oceny zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych, zwłaszcza w kontekście trwającej transformacji energetycznej, zakładającej neutralność klimatyczną w 2050 roku.

Implikacje praktyczne

Wyniki niniejszej rozprawy doktorskiej dostarczają wiele implikacji praktycznych. Po pierwsze, przeprowadzone analizy mogą dostarczyć cennych informacji decydom politycznym, ponieważ wskazują, że polityka energetyczna Unii Europejskiej w zakresie procesu tworzenia wewnętrznego europejskiego rynku energii elektrycznej doprowadziła do silniejszych powiązań między rynkami. Warto jednak podkreślić, że to nie tylko polityka energetyczna Unii Europejskiej prowadzi do większej integracji rynków energii elektrycznej, ale także pojawienie się powszechnych szoków na rynkach spowodowanych sytuacją społeczno-gospodarczą (tj. niepewność na rynkach surowców energetycznych, pandemia COVID-19 czy rosyjska inwazja na Ukrainę) powoduje obserwowany wzrost powiązań zmienności. Dodatkowo wnioski z badań empirycznych dotyczących wpływu determinant cen energii elektrycznej na zmienność powiązań europejskich rynków energii elektrycznej, mogą być pomocne dla decydentów politycznych, którzy tworzą nowe mechanizmy cenowe i regulacyjne, mające chronić system elektroenergetyczny przed turbulencjami występującymi na rynkach surowców energetycznych (zwłaszcza gazu ziemnego).

Po drugie, wyniki badań są również istotne dla organów regulacyjnych, ponieważ pełna integracja rynków energii elektrycznej jest długoterminowym celem Unii Europejskiej, a szoki cenowe energii elektrycznej bezpośrednio wpływają na funkcjonowanie gospodarek narodowych. Co więcej, efekt uboczny stosunkowo dużej zmienności na zintegrowanym rynku energii elektrycznej zwiększa prawdopodobieństwo przeniesienia ryzyka na inne rynki, co stanowi wyzwanie dla organów regulacyjnych starających się zachować bezpieczeństwo swoich systemów elektroenergetycznych.

Po trzecie, zrozumienie przenoszenia zmienności na zintegrowanych rynkach energii elektrycznej pozwala krajom przyjąć odpowiednie strategie zarządzania ryzykiem w celu ograniczenia negatywnego wpływu zmienności cen energii elektrycznej na uczestników rynku (np. producentów energii elektrycznej, sprzedawców detalicznych czy konsumentów). Zrozumienie znaczenia integracji europejskich rynków energii elektrycznej przez uczestników rynku energii elektrycznej przynosi wiele korzyści ekonomicznych, społecznych i środowiskowych (np. wpływa na niższe ceny energii elektrycznej oraz bezpieczeństwo energetyczne).

Bibliografia

- [1] Aalto, P. (2014). Institutions in European and Asian energy markets: A methodological overview. *Energy Policy*, 74, 4-15. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.08.022>
- [2] Abadie, L. M., & Chamorro, J. M. (2021). Evaluation of a cross-border electricity interconnection: The case of Spain-France. *Energy*, 233, 121177. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121177>
- [3] Ahmed, T., & Bhatti, A. A. (2019). Do power sector reforms affect electricity prices in selected Asian countries? *Energy Policy*, 129, 1253-1260. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.03.012>
- [4] Alawi, S. M., Karim, S., Meero, A. A., Rabbani, M. R., Naem, M. A. (2022). Information transmission in regional energy stock markets. *Environ Sci Pollut Res Int*, 1-13. <https://doi.org/10.1007/s11356-022-19159-1>
- [5] Alizadeh, S., Brandt, M. W., Diebold, F. X. (2002). Range-based estimation of stochastic volatility models. *J. Financ.* 57(3), 1047-1091. <https://doi.org/10.2139/ssrn.267788>
- [6] Amamou, S. A., Bargaoui, S. A., 2022. Energy markets responds to Covid-19 pandemic. *Resources Policy*, 76, 102551. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2022.102551>
- [7] Ando, T., Greenwood-Nimmo, M., & Shin, Y. (2022). Quantile connectedness: modeling tail behavior in the topology of financial networks. *Management Science*, 68(4), 2401-2431. <https://doi.org/10.1287/mnsc.2021.3984>
- [8] Andrzejewski, M., Dunal, P., & Popławski, Ł. (2019). Impact of changes in coal prices and CO₂ allowances on power prices in selected European Union countries-correlation analysis in the short-term perspective. *Acta Montanistica Slovaca*, 24(1).
- [9] Ané, T., & Métais, C. (2010). Jump distribution characteristics: Evidence from European stock markets. *International Journal of Business and Economics*, 9(1), 1-22.
- [10] Antonakakis, N., Chatziantoniou, I., Gabauer, D. (2020). Refined measures of dynamic connectedness based on time-varying parameter vector autoregressions. *J. Risk Financ. Manag.* 13 (4), 84. <https://doi.org/10.3390/jrfm13040084>
- [11] Antweiler, W., Muesgens, F. (2021). On the long-term merit order effect of renewable energies. *Energy Econ.* 99, 105275. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105275>
- [12] Apergis, N., Chatziantoniou, I., Gabauer, D. (2022). Dynamic Connectedness between COVID-19 News Sentiment, Capital, and Commodity Markets. *Appl. Econ.* 1–15. <https://doi.org/10.1080/00036846.2022.2104804>
- [13] Apergis, N., Fontini, F., Inchauspe, J. (2017). Integration of regional electricity markets in Australia: A price convergence assessment. *Energy Econ.* 62, 411-418. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.06.022>
- [14] Arouri, M. E. H. (2011). Does crude oil move stock markets in Europe? A sector investigation. *Economic Modelling*, 28(4), 1716-1725.
- [15] Auer, B. R., 2016. How does Germany's green energy policy affect electricity market volatility? An application of conditional autoregressive range models. *Energy Policy*, 98, 621-628. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.08.037>
- [16] Balaguer, J. (2011). Cross-border integration in the European electricity market. Evidence from the pricing behavior of Norwegian and Swiss exporters. *Energy Policy*, 39(9), 4703-4712. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.059>
- [17] Balcilar, M., Gabauer, D., Umar, Z. (2021). Crude Oil futures contracts and commodity markets: New evidence from a TVP-VAR extended joint connectedness approach. *Resour. Policy* 73, 102219. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2021.102219>

- [18] Barndorff-Nielsen, O. E., & Shephard, N. (2004). Power and bipower variation with stochastic volatility and jumps. *Journal of financial econometrics*, 2(1), 1-37. <https://doi.org/10.1093/jfinec/nbh001>
- [19] Barndorff-Nielsen, O. E., & Shephard, N. (2006a). Impact of jumps on returns and realised variances: econometric analysis of time deformed Lévy processes. *Journal of Econometrics*, 131(1-2), 217-252. <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2005.01.009>
- [20] Barndorff-Nielsen, O. E., & Shephard, N. (2006b). Econometrics of testing for jumps in financial economics using bipower variation. *Journal of financial Econometrics*, 4(1), 1-30. <https://doi.org/10.1093/jfinec/nbi022>
- [21] Barrett, E. (2015). A case of: who will tell the emperor he has no clothes? market liberalization, regulatory capture, and the need for further improved electricity market unbundling through a fourth energy package. *The Journal of World Energy Law & Business*, 9(1), 1-16. <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwv039>
- [22] Barunik, J., Křehlik, T. (2018). Measuring the frequency dynamics of financial connectedness and systemic risk. *J. Financ. Econ.* 16 (2), 271-296. <https://doi.org/10.1093/jfinec/nby001>
- [23] Batuman, B., Yildiz, Y., Karan, M. B. (2021). The impact of the global financial crisis on corporate cash holdings: evidence from Eastern European countries. *Borsa Istanbul Review*. <https://doi.org/10.1016/j.bir.2021.10.002>
- [24] Bauwens, L., Hafner, C. M., & Pierret, D. (2013). Multivariate volatility modeling of electricity futures. *Journal of Applied Econometrics*, 28(5), 743-761. <https://doi.org/10.1002/jae.2280>
- [25] Benhmad, F., & Percebois, J. (2016). Wind power feed-in impact on electricity prices in Germany 2009-2013. *The European journal of comparative economics*, 13(1), 81.
- [26] Benhmad, F., & Percebois, J. (2018). Photovoltaic and wind power feed-in impact on electricity prices: The case of Germany. *Energy Policy*, 119, 317-326. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.04.042>
- [27] Benth, F. E., & Koekebakker, S. (2008). Stochastic modeling of financial electricity contracts. *Energy Economics*, 30(3), 1116-1157. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.06.005>
- [28] Benth, F. E., Kiesel, R., & Nazarova, A. (2012). A critical empirical study of three electricity spot price models. *Energy Economics*, 34(5), 1589-1616. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.11.012>
- [29] Bessa, R. J. (2018). Future trends for big data application in power systems. In *Big data application in power systems* (pp. 223-242). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811968-6.00010-3>
- [30] Beveridge, R., & Kern, K. (2013). The Energiewende in Germany: background, developments and future challenges. *Renewable Energy L. & Pol'y Rev.*, 4, 3.
- [31] Bierbrauer, M., Menn, C., Rachev, S. T., & Trück, S. (2007). Spot and derivative pricing in the EEX power market. *Journal of banking & finance*, 31(11), 3462-3485. <https://doi.org/10.1016/j.jbankfin.2007.04.011>
- [32] Biskas, P. N., Marnieris, I. G., Chatzigiannis, D. I., Roumkos, C. G., Bakirtzis, A. G., & Papalexopoulos, A. (2017). High-level design for the compliance of the Greek wholesale electricity market with the Target Model provisions in Europe. *Electric Power Systems Research*, 152, 323-341. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.06.024>
- [33] Boratyński, J., Plich, M., & Przybyliński, M. (2010). Krótkookresowe efekty zmian cen energii w polskiej gospodarce. *Studia Prawno-Ekonomiczne*, 82, 217-239.
- [34] Böckers, V., & Heimeshoff, U. (2014). The extent of European power markets. *Energy Economics*, 46, 102-111. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.09.004>

- [35] Böhringer, C., Keller, A., Bortolamedi, M., & Seyffarth, A. R. (2016). Good things do not always come in threes: On the excess cost of overlapping regulation in EU climate policy. *Energy Policy*, 94, 502-508. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.034>
- [36] Bollerslev, T. (1986). Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of econometrics*, 31(3), 307-327. [https://doi.org/10.1016/0304-4076\(86\)90063-1](https://doi.org/10.1016/0304-4076(86)90063-1)
- [37] Boogert, A., & Dupont, D. (2008). When supply meets demand: the case of hourly spot electricity prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 389-398. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2008.920731>
- [38] Borozan, S., Mateska, A. K., & Krstevski, P. (2021). Progress of the electricity sectors in South East Europe: Challenges and opportunities in achieving compliance with EU energy policy. *Energy Reports*, 7, 8730-8741. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.11.203>
- [39] Bosco, B., Parisio, L., Pelagatti, M. M., Baldi, F. (2010). Long-run relations in European electricity prices. *J. Appl. Econ.* 25 (5), 805-832. <https://doi.org/10.1002/jae.1095>
- [40] Bownik-Trymucha, H. (2010). Kluczowe regulacje w III Pakiecie Energetycznym. *Rynek Energii*, (1)
- [41] Brandt, J. (2018). Model funkcjonowania RDB w formule XBID. Komitet Rynku Energii Elektrycznej, Komitet Rynku Gazu, Warszawa, 14 września 2018.
- [42] Buchan, D., & Keay, M. (2016). Europe's long energy journey: towards an energy union? OUP Catalogue.
- [43] Bunn, D. W., Gianfreda, A. (2010). Integration and shock transmissions across European electricity forward markets. *Energy Econ.*, 32 (2), 278-291. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.09.005>
- [44] Burke, M. J., & Stephens, J. C. (2018). Political power and renewable energy futures: A critical review. *Energy research & social science*, 35, 78-93. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.10.018>
- [45] Cairney, P., McHarg, A., McEwen, N., & Turner, K. (2019). How to conceptualise energy law and policy for an interdisciplinary audience: The case of post-Brexit UK. *Energy Policy*, 129, 459-466. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.022>
- [46] Caloia, F. G., Cipollini, A., & Muzzioli, S. (2019). How do normalization schemes affect net spillovers? A replication of the Diebold and Yilmaz (2012) study. *Energy Economics*, 84, 104536. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104536>
- [47] Cambini, C., Congiu, R., Jamasb, T., Llorca, M., Soroush, G. (2020). Energy systems integration: implications for public policy. *Energy Policy*, 143, 111609. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111609>
- [48] Capros, P., Zazias, G., Evangelopoulou, S., Kannavou, M., Fotiou, T., Siskos, P., ... & Sakellaris, K. (2019). Energy-system modelling of the EU strategy towards climate-neutrality. *Energy Policy*, 134, 110960. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110960>
- [49] Cartea, A., & Figueroa, M. G. (2005). Pricing in electricity markets: a mean reverting jump diffusion model with seasonality. *Applied Mathematical Finance*, 12(4), 313-335. <https://doi.org/10.1080/13504860500117503>
- [50] Cassetta, E., Nava, C. R., & Zoia, M. G. (2022). A three-step procedure to investigate the convergence of electricity and natural gas prices in the European Union. *Energy Economics*, 105, 105697. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105697>
- [51] Castagneto-Gissey, G. (2014). How competitive are EU electricity markets? An assessment of ETS Phase II. *Energy Policy*, 73, 278-297. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.06.015>

- [52] Castagneto-Gisse, G., Chavez, M., Fallani, F. D. V. (2014). Dynamic granger-causal networks of electricity spot prices: A novel approach to market integration. *Energy Econ.* 44, 422-432. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.05.008>
- [53] Charfeddine, L. (2014). True or spurious long memory in volatility: Further evidence on the energy futures markets. *Energy policy*, 71, 76-93. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.04.027>
- [54] Chatziantoniou, I., Gabauer, D. (2021). EMU risk-synchronisation and financial fragility through the prism of dynamic connectedness. *Q Rev Econ Finance*, 79, 1-14. <https://doi.org/10.1016/j.qref.2020.12.003>
- [55] Chatziantoniou, I., Floros, C., Gabauer, D. (2022). Volatility Contagion Between Crude Oil and G7 Stock Markets in the Light of Trade Wars and COVID-19: A TVP-VAR Extended Joint Connectedness Approach. *Appl. Energy Financ.* 145–168. https://doi.org/10.1007/978-3-030-92957-2_6
- [56] Chen, R., Iqbal, N., Irfan, M., Shahzad, F., Fareed, Z. (2022). Does financial stress wreak havoc on banking, insurance, oil, and gold markets? New empirics from the extended joint connectedness of TVP-VAR model. *Resour. Policy* 77, 102718. <https://doi.org/10.1016/J.RESOURPOL.2022.102718>
- [57] Cheng, J., Mohammed, K. S., Misra, P., Tedeschi, M., & Ma, X. (2023). Role of green technologies, climate uncertainties and energy prices on the supply chain: Policy-based analysis through the lens of sustainable development. *Technological Forecasting and Social Change*, 194, 122705. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2023.122705>
- [58] Cheung, G., Davies, P. J., & Bassen, A. (2019). In the transition of energy systems: What lessons can be learnt from the German achievement? *Energy Policy*, 132, 633-646. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.05.056>
- [59] Chevallier, J., Nguyen, D. K., & Reboredo, J. C. (2019). A conditional dependence approach to CO2-energy price relationships. *Energy Economics*, 81, 812-821. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.05.010>
- [60] Chuliá, H., Furió, D., Uribe, J. M. (2019). Volatility spillovers in energy markets. *Energy J.* 40(3), 173-197. <https://doi.org/10.5547/01956574.40.3.hchu>
- [61] Ciarreta, A., Nasirov, S., Silva, C. (2016). The development of market power in the Spanish power generation sector: Perspectives after market liberalization. *Energy Policy*, 96, 700-710. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.06.029>
- [62] Ciarreta, A., Zarraga, A. (2015). Analysis of mean and volatility price transmissions in the MIBEL and EPEX electricity spot markets. *Energy J.* 36 (4), 41–60. <https://doi.org/10.5547/01956574.36.4.acia>
- [63] Ciferri, D., D’Errico, M. C., Polinori, P. (2020). Integration and convergence in European electricity markets. *Econ. Polit.* 37 (2), 463-492. <https://doi.org/10.1007/s40888-019-00163-7>
- [64] Ciucci, M., Keravec, A. (2021). Wewnętrzny rynek energii – Dokumenty informacyjne o Unii Europejskiej - 2021. 05/2021.
- [65] Clewlow, L., & Strickland, C. (2000). *Energy derivatives: pricing and risk management*. Lacima Publications, London.
- [66] Conejo, A. J., Plazas, M. A., Espinola, R., & Molina, A. B. (2005). Day-ahead electricity price forecasting using the wavelet transform and ARIMA models. *IEEE transactions on power systems*, 20(2), 1035-1042. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.846054>
- [67] Corona, L., Mochon, A., Saez, Y. (2022). Electricity market integration and impact of renewable energy sources in the Central Western Europe region: Evolution since the implementation of the Flow-Based Market Coupling mechanism. *Energy Reports*, 8, 1768-1788. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.12.077>

- [68] Csereklyei, Z., & Stern, D. I. (2015). Global energy use: Decoupling or convergence? *Energy Economics*, 51, 633-641. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.08.029>
- [69] Czech, A. (2012). Zarys ewolucji wspólnego rynku energii w Unii Europejskiej. *Studia Ekonomiczne*, 123, s. 252.
- [70] Czekaj, J. (2001). Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce. *Nowe Życie Gospodarcze*, 10-13.
- [71] Danias, N., Swales, J. K., & McGregor, P. (2013). The Greek electricity market reforms: political and regulatory considerations. *Energy policy*, 62, 1040-1047. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.010>
- [72] De Jong, C. (2006). The nature of power spikes: A regime-switch approach. *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*, 10(3). <https://doi.org/10.2202/1558-3708.1361>
- [73] de Menezes, L. M., Houllier, M. A. (2015). Germany's nuclear power plant closures and the integration of electricity markets in Europe. *Energy Policy*, 85, 357-368. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.05.023>
- [74] de Menezes, L. M., Houllier, M. A. (2016). Reassessing the integration of European electricity markets: A fractional cointegration analysis. *Energy Econ.* 53, 132-150. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.10.021>
- [75] de Menezes, L., & Houllier, M. A. (2013). Modelling Germany's Energy Transition and its Potential Effect on European Electricity Spot Markets (No. 5395). *EcoMod*.
- [76] Dergiades, T., Madlener, R., & Christofidou, G. (2018). The nexus between natural gas spot and futures prices at NYMEX: Do weather shocks and non-linear causality in low frequencies matter? *The Journal of Economic Asymmetries*, 18, e00100. <https://doi.org/10.1016/j.jeca.2018.e00100>
- [77] Diagoupis, T. D., Andrianesis, P. E., & Dialynas, E. N. (2016). A planning approach for reducing the impact of natural gas network on electricity markets. *Applied Energy*, 175, 189-198. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.006>
- [78] Diebold, F. X., Yilmaz, K. (2009). Measuring financial asset return and volatility spillovers, with application to global equity markets. *Econ. J.* 119 (534), 158-171. <https://doi.org/10.1111/j.1468-0297.2008.02208.x>
- [79] Diebold, F. X., Yilmaz, K. (2012). Better to give than to receive: Predictive directional measurement of volatility spillovers. *Int. J. Forecast.* 28(1), 57-66. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2011.02.006>
- [80] Diebold, F. X., Yilmaz, K. (2014). On the network topology of variance decompositions: Measuring the connectedness of financial firms. *J. Econ.* 182(1), 119-134. <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2014.04.012>
- [81] Do, H. X., Nepal, R., Jamasb, T. (2020). Electricity market integration, decarbonisation and security of supply: Dynamic volatility connectedness in the Irish and Great Britain markets. *Energy Econ.* 92, 104947. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104947>
- [82] Doering, K., Sendelbach, L., Steinschneider, S., & Anderson, C. L. (2021). The effects of wind generation and other market determinants on price spikes. *Applied Energy*, 300, 117316. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117316>
- [83] Dogan, E., Madaleno, M., Taskin, D., Tzeremes, P. (2022). Investigating the spillovers and connectedness between green finance and renewable energy sources. *Renew. Energy* 197, 709–722. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2022.07.131>
- [84] Domanico, F. (2007). Concentration in the European electricity industry: The internal market as solution? *Energy Policy*, 35(10), 5064-5076. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.04.014>

- [85] Dragasevic, Z., Milovic, N., Djuriscic, V., & Backovic, T. (2021). Analyzing the factors influencing the formation of the price of electricity in the deregulated markets of developing countries. *Energy Reports*, 7, 937-949. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.07.046>
- [86] Du, J., & Lai, K. K. (2017). Modeling dependence between European electricity markets with constant and time-varying copulas. *Procedia computer science*, 122, 94-101. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.11.346>
- [87] Duffield, J. S., & Westphal, K. (2011). Germany and EU energy policy: conflicted champion of integration? In *Toward a Common European Union Energy Policy: Problems, Progress, and Prospects* (pp. 169-186). New York: Palgrave Macmillan US. https://doi.org/10.1057/9780230119819_9
- [88] Dutton, J., & Lockwood, M. (2017). Ideas, institutions, and interests in the politics of cross-border electricity interconnection: Greenlink, Britain and Ireland. *Energy Policy*, 105, 375-385. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.001>
- [89] Eikeland, P. O. (2011). The third internal energy market package: New power relations among member states, EU institutions and non-state actors? *JCMS: Journal of Common Market Studies*, 49(2), 243-263. <https://doi.org/10.1111/j.1468-5965.2010.02140.x>
- [90] Engle, R. F. (1982). Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation. *Econometrica: Journal of the econometric society*, 987-1007. <https://doi.org/10.2307/1912773>
- [91] Erdogdu, E. (2016). Asymmetric volatility in European day-ahead power markets: A comparative microeconomic analysis. *Energy Econ.* 56, 398-409. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.04.002>
- [92] Escribano, G., González-Enríquez, C., Lázaro-Touza, L., & Paredes-Gázquez, J. (2023). An energy union without interconnections? Public acceptance of cross-border interconnectors in four European countries. *Energy*, 266, 126385. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126385>
- [93] Fanone, E., Gamba, A., & Prokopczuk, M. (2013). The case of negative day-ahead electricity prices. *Energy Economics*, 35, 22-34. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.12.006>
- [94] Figueiredo, N. C., da Silva, P. P., & Bunn, D. (2016). Weather and market specificities in the regional transmission of renewable energy price effects. *Energy*, 114, 188-200. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.07.157>
- [95] Fischer, S. (2017). Energy union: Delivery still pending. *CSS Policy Perspectives*, 5(1).
- [96] Fiszeder, P. (2018). Low and high prices can improve covariance forecasts: The evidence based on currency rates. *Journal of Forecasting*, 37(6), 641-649. <https://doi.org/10.1002/for.2525>
- [97] Fleten, S. E., Heggedal, A. M., & Siddiqui, A. (2011). Transmission capacity between Norway and Germany: a real options analysis. *Journal of Energy Markets*, 4(1), 121-147. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.03.001>
- [98] Frömmel, M., Han, X., Kratochvil, S. (2014). Modeling the daily electricity price volatility with realized measures. *Energy Econ.* 44, 492-502. <https://doi.org/10.21314/JEM.2011.054>
- [99] Gabauer, D., Gupta, R. (2018). On the transmission mechanism of country-specific and international economic uncertainty spillovers: Evidence from a TVP-VAR connectedness decomposition approach. *Econ. Lett.* 171, 63-71. <https://doi.org/10.1016/j.econlet.2018.07.007>

- [100] Garman, M. B., Klass, M. J. (1980). On the estimation of security price volatilities from historical data. *Journal of business*, 67-78. <http://dx.doi.org/10.1086/296072>
- [101] Gawel, E., Korte, K., & Tews, K. (2015). Distributional challenges of sustainability policies—the case of the German energy transition. *Sustainability*, 7(12), 16599-16615. <https://doi.org/10.3390/su71215834>
- [102] Geman, H., & Roncoroni, A. (2006). Understanding the fine structure of electricity prices. *The Journal of Business*, 79(3), 1225-1261. <https://doi.org/10.1086/500675>
- [103] Gencer, B., Larsen, E. R., & van Ackere, A. (2020). Understanding the coevolution of electricity markets and regulation. *Energy policy*, 143, 111585. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111585>
- [104] Gianfreda, A., & Grossi, L. (2012). Forecasting Italian electricity zonal prices with exogenous variables. *Energy Economics*, 34(6), 2228-2239. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.06.024>
- [105] Gianfreda, A., Ravazzolo, F., & Rossini, L. (2020). Comparing the forecasting performances of linear models for electricity prices with high RES penetration. *Int. J. Forecast.*, 36(3), 974-986. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2019.11.002>
- [106] Glachant, J. M., Ruester, S. (2014). The EU internal electricity market: Done forever? *Util. Policy*, 31, 221-228. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2014.05.003>
- [107] Green, R., & Newbery, D. M. (1997). Competition in the electricity industry in England and Wales. *Oxford Review of Economic Policy*, 13(1), 27-46. <https://doi.org/10.1093/oxrep/13.1.27>
- [108] Grossi, L., Heim, S., Hüschelrath, K., Waterson, M. (2018). Electricity market integration and the impact of unilateral policy reforms. *Oxf. Econ. Pap.* 70 (3), 799-820. <https://doi.org/10.1093/oep/gpy005>
- [109] Gugler, K., & Haxhimusa, A. (2019). Market integration and technology mix: Evidence from the German and French electricity markets. *Energy policy*, 126, 30-46.
- [110] Gugler, K., Haxhimusa, A., & Liebensteiner, M. (2018). Integration of European electricity markets: Evidence from spot prices. *The Energy Journal*, 39 (Special Issue 2). <https://doi.org/10.5547/01956574.39.SI2.kgug>
- [111] Guo, J., & Tanaka, T. (2022). Do biofuel production and financial speculation in agricultural commodities influence African food prices? New evidence from a TVP-VAR extended joint connectedness approach. *Energy Economics*, 116, 106422. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106422>
- [112] Haar, L. N., & Marinescu, N. (2011). Energy policy and European utilities' strategy: Lessons from the liberalisation and privatisation of the energy sector in Romania. *Energy Policy*, 39 (5), 2245-2255. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.029>
- [113] Hagfors, L. I., Kamperud, H. H., Paraschiv, F., Prokopczuk, M., Sator, A., & Westgaard, S. (2016). Prediction of extreme price occurrences in the German day-ahead electricity market. *Quantitative finance*, 16(12), 1929-1948. <https://doi.org/10.1080/14697688.2016.1211794>
- [114] Haldrup, N., Nielsen, F. S., & Nielsen, M. Ø. (2010). A vector autoregressive model for electricity prices subject to long memory and regime switching. *Energy Economics*, 32(5), 1044-1058. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.02.012>
- [115] Hambly, B., Howison, S., & Kluge, T. (2009). Modelling spikes and pricing swing options in electricity markets. *Quantitative Finance*, 9(8), 937-949. <https://doi.org/10.1080/14697680802596856>
- [116] Han, C., Hilger, H., Mix, E., Böttcher, P. C., Reyers, M., Beck, C., ... & Gorjão, L. R. (2022). Complexity and persistence of price time series of the European electricity spot market. *PRX Energy*, 1(1), 013002. <https://doi.org/10.1103/prxenergy.1.013002>

- [117] Han, L., Kordzakhia, N., Trück, S. (2020). Volatility spillovers in Australian electricity markets. *Energy Econ.* 90, 104782. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104782>
- [118] Hasan, M., Arif, M., Naeem, M. A., Ngo, Q. T., Taghizadeh-Hesary, F. (2021). Time-frequency connectedness between Asian electricity sectors. *Econ Anal Policy*, 69, 208-224. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2020.12.008>
- [119] Haugland, T., Bergesen, H. O., & Roland, K. (1998). *Energy structures and environmental futures*. Clarendon Press.
- [120] Haugom, E., & Ullrich, C. J. (2012). Forecasting spot price volatility using the short-term forward curve. *Energy Economics*, 34(6), 1826-1833. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.07.017>
- [121] Hawliczek, P. (2014). TPA w teorii. Zasada dostępu strony trzeciej-TPA [Third Part Access] teoria a praktyka. *Czasopismo Wokół Energetyki*, 7(3).
- [122] Haxhimusa, A., & Liebensteiner, M. (2021). Effects of electricity demand reductions under a carbon pricing regime on emissions: lessons from COVID-19. *Energy Policy*, 156, 112392. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112392>
- [123] Hellwig, M., Schober, D., Woll, O. (2020). Measuring market integration and estimating policy impacts on the Swiss electricity market. *Energy Econ.* 86, 104637. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104637>
- [124] Helm, D. (2014). The European framework for energy and climate policies. *Energy Policy*, 64, 29-35. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.063>
- [125] Higgs, H., & Worthington, A. (2008). Stochastic price modeling of high volatility, mean-reverting, spike-prone commodities: The Australian wholesale spot electricity market. *Energy Economics*, 30(6), 3172-3185. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.04.006>
- [126] Hinderks, W. J., & Wagner, A. (2020). Factor models in the German electricity market: Stylized facts, seasonality, and calibration. *Energy Economics*, 85, 104351. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.03.024>
- [127] Hirth, L. (2013). The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy economics*, 38, 218-236. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004>
- [128] Hrovatin, N., Pittman, R., & Zorić, J. (2009). Organisation and reforms of the electricity sector in Slovenia. *Utilities policy*, 17(1), 134-143. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2008.02.004>
- [129] Ilea, V., & Bovo, C. (2017). Impact of the price coupling of regions project on the day-ahead electricity market in Italy. In 2017 IEEE Manchester PowerTech (pp. 1-6). IEEE.
- [130] Ilea, V., & Bovo, C. (2018). European day-ahead electricity market coupling: Discussion, modeling, and case study. *Electric Power Systems Research*, 155, 80-92.
- [131] Imran, K., & Kockar, I. (2014). A technical comparison of wholesale electricity markets in North America and Europe. *Electric Power Systems Research*, 108, 59-67. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.10.016>
- [132] Ioannidis, F., Kosmidou, K., Savva, C., Theodossiou, P. (2021). Electricity pricing using a periodic GARCH model with conditional skewness and kurtosis components. *Energy Econ.* 95, 105110. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105110>
- [133] Jacobs, D. (2012). The German Energiewende—history, targets, policies and challenges. *Renewable Energy Law and Policy Review*, 223-233.
- [134] Jaeck, E., Lautier, D. (2016). Volatility in electricity derivative markets: The Samuelson effect revisited. *Energy Econ.* 59, 300-313. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.08.009>

- [135] Jamasb, T., & Pollitt, M. (2005). Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization & integration. *The Energy Journal*, 26 (Special Issue). <https://doi.org/10.5547/issn0195-6574-ej-vol26-nosi-2>
- [136] Janczura, J., & Weron, R. (2010). An empirical comparison of alternate regime-switching models for electricity spot prices. *Energy economics*, 32(5), 1059-1073. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.05.008>
- [137] Janczura, J., Trück, S., Weron, R., & Wolff, R. C. (2013). Identifying spikes and seasonal components in electricity spot price data: A guide to robust modeling. *Energy Economics*, 38, 96-110. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.03.013>
- [138] Jäger, P. (2023). The Green Deal agenda beyond Fit for 55: What the EU needs to tackle in 2023. Hertie School Jacques Delors Centre.
- [139] Jha, A. P., Mahajan, A., Singh, S. K., & Kumar, P. (2022). Renewable energy proliferation for sustainable development: Role of cross-border electricity trade. *Renewable Energy*, 201, 1189-1199. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.11.046>
- [140] Ji, Q., Liu, B. Y., Nehler, H., Uddin, G. S. (2018). Uncertainties and extreme risk spillover in the energy markets: A time-varying copula-based CoVaR approach. *Energy Econ.* 76, 115-126. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.10.010>
- [141] Joskow, P. L. (2006). Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. AEI-Brookings Joint Center Working Paper, (06-14).
- [142] Jovanović, M. S. (2018). Questioning the (In) Consistency of the EU's Third Energy Package with the Undertaken WTO Obligations. *Pravnik: časopis za pravna i društvena pitanja*, 52(103), 109-116.
- [143] Kalantzis, F., & Milonas, N. T. (2010). Market integration and price dispersion in the European electricity market. In 2010 7th international conference on the European energy market (pp. 1-6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EEM.2010.5558751>
- [144] Kanellakis, M., Martinopoulos, G., & Zachariadis, T. (2013). European energy policy - A review. *Energy Policy*, 62, 1020-1030. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.008>
- [145] Kayikci, M. S. (2011). The European third energy package: How significant for the liberalisation of energy markets in the European union? Available at SSRN 2102161. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2102161>
- [146] Keppler, J. H., & Mansanet-Bataller, M. (2010). Causalities between CO₂, electricity, and other energy variables during phase I and phase II of the EU ETS. *Energy policy*, 38(7), 3329-3341. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.02.004>
- [147] Ketterer, J. C. (2014). The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Econ.* 44, 270-280. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.003>
- [148] Klößner, S., & Wagner, S. (2014). Exploring all VAR orderings for calculating spillovers? Yes, we can! a note on Diebold and Yilmaz (2009). *Journal of Applied Econometrics*, 29(1), 172-179. <https://doi.org/10.1002/jae.2366>
- [149] Knittel, C. R., & Roberts, M. R. (2005). An empirical examination of restructured electricity prices. *Energy Economics*, 27(5), 791-817. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2004.11.005>
- [150] Koop, G., & Korobilis, D. (2014). A new index of financial conditions. *European Economic Review*, 71, 101-116. <https://doi.org/10.1016/j.eurocorev.2014.07.002>
- [151] Koop, G., Pesaran, M. H., Potter, S. M. (1996). Impulse response analysis in nonlinear multivariate models. *J. Econ.* 74 (1), 119-147. [https://doi.org/10.1016/0304-4076\(95\)01753-4](https://doi.org/10.1016/0304-4076(95)01753-4)
- [152] Kostrzewska, J.; Kostrzewski, M.; Pawełek, B.; Gałuszka, K. (2016). The Classical and Bayesian Logistic Regression in the Research on the Financial Standing of

- Enterprises after Bankruptcy in Poland. In Proceedings of the 10th Professor Aleksander Zeliaś International Conference on Modelling and Forecasting of Socio-Economic Phenomena: Conference Proceedings; Papież, M., Śmiech, S., Eds.; Foundation of the Cracow University of Economics: Cracow, Poland, 2016; pp. 72–81.
- [153] Kostrzewski, M. (2019). The Bayesian Methods of Jump Detection: The Example of Gas and EUA Contract Prices. *Central European Journal of Economic Modelling and Econometrics*, 107-131.
- [154] Kostrzewski, M., & Kostrzewska, J. (2021). The impact of forecasting jumps on forecasting electricity prices. *Energies*, 14(2), 336. <https://doi.org/10.3390/en14020336>
- [155] Kowalak, T. (2002). Quo Vadis, sektorze? *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki*, (1), 38-42.
- [156] Krizanic, F., & Oplotnik, Z. J. (2017). Factors of electricity prices in selected EU member states after the financial crisis and during significant market distortions. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 7(2), 250-254.
- [157] Lago, J., De Ridder, F., & De Schutter, B. (2018). Forecasting spot electricity prices: Deep learning approaches and empirical comparison of traditional algorithms. *Applied Energy*, 221, 386-405. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.069>
- [158] Lahiani, A., Miloudi, A., Benkraiem, R., & Shahbaz, M. (2017). Another look on the relationships between oil prices and energy prices. *Energy Policy*, 102, 318-331. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.031>
- [159] Lapuerta, C., & Moselle, B. (2001). Recommendations for the Dutch electricity market. The Brattle Group Report.
- [160] Lastrapes, W. D., & Wiesen, T. F. (2021). The joint spillover index. *Economic Modelling*, 94, 681-691. <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2020.02.010>
- [161] Le, H. L., Ilea, V., Bovo, C. (2019). Integrated European intra-day electricity market: Rules, modeling and analysis. *Appl. Energy*, 238, 258-273. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.073>
- [162] Lei, S., Pozo, D., Wang, M. H., Li, Q., Li, Y., & Peng, C. (2022). Power economic dispatch against extreme weather conditions: The price of resilience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157, 111994. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111994>
- [163] Liebensteiner, M., & Naumann, F. (2022). Can carbon pricing counteract renewable energies' cannibalization problem? *Energy Economics*, 115, 106345. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106345>
- [164] Littlechild, S. (2018). Competition, regulation, and price controls in the GB retail energy market. *Utilities Policy*, 52, 59-69. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2018.04.007>
- [165] Liu, F., Wang, X., Xiao, Y., & Bie, Z. (2021). Robust pricing of energy and ancillary services in combined electricity and natural gas markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 37(1), 603-616. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2021.3091021>
- [166] Lockwood, M., Froggatt, A., Wright, G., & Dutton, J. (2017). The implications of Brexit for the electricity sector in Great Britain: Trade-offs between market integration and policy influence. *Energy Policy*, 110, 137-143. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.08.021>
- [167] Lucia, J. J., & Schwartz, E. S. (2002). Electricity prices and power derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange. *Review of derivatives research*, 5(1), 5-50. <https://doi.org/10.1023/A:1013846631785>
- [168] Łangowski, R. (2016). Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej - uwarunkowania rynkowe w Polsce. *Rynek Energii*, 3-12.

- [169] Ma, R., Liu, Z., Zhai, P. (2022). Does economic policy uncertainty drive volatility spillovers in electricity markets: Time and frequency evidence. *Energy Econ.* 107, 105848. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.105848>
- [170] Ma, R. R., Xiong, T., & Bao, Y. (2021). The Russia-Saudi Arabia oil price war during the COVID-19 pandemic. *Energy Economics*, 102, 105517. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105517>
- [171] MacIver, C., Bukhsh, W., & Bell, K. R. (2021). The impact of interconnectors on the GB electricity sector and European carbon emissions. *Energy Policy*, 151, 112170. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112170>
- [172] Malec, M. (2022). The prospects for decarbonisation in the context of reported resources and energy policy goals: The case of Poland. *Energy Policy*, 161, 112763. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112763>
- [173] Maltby, T. (2013). European Union energy policy integration: A case of European Commission policy entrepreneurship and increasing supranationalism. *Energy policy*, 55, 435-444. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.12.031>
- [174] Maniatis, G. I., & Milonas, N. T. (2022). The impact of wind and solar power generation on the level and volatility of wholesale electricity prices in Greece. *Energy Policy*, 170, 113243. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113243>
- [175] Matteucci, N. (2020). The state and prospects of regulation: A long term perspective on Italy and beyond. *L'industria*, 41(3), 479-508. <https://www.rivisteweb.it/doi/10.1430/98068>
- [176] Mauritzen, J. (2012). *Windonomics: empirical essays on the economics of wind power in the Nordic electricity market*. Stockholm (zugl.: Bergen, Univ., Diss., 2012).
- [177] Mauritzen, J. (2013). Dead battery? Wind power, the spot market, and hydropower interaction in the Nordic electricity market. *The Energy Journal*, 34 (1). <https://doi.org/10.5547/01956574.34.1.5>
- [178] Meyer-Brandis, T., & Tankov, P. (2008). Multi-factor jump-diffusion models of electricity prices. *International Journal of Theoretical and Applied Finance*, 11(05), 503-528. <https://doi.org/10.1142/s0219024908004907>
- [179] Mills, A., & Wiser, R. (2012). Changes in the economic value of variable generation at high penetration levels: a pilot case study of California (No. LBNL-5445E). Lawrence Berkeley National Lab. (LBNL), Berkeley, CA (United States).
- [180] Motowidlak, T. (2019). *Kształtowanie się cen energii elektrycznej w Polsce*. Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego.
- [181] Moutinho, V., Vieira, J., & Moreira, A. C. (2011). The crucial relationship among energy commodity prices: Evidence from the Spanish electricity market. *Energy Policy*, 39(10), 5898-5908. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.043>
- [182] Müller-Kraenner, S. (2008). *Energy security: re-measuring the world*. Earthscan.
- [183] Mwampashi, M. M., Nikitopoulos, C. S., Konstandatos, O., & Rai, A. (2021). Wind generation and the dynamics of electricity prices in Australia. *Energy Economics*, 103, 105547. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105547>
- [184] Nepal, R., & Foster, J. (2016). Testing for market integration in the Australian national electricity market. *The Energy Journal*, 215-237. <https://doi.org/10.5547/01956574.37.4.rnep>
- [185] Newbery, D. 2006, *Market Design*. EPRG Working Paper No. 0515, University of Cambridge.
- [186] Newbery, D., Strbac, G., Viehoff, I. (2016). The benefits of integrating European electricity markets. *Energy Policy*, 94, 253-263. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.047>

- [187] Nguyen, D. B. B., & Prokopczuk, M. (2019). Jumps in commodity markets. *Journal of Commodity Markets*, 13, 55-70. <https://doi.org/10.1016/j.jcomm.2018.10.002>
- [188] Nowak, B. (2009). *Wewnętrzny rynek energii w Unii Europejskiej*. C.H. BECK, Warszawa.
- [189] Oettinger, G. (2011). The completion of the EU internal energy market - Getting to 2014. European Commission: SPEECH/11, 614.
- [190] Ogbuabor, J. E., Ukwueze, E. R., Mba, I. C., Ojonta, O. I., & Orji, A. (2023). The asymmetric impact of economic policy uncertainty on global retail energy markets: Are the markets responding to the fear of the unknown? *Applied Energy*, 334, 120671. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120671>
- [191] Oseni, M. O., & Pollitt, M. G. (2016). The promotion of regional integration of electricity markets: Lessons for developing countries. *Energy Policy*, 88, 628-638. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.09.007>
- [192] Pach-Gurgul, A. (2012). Jednolity rynek energii elektrycznej w Unii Europejskiej w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski. *Difin*.
- [193] Pantos, T., Polyzos, S., Armenatzoglou, A., & Kampouris, E. (2019). Volatility spillovers in electricity markets: evidence from the United States. *Int. J. Energy Econ. Policy*, 9(4), 131-143. <https://doi.org/10.32479/ijeep.7563>
- [194] Papież, M. (2012). Wpływ cen surowców energetycznych na ceny spot energii elektrycznej na wybranych giełdach energii w Europie. *Ekonometria*, (38), 57-68.
- [195] Paraschiv, F., Erni, D., & Pietsch, R. (2014). The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. *Energy Policy*, 73, 196-210. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.004>
- [196] Parkinson, M. (1980). The extreme value method for estimating the variance of the rate of return. *Journal of business*, 61-65. <https://doi.org/10.1086/296071>
- [197] Pawełczyk, M. (2013). *Publicznoprawne obowiązki przedsiębiorstw energetycznych jako instrument zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w Polsce*. Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń.
- [198] Pawełek, B., Kostrzewska, J., & Lipieta, A. (2015). The problem of outliers in the research on the financial standing of construction enterprises in Poland. In *Proceedings of the 9th Professor Aleksander Zelias International Conference on Modelling and Forecasting of Socio-Economic Phenomena* (pp. 164-173).
- [199] Pellini, E. (2014). *Convergence across European electricity wholesale spot markets: still a way to go*. E. Pellini, Dissertation: Essays on European Electricity Market Integration, 100-132.
- [200] Peña, J. I., Rodríguez, R., & Mayoral, S. (2022). Cannibalization, depredation, and market remuneration of power plants. *Energy Policy*, 167, 113086. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113086>
- [201] Pepermans, G. (2019). European energy market liberalization: experiences and challenges. *International Journal of Economic Policy Studies*, 13(1), 3-26. <https://doi.org/10.1007/s42495-018-0009-0>
- [202] Pesaran, H. H., Shin, Y. (1998). Generalized impulse response analysis in linear multivariate models. *Econ. Lett.* 58 (1), 17-29. [https://doi.org/10.1016/S0165-1765\(97\)00214-0](https://doi.org/10.1016/S0165-1765(97)00214-0)
- [203] Phan, S., & Roques, F. (2015). Is the depressive effect of renewables on power prices contagious? A cross border econometric analysis. *Cambridge Working Papers in Economics 1527*, Faculty of Economics, University of Cambridge (Sep. 2015).
- [204] Pinto, T., Silva, H., Vale, Z., Santos, G., & Praça, I. (2015, September). Pan-European electricity market simulation considering the European power network capacities. In

- 2015 26th International Workshop on Database and Expert Systems Applications (DEXA) (pp. 91-95). IEEE.
- [205] Pollitt, C. (2009). Bureaucracies remember, post-bureaucratic organizations forget? *Public Administration*, 87(2), 198-218.
- [206] Pollitt, M. G. (2012). The role of policy in energy transitions: Lessons from the energy liberalisation era. *Energy Policy*, 50, 128-137. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.004>
- [207] Prokhorov, O., & Dreisbach, D. (2022). The impact of renewables on the incidents of negative prices in the energy spot markets. *Energy Policy*, 167, 113073. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113073>
- [208] Prol, J. L., Steininger, K. W., & Zilberman, D. (2020). The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market. *Energy Economics*, 85, 104552. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104552>
- [209] Puka, L., & Szulecki, K. (2014). The politics and economics of cross-border electricity infrastructure: A framework for analysis. *Energy Research & Social Science*, 4, 124-134. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.10.003>
- [210] Purchała, K., Janowski, M., & Kowalczyk, J. (2019). Pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” – właściwa odpowiedź na wyzwania przyszłości? *Elektroenergetyka: współczesność i rozwój*, (2 (21)), 6-16.
- [211] Ringel, M., & Knodt, M. (2018). The governance of the European Energy Union: Efficiency, effectiveness and acceptance of the Winter Package 2016. *Energy Policy*, 112, 209-220. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.09.047>
- [212] Rinne, S. (2019). Radioinactive: Do nuclear power plant outages in France affect the German electricity prices? *Energy Econ.* 84, 104593. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104593>
- [213] Rintamäki, T., Siddiqui, A. S., & Salo, A. (2017). Does renewable energy generation decrease the volatility of electricity prices? An analysis of Denmark and Germany. *Energy Economics*, 62, 270-282. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.12.019>
- [214] Ronek, G. (2012). Wielka Brytania we wspólnotach europejskich i Unii Europejskiej. *Roczniki Nauk Społecznych*, 40(2), 101-121.
- [215] Saha, S., Saleem, M. I., & Roy, T. K. (2023). Impact of high penetration of renewable energy sources on grid frequency behaviour. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 145, 108701. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108701>
- [216] Schmid, E., Knopf, B., & Pechan, A. (2016). Putting an energy system transformation into practice: The case of the German Energiewende. *Energy Research & Social Science*, 11, 263-275. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.11.002>
- [217] Schwartz, E., & Smith, J. E. (2000). Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices. *Management Science*, 46(7), 893-911.
- [218] Seifert, J., & Uhrig-Homburg, M. (2007). Modelling jumps in electricity prices: theory and empirical evidence. *Review of Derivatives Research*, 10, 59-85. <https://doi.org/10.1007/s11147-007-9011-9>
- [219] Seljom, P., & Tomasgard, A. (2017). The impact of policy actions and future energy prices on the cost-optimal development of the energy system in Norway and Sweden. *Energy Policy*, 106, 85-102. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.011>
- [220] Serrallés, R. J. (2006). Electric energy restructuring in the European Union: Integration, subsidiarity, and the challenge of harmonization. *Energy Policy*, 34(16), 2542-2551. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.08.041>
- [221] Sheng, Y., Shi, X., & Zhang, D. (2013). Economic development, energy market integration and energy demand: Implications for East Asia. *Energy Strategy Reviews*, 2(2), 146-152. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2012.12.011>

- [222] Sikorska-Pastuszka, M., & Papież, M. (2023). Dynamic volatility connectedness in the European electricity market. *Energy Economics*, 127, 107045. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.107045>
- [223] Simoglou, C. K., Biskas, P. N., Vagropoulos, S. I., & Bakirtzis, A. G. (2014). Electricity market models and RES integration: The Greek case. *Energy Policy*, 67, 531-542. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.065>
- [224] Simpson, J., & Abraham, S. (2012). Financial convergence or decoupling in electricity and energy markets? A dynamic study of OECD, Latin America, and Asian countries. *International Journal of Economics and Finance*, 4(12), 1-14. <https://doi.org/10.5539/ijef.v4n12p1>
- [225] Sirin, S. M., Uz, D., & Sevindik, I. (2022). How do variable renewable energy technologies affect firm-level day-ahead output decisions: Evidence from the Turkish wholesale electricity market. *Energy Economics*, 112, 106169. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106169>
- [226] Soliman, A. M., & Nasir, M. A. (2019). Association between the energy and emission prices: An analysis of EU emission trading system. *Resources Policy*, 61, 369-374. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2018.12.005>
- [227] Soliński, J., & Gawlik, L. (2012). Rys historyczny, rozwój i stan obecny światowego i polskiego sektora energii. *Energetyka*, 142-149.
- [228] Staffell, I., & Pfenninger, S. (2018). The increasing impact of weather on electricity supply and demand. *Energy*, 145, 65-78. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.051>
- [229] Stevenson, M. J., do Amaral, L. F. M., & Peat, M. (2006). Risk management and the role of spot price predictions in the Australian retail electricity market. *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*, 10(3). <https://doi.org/10.2202/1558-3708.1383>
- [230] Suck, A. (2002). Renewable energy policy in the United Kingdom and in Germany. Available at SSRN 349900. <https://doi.org/10.2139/ssrn.349900>
- [231] Swann, D. (1988). *The Economic of the Common Market*. London, s. 242.
- [232] Tuca, S. (2014). The relationship between globalization and the economic crisis. *The USV Annals of economics and public administration*, 14(1 (19)), 120-126.
- [233] Thanh, T. T., & Linh, V. M. (2022). An exploration of sources of volatility in the energy market: An application of a TVP-VAR extended joint connected approach. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 53, 102448. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102448>
- [234] Trebbien, J., Gorjão, L. R., Praktijnjo, A., Schäfer, B., & Witthaut, D. (2023). Understanding electricity prices beyond the merit order principle using explainable AI. *Energy and AI*, 13, 100250. <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2023.100250>
- [235] Trück, S., Weron, R. (2004). Vorsicht Hochspannung! Risikomanagement in Energiemärkten (Teil II) Modellierung von Strompreisen. *RISKNEWS: Das Fachmagazin für Risikomanagement*, 1(4), 67-71. <https://doi.org/10.1002/risk.200490087>
- [236] Tukey, J. W. (1977). *Exploratory data analysis* (Vol. 2, pp. 131-160).
- [237] Umpfenbach, K., Graf, A., & Bausch, C. (2015). *Regional cooperation in the context of the new 2030 energy governance*. Berlin: Ecologic Institute.
- [238] Uribe, J. M., Mosquera-López, S., & Arenas, O. J. (2022). Assessing the relationship between electricity and natural gas prices in European markets in times of distress. *Energy Policy*, 166, 113018. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113018>
- [239] Uribe, J. M., Mosquera-López, S., Guillen, M. (2020). Characterizing electricity market integration in Nord Pool. *Energy*, 208, 118368. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118368>

- [240] Valeri, L. M. (2009). Welfare and competition effects of electricity interconnection between Ireland and Great Britain. *Energy Policy*, 37(11), 4679-4688. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.06.020>
- [241] Višković, V., Chen, Y., & Siddiqui, A. S. (2017). Implications of the EU emissions trading system for the South-East Europe Regional Electricity Market. *Energy Economics*, 65, 251-261. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.04.033>
- [242] Vlassopoulos, C. (2020). Persistent lignite dependency: The Greek energy sector under pressure. *Energy Policy*, 147, 111825. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111825>.
- [243] Wagner, A. (2014). Residual demand modeling and application to electricity pricing. *The Energy Journal*, 35(2). <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2018908>
- [244] Wang, Y., Zheng, Y., & Yang, Q. (2023). Day-ahead bidding strategy of regional integrated energy systems considering multiple uncertainties in electricity markets. *Applied Energy*, 348, 121511. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121511>
- [245] Weron, R. (2007). Modeling and forecasting electricity loads and prices: A statistical approach. John Wiley & Sons.
- [246] Weron, R. (2008). Market price of risk implied by Asian-style electricity options and futures. *Energy Economics*, 30(3), 1098-1115. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.05.004>
- [247] Weron, R. (2009). Heavy-tails and regime-switching in electricity prices. *Mathematical Methods of Operations Research*, 69, 457-473. <https://doi.org/10.1007/s00186-008-0247-4>
- [248] Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International journal of forecasting*, 30(4), 1030-1081. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2014.08.008>
- [249] Weron, R., & Zator, M. (2014). Revisiting the relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market. *Energy Economics*, 44, 178-190. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.03.007>
- [250] Weron, R., Bierbrauer, M., & Trück, S. (2004a). Modeling electricity prices: jump diffusion and regime switching. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 336(1-2), 39-48. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2004.01.008>
- [251] Weron, R., Simonsen, I., & Wilman, P. (2004b). Modeling highly volatile and seasonal markets: evidence from the Nord Pool electricity market. In *The Application of Econophysics: Proceedings of the Second Nikkei Econophysics Symposium* (pp. 182-191). Springer Japan. https://doi.org/10.1007/978-4-431-53947-6_25
- [252] Wu, S., Xia, G., & Liu, L. (2023). A novel decomposition integration model for power coal price forecasting. *Resources Policy*, 80, 103259. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2022.103259>
- [253] Würzburg, K., Labandeira, X., Linares, P. (2013). Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Econ.* 40, S159-S171. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104947>
- [254] Xiao, B., Yang, Y., Peng, X., Fang, L. (2019). Measuring the connectedness of European electricity markets using the network topology of variance decompositions. *Physica A* 535, 122279. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2019.122279>
- [255] Xu, B., Fu, R., & Lau, C. K. M. (2021). Energy market uncertainty and the impact on the crude oil prices. *Journal of Environmental Management*, 298, 113403. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.113403>
- [256] Yang, L. (2022). Idiosyncratic information spillover and connectedness network between the electricity and carbon markets in Europe. *Journal of Commodity Markets*, 25, 100185. <https://doi.org/10.1016/j.jcomm.2021.100185>

- [257] Yaoye, Z., Chengliang, Z., Yixiang, W., Zhou, Z., Guiping, D., & Hengrui, M. (2019, September). Research on the influence of coal price fluctuation on electricity price. In 2019 4th International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG) (pp. 581-585). IEEE.
- [258] Yoshino, N., & Taghizadeh-Hesary, F. (2014). Economic impacts of oil price fluctuations in developed and emerging economies. *IEEJ Energy Journal*, 9(3), 58-75. https://doi.org/10.1007/978-4-431-55797-5_5
- [259] Zachmann, G. (2008). Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence? *Energy Econ.* 30(4), 1659-1671. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.07.002>
- [260] Zakeri, B., Staffell, I., Dodds, P. E., Grubb, M., Ekins, P., Jääskeläinen, J., ... & Gisse, G. C. (2023). The role of natural gas in setting electricity prices in Europe. *Energy Reports*, 10, 2778-2792. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.09.069>
- [261] Zalzar, S., Bompard, E., Purvins, A., & Masera, M. (2020). The impacts of an integrated European adjustment market for electricity under high share of renewables. *Energy Policy*, 136, 111055. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111055>
- [262] Zamasz, K. (2015). Uwarunkowania ekonomiczno-regulacyjne konsolidacji krajowego sektora elektroenergetycznego. *Polityka Energetyczna*, Tom 18/Zeszyt 2.
- [263] Zhou, Y., Liu, J., Sirisrisakulchai, J., & Sriboonchitta, S. (2020). Measurements of the conditional dependence structure among carbon, fossil energy and renewable energy prices: vine copula based GJR-GARCH model. In *Integrated Uncertainty in Knowledge Modelling and Decision Making: 8th International Symposium, IUKM 2020, Phuket, Thailand, November 11–13, 2020, Proceedings 8* (pp. 322-334). Springer International Publishing.
- [264] Zipp, A. (2017). The marketability of variable renewable energy in liberalized electricity markets—an empirical analysis. *Renewable Energy*, 113, 1111-1121. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.072>
- [265] Żebryk, K. (2018). Wpływ unbundlingu na działalność polskich elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych. *Internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny (iKAR)*, 7(3).

Akty prawne:

- [1] Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE.
- [2] Dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- [3] Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE.
- [5] Dyrektywa Rady 90/377 z 29.06.1990 roku dotycząca wspólnotowej procedury w celu poprawy przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej dla końcowych odbiorców przemysłowych.
- [6] Dyrektywa Rady 90/547/EWG z 29.10.1990 roku w sprawie przesyłu energii elektrycznej sieciami przesyłowymi.
- [7] Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Energii (2019). *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, Urząd Publikacji.

- [8] Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2019). Polityka energetyczna polski do 2040 r.
- [9] Ministerstwo Klimatu. (2020). Program polskiej energetyki jądrowej.
- [10] Ministerstwo Gospodarki (2006). Program dla elektroenergetyki, Warszawa.
- [11] Ministerstwo Gospodarki (2009). Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Warszawa.
- [12] Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 28 listopada 2019 r. w sprawie alarmującej sytuacji klimatycznej i środowiskowej (2019/2930(RSP)).
- [13] Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 28 listopada 2019 r. w sprawie konferencji ONZ w sprawie zmiany klimatu 2019 (COP25) w Madrycie (Hiszpania) (2019/2712(RSP)).
- [14] Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.
- [15] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru.
- [16] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego.
- [17] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych.
- [18] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci.
- [19] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy.
- [20] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania systemu przesyłowego energii elektrycznej.
- [21] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych.
- [22] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- [23] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) 1228/2003 z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.
- [24] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.
- [25] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003.
- [26] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożenia w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE.
- [27] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.
- [28] Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1369 z dnia 5 sierpnia 2022 r. w sprawie skoordynowanych środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz.

- [29] Rozporządzenie Rady (UE) 2023/706 z dnia 30 marca 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2022/1369 w odniesieniu do przedłużenia okresu zmniejszenia zapotrzebowania w kontekście środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz oraz w odniesieniu do zwiększenia sprawozdawczości i monitorowania realizacji tych środków.
- [30] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne.
- [31] Ustawa z dnia 23 października 1987 r. o utworzeniu Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego.
- [32] Ustawa z dnia 24 lutego 1990 r. o likwidacji Wspólnoty Węgla Kamiennego i Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego oraz o zmianie niektórych ustaw.
- [33] Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.
- [34] Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska.
- [35] Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw.

Raporty / Sprawozdania / Opracowania branżowe:

- [1] Komisja Europejska (2022). Sprawozdanie Komisja dla Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego
- [2] Autorité de sûreté nucléaire (2022). ASN REPORT on the state of nuclear safety and radiation protection in France in 2021.
- [3] BP (2021), Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition.
- [4] Decyzja Komisji z dnia 15 listopada 2012 r. ustanawiająca Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej (2012/C 353/02).
- [5] EEX Group Annual Report (2020). Building Markets Together, 21.04.2021, Leipzig.
- [6] Forum Energii (2019), Małymi krokami do wielkich zmian – wpływ pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” na energetykę, Warszawa.
- [7] International Energy Agency (2023). Coal 2022 – Analysis and forecast to 2025.
- [8] Klub Jagielloński (2022). Europejski Zielony Ład – stan realizacji, wyzwania, nadzieje. Raport 06/2022.
- [9] Komisja Europejska (2004). Medium-term Vision for the Internal Electricity Market, DG Energy, and transport Working Paper, 01.03.2004.
- [10] Komisja Europejska (2010). Przewodnik po Traktacie z Lizbony. Bruksela.
- [11] Komisja Europejska (2018). UE w 2017 r – Sprawozdanie ogólne z działalności Unii Europejskiej, Publications Office of the European Union.
- [12] Komisja Europejska (2019). UE w 2018 r – Sprawozdanie ogólne z działalności Unii Europejskiej, Publications Office of the European Union.
- [13] Komisja Europejska (2020). Lista kontrolna gotowości na Brexit dla przedsiębiorstw prowadzących interesy z Wielką Brytanią.
- [14] Komisja Europejska (2022). EU energy in figures: statistical pocketbook 2022, Publications Office of the European Union.
- [15] Komitet do Spraw Europejskich (2019). Plan działania opracowany na podstawie art. 15 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej w zakresie alokacji zdolności przesyłowych.
- [16] Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego z dnia 25 lutego 2015 roku – Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu, COM (2015) 80.

- [17] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 15 lipca 2015 roku – Stworzenie nowego ładu dla odbiorców energii, COM (2015) 339.
- [18] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 15 lipca 2015 roku – Zainicjowanie procesu publicznych konsultacji na temat nowej struktury rynku energii, COM (2015) 340.
- [19] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego,
- [20] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów - Plan REPowerEU - {SWD (2022) 230}.
- [21] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – REPowerEU: Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie – COM (2022) 108.
- [22] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów - Europejski Zielony Ład - COM(2019) 640 final.
- [23] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów - Europejski Zielony Ład (COM (2019) 640 final).
- [24] Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego z dnia 15 listopada 2005 r. dotyczący sprawozdania z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej, SEC/2005/1448.
- [25] Ministerstwo Rozwoju i Technologii (2023). WŁOCHY - Informacja o sytuacji gospodarczej i stosunkach gospodarczych z Polską.
- [26] Opinia Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego „Sprawozdanie Komisji dla Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów »Sprawozdanie na temat stanu unii energetycznej na 2022 r. (na podstawie rozporządzenia (UE) 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu)«”
- [27] Polski Instytut Ekonomiczny, Tygodnik Gospodarczy PIE, 44/2022.
- [28] Polski Komitet Energii Elektrycznej (2022). Wyznaczenie ceny energii na Towarowej Giełdzie Energii czyli jak działa mechanizm ceny krańcowej. Warszawa.
- [29] Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2017). Zintegrowany Raport Roczny Edycja 2017.
- [30] Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2019). CORE FB MC – Q&A, Konstancin – Jeziorna.
- [31] Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2020). Wymiana transgraniczna energii elektrycznej – najważniejsze uwarunkowania. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – 7 września 2020.
- [32] Rada Unii Europejskiej (2007). Rada Europejska w Brukseli z 8-9 marca 2007 r. - konkluzje prezydencji, 7224/07.
- [33] Wysokie Napięcie (2018). Wspólny rynek energii elektrycznej w Europie. Miejsce Polski i rola Towarowej Giełdy Energii. Wyzwania dla polskiego rynku, Warszawa.

Źródła internetowe:

- [1] About Nord Pool: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/> [data odczytu: 17.01.2022 r.].

- [2] Britain backs undersea cable to tap Moroccan renewable power: <https://www.reuters.com/business/energy/britain-backs-undersea-cable-tap-moroccan-renewable-power-2023-09-29/> [data odczytu: 27.10.2023 r.].
- [3] Energia ze źródeł odnawialnych: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/pl/sheet/70/energia-ze-zrodel-odnawialnych> [data odczytu: 28.07.2023 r.].
- [4] EU energy statistical pocketbook and country datasheets: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/eu-energy-statistical-pocketbook-and-country-datasheets_en [data odczytu: 13.07.2023 r.].
- [5] Exports of electricity and derived heat by partner country: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TE_EH/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_t.nrg_te [data odczytu: 14.07.2023 r.].
- [6] Exports of electricity and derived heat by partner country: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TE_EH/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_t.nrg_te [data odczytu: 14.07.2023 r.].
- [7] Gestore Mercati Energetici (GME): <http://www.mercatoelettrico.org> [data dostępu: 17.07.2023 r.].
- [8] Global gas markets: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/gas> [data odczytu: 17.07.2023 r.].
- [9] Gotowi na 55: <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> [data odczytu: 07.07.2023 r.].
- [10] Hungarian Power Exchange (HUPX): <https://hupx.hu/en/> [data dostępu: 17.07.2023 r.].
- [11] Imports of electricity and derived heat by partner country: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_EH/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_t.nrg_ti [data odczytu: 14.07.2023 r.].
- [12] Imports of electricity and derived heat by partner country: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_EH/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_t.nrg_ti [data odczytu: 14.07.2023 r.].
- [13] Installed Capacity per Production Type: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show> [data odczytu: 15.01.2022 r.].
- [14] Kalendarium Europejskiego Zielonego Ładu: <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/timeline-european-green-deal-and-fit-for-55/> [data odczytu: 07.07.2023 r.].
- [15] Kalendarium sankcji UE wobec Rosji w sprawie Ukrainy: [https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/sanctions/restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/](https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/sanctions/restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/history-restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/) [data odczytu: 21.07.2023 r.].
- [16] Market Operator OKTE: <https://www.okte.sk/en/> [data dostępu: 17.07.2023 r.].
- [17] Mechanizmy kształtowania cen energii: <https://pkee.pl/aktualnosci/mechanizmy-ksztaltowania-cen-energii/> [data odczytu: 16.08.2023 r.].
- [18] NEMO list 2022: https://extranet.acer.europa.eu/en/Electricity/market-codes/capacity-allocation-and-congestion-management/Pub_Docs/NEMO%20list.pdf [data odczytu: 15.01.2022 r.].
- [19] Neuconnect Interconnector: <https://www.eib.org/en/projects/all/20200756> [data odczytu: 27.10.2023 r.].
- [20] Nord Pool AS: <https://www.nordpoolgroup.com/> [data dostępu: 17.07.2023 r.].

- [21] PCR Project Main features oraz Single Intraday Coupling (SIDC): Questions & Answers (2019), Single Intraday Coupling (SIDC): https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/ [data odczytu: 22.06.2023 r.].
- [22] Polo Español S.A. (OMIE): <https://www.bsp-southpool.com/> [data dostępu: 17.07.2023 r.].
- [23] Power trading results of November 2021: <https://www.epexspot.com/en/news/power-trading-results-november-2021> [data odczytu: 17.01.2022 r.].
- [24] Prezes URE przychylił się do wniosku PSE o przyznanie odstępstwa od obowiązku udostępniania minimalnej wielkości międzystrefowych zdolności przesyłowych: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9205,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-przychylił-sie-do-wniosku-PSE-o-pryzyznanie.html> [data odczytu: 30.11.2021 r.].
- [25] Prezes URE zatwierdził wniosek OSP o utworzenie Regionalnych Centrów Koordynacyjnych dla Europy Środkowej: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9327,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-zatwierdził-wniosek-OSP-o-utworzenie-Regio.html> [data odczytu: 30.11.2021 r.].
- [26] Price Coupling of Regions, PCR Project – main features: https://www.enexgroup.gr/documents/20126/340931/PCR_Standard_Presentation_detailed.pdf [data odczytu: 15.01.2022 r.].
- [27] Production of electricity and derived heat by type of fuel: <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do> [data odczytu: 15.01.2022 r.].
- [28] Reaktor jądrowy MARIA: <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/reaktor-jadrowy-maria> [data odczytu: 17.07.2023 r.].
- [29] Regionalne Inicjatywy Elektroenergetyczne: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/wspolpraca-miedzynarod/inicjatywy-regionalne/4946,Regionalne-Inicjatywy-Elektroenergetyczne.html> [data odczytu: 12.01.2022 r.].
- [30] REPowerEU: polityka energetyczna w krajowych planach odbudowy i zwiększania odporności: <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/eu-recovery-plan/repowerEU/> [data odczytu: 08.07.2023 r.].
- [31] SIDC: Udana inauguracja trzeciego etapu wdrożenia: https://tge.pl/komunikaty-tge-czytaj?cmn_id=91301&title=SIDC%3A+Udana+inauguracja+trzeciego+etapu+wdro%C5%BCenia [data odczytu: 21.02.2022 r.].
- [32] Single Day-ahead Coupling (SDAC): https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/ [data odczytu: 10.08.2023 r.].
- [33] Single Intraday Coupling (SIDC): https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/ [data odczytu: 22.06.2023 r.].
- [34] Słownik rynku energii – Market coupling: <https://www.ochronaklimatu.com/slownik-rynku-energii/366-market-coupling> [data odczytu: 13.01.2022 r.].
- [35] Stowarzyszenia Europejskich Giełd Energii (Europex): <https://www.europex.org/members/> [data odczytu: 15.01.2022 r.].
- [36] Successful go-live of the fourth wave of SIDC integration: https://tge.pl/tge-news-read?cmn_id=91517&title=Successful+go-live+of+the+fourth+wave+of+SIDC+integration [data odczytu: 21.06.2023 r.].

- [37] Traktat Karty Energetycznej: <https://www.gov.pl/web/klimat/traktat-karty-energetycznej-tke> [data odczytu: 12.11.2021 r.].
- [38] Uczestnicy rynku i formy handlu energią: <https://www.cire.pl/artykuly/bez-kategorii/37676-uczestnicy-rynku-i-formy-handlu-energia> [data odczytu: 11.10.2022 r.].

Spis tabel

Tabela 1.1. Modyfikacja nazewnictwa dotyczącego integracji europejskich rynków energii elektrycznej	34
Tabela 1.2. Siedem Regionalnych Inicjatyw Elektroenergetycznych.....	44
Tabela 1.3. Etapy dołączania krajów do inicjatywy SDAC-PCR.....	52
Tabela 1.4. Etapy dołączania krajów do mechanizmu SIDC-XBID.....	55
Tabela 1.5. Historia łączenia europejskich rynków energii elektrycznej (RDN oraz RDB) w ramach <i>market coupling</i>	56
Tabela 1.6. Najważniejsze giełdy energii elektrycznej w Europie.....	57
Tabela 2.1. Przegląd prac badawczych dotyczących realizacji i rozwoju polityki wewnętrznego rynku energii elektrycznej w Europie	66
Tabela 2.2. Publikacje naukowe dotyczące oceny wpływu trzech pierwszych pakietów energetycznych na rozwój wewnętrznego rynku energii elektrycznej w UE	70
Tabela 2.3. Przegląd prac badawczych dotyczących długookresowych relacji między cenami energii elektrycznej, kointegracji oraz ich krótkookresowej współzależności.....	75
Tabela 2.4. Przegląd prac badawczych dotyczących stopnia integracji rynków energii elektrycznej z wykorzystaniem metodologii Diebolda i Yilmaza	85
Tabela 3.1. Przegląd prac badawczych i wykorzystanych miar efektu przenikania	100
Tabela 4.1. Produkcja energii elektrycznej brutto w latach 2007–2021	115
Tabela 4.2. Saldo w wymianie międzysystemowej energii elektrycznej w latach 2007–2021	116
Tabela 4.3. Struktura produkcji i konsumpcji energii według kryteriów nośników energii (tzw. miks energetyczny) europejskich rynków energii za 2021 rok.....	120
Tabela 4.4. Opis europejskich rynków energii elektrycznej	123
Tabela 4.5. Podstawowe statystyki dla dziennych cen spot energii elektrycznej obejmujących obszaru CWE w okresie od 1 sierpnia 2007 r. do 31 grudnia 2022 r. (EUR/MWh).....	130
Tabela 4.6. Podstawowe statystyki dla dziennych cen spot energii elektrycznej obejmujących obszar CEE w okresie od 1 sierpnia 2007 r. do 31 grudnia 2022 r. (EUR/MWh).....	133
Tabela 4.7. Podstawowe statystyki dla dziennych cen spot energii elektrycznej obejmujących obszar SEE w okresie od 1 sierpnia 2007 r. do 31 grudnia 2022 r. (EUR/MWh).....	136
Tabela 4.8. Podstawowe statystyki dla dziennych cen spot energii elektrycznej obejmujących obszar NP + BI w okresie od 1 sierpnia 2007 r. do 31 grudnia 2022 r. (EUR/MWh).....	140

Tabela 4.9. Podstawowe statystyki dla dziennych cen spot energii elektrycznej obejmujących obszar IBERIAN + AP w okresie od 1 sierpnia 2007 r. do 31 grudnia 2022 r. (EUR/MWh)	142
Tabela 4.10. Podstawowe statystyki dla dziennych ceny gazu ziemnego (NBP, NCG, TTF) w okresie 11 lutego 2016 – 31 grudnia 2022 roku (EUR/MWh)	148
Tabela 4.11. Podstawowe statystyki dla dziennych cen węgla w porcie CIF ARA w okresie 11 lutego 2016 – 31 grudnia 2022 roku (EUR/t).....	149
Tabela 4.12. Podstawowe statystyki dla dziennych cen ropy Brent w okresie 11 lutego 2016 – 31 grudnia 2022 roku (EUR/b).....	151
Tabela 4.13. Podstawowe statystyki dla dziennych cen uprawnień do emisji CO ₂ w okresie 11 lutego 2016 – 31 grudnia 2022 roku (EUR/tCO ₂).....	153
Tabela 4.14. Statystyki opisowe dla odsezonowanych szeregów <i>ln</i> stóp zwrotu dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie <i>BASE</i> w latach 2007–2022	156
Tabela 4.15. Statystyki opisowe dla odsezonowanych szeregów <i>ln</i> RV dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie <i>BASE</i> w latach 2007–2022.....	157
Tabela 4.16. Statystyki opisowe dla odsezonowanych szeregów <i>ln</i> RV dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie <i>PEAK</i> w latach 2007–2022	159
Tabela 4.17. Najważniejsze wnioski z analizy dziennych cen energii elektrycznej w latach 2007–2022 w podziale na regiony	161
Tabela 4.18. Najważniejsze wnioski z analizy dotyczącej odsezonowanych logarytmów stóp zwrotu (dla okresu <i>BASE</i>) oraz odsezonowanych logarytmów RV (dla okresu <i>BASE</i> i <i>PEAK</i>)	163
Tabela 5.1. Podstawowe statystyki dla wartości TCI w podziale na trzy okresy przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę (%) przy wykorzystaniu stóp zwrotu	171
Tabela 5.2. Zestawienie zmian w relacjach między rynkami energii elektrycznej przy wykorzystaniu wskaźnika NPDC oraz PCI w okresie <i>BASE</i> dla stóp zwrotu.....	181
Tabela 5.3. Zestawienie zmian roli jako odbiorcy lub nadawcy zmienności netto rynku energii elektrycznej dla każdego z analizowanych podokresów w okresie <i>BASE</i> dla stóp zwrotu	182
Tabela 5.4. Wartości kwantyli oraz wartości minimalna i maksymalna indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla pełnej doby (<i>BASE</i>) w pierwszym podokresie (od 1 sierpnia 2007 roku do 31 października 2011 roku) przy wykorzystaniu stóp zwrotu....	190
Tabela 5.5. Wartości kwantyli oraz wartości minimalna i maksymalna indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla pełnej doby (<i>BASE</i>) w drugim podokresie (od 1 listopada 2011 roku do 10 lutego 2016 roku) przy wykorzystaniu stóp zwrotu	191
Tabela 5.6. Wartości kwantyli oraz wartości minimalna i maksymalna indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla pełnej doby (<i>BASE</i>) w trzecim podokresie (od 11 lutego 2016 roku do 31 grudnia 2022 roku) przy wykorzystaniu stóp zwrotu.....	191
Tabela 5.7. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla trzech podokresów w pełnej dobie (<i>BASE</i>) przy wykorzystaniu stóp zwrotu.....	192
Tabela 5.8. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej przed i po	

wyeliminowaniu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA w trzecim podokresie rozpatrywany dla pełnej doby (<i>BASE</i>) przy wykorzystaniu stóp zwrotu	198
Tabela 5.9. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych w pełnej dobie (<i>BASE</i>) przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę przy wykorzystaniu stóp zwrotu	200
Tabela 6.1. Podstawowe statystyki dla wartości TCI w podziale na trzy podokresy przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę (%) przy wykorzystaniu RV	209
Tabela 6.2. Zestawienie zmian w relacjach między rynkami energii elektrycznej przy wykorzystaniu wskaźnika NPDC oraz PCI w okresie <i>BASE</i> dla RV	214
Tabela 6.3. Zestawienie zmian roli jako odbiorcy lub nadawcy zmienności netto rynku energii elektrycznej dla każdego z analizowanych podokresów w okresie <i>BASE</i> dla RV	215
Tabela 6.4. Podstawowe statystyki dla wartości TCI po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych (TCI_16_rrv_all) oraz wartość TCI stanowiącej różnicę pomiędzy TCI_16_rrv a TCI_16_rrv_all (określone jako TCI_16_rrv_all_różnica)	219
Tabela 6.5. Podstawowe statystyki dla wartości TCI w (%) przed i po wyeliminowaniu wpływu zmienności cen surowców energetycznych oraz cen EUA ETS przy wykorzystaniu RV	220
Tabela 6.6. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla trzech podokresów w pełnej dobie (<i>BASE</i>) przy wykorzystaniu RV	221
Tabela 6.7. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej przed i po wyeliminowaniu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA rozpatrywany dla pełnej doby (<i>BASE</i>) przy wykorzystaniu RV	223
Tabela 6.8. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych w pełnej dobie (<i>BASE</i>) przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę przy wykorzystaniu RV	225
Tabela 6.9. Porównanie podstawowych statystyk wskaźnika TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej dla RV w okresie <i>PEAK</i> i <i>BASE</i> (%)	228
Tabela 6.10. Różnica pomiędzy podstawowymi statystykami wskaźnika TCI obliczonego w okresie <i>BASE</i> a TCI obliczonego w okresie <i>PEAK</i> przy wykorzystaniu RV (pp.)	229
Tabela 6.11. Porównanie podstawowych statystyk wskaźnika TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej w podziale na trzy okresy przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę przy wykorzystaniu RV w okresie <i>PEAK</i> i <i>BASE</i> (%)	231
Tabela 6.12. Zestawienie zmian w relacjach między rynkami energii elektrycznej przy wykorzystaniu wskaźnika NPDC oraz PCI w okresie <i>BASE</i> oraz <i>PEAK</i> dla RV	236
Tabela 6.13. Zestawienie zmian roli jako odbiorcy lub nadawcy zmienności netto rynku energii elektrycznej dla każdego z analizowanych podokresów w okresie <i>BASE</i> oraz <i>PEAK</i> dla RV	237
Tabela 6.14. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych dla trzech podokresów w okresie obciążenia szczytowego (<i>PEAK</i>) dla RV	238

Tabela 6.15. Ocena roli rynku na podstawie wartości rzędu kwantyla dla wartości 0 lub pierwszej mniejszej od 0 indeksu NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych w okresie obciążenia szczytowego (*PEAK*) przed i w trakcie inwazji Rosji na Ukrainę dla RV 240

Spis rysunków

Rysunek 1.1. Klasyfikacja elektrowni według kosztów krańcowych w mechanizmie merit order	48
Rysunek 1.2. Funkcjonowanie mechanizmu <i>merit order</i> przy wysokim zapotrzebowaniu na energię elektryczną.....	48
Rysunek 1.3. Funkcjonowanie mechanizmu <i>merit order</i> przy niższym zapotrzebowaniu na energię elektryczną.....	49
Rysunek 1.4. Zakres geograficzny mechanizmu SIDC–XBID (w latach 2018–2022).....	55
Rysunek 4.1. Analizowane zbiory danych dla trzech podokresów	125
Rysunek 4.2. Dienne ceny spot energii elektrycznej RDN na 27 rynkach energii elektrycznej w latach 2007–2022 (EUR/MWh).....	127
Rysunek 4.3. Łączna średnia dienne ceny spot energii elektrycznej RDN na 27 rynkach energii elektrycznej w latach 2007 – 2022 (EUR/MWh).....	127
Rysunek 4.4. Średnie dienne ceny spot energii elektrycznej dla obszaru CWE (EUR/MWh) w okresie <i>BASE</i> w latach 2007–2022	130
Rysunek 4.5. Średnie dienne ceny spot energii elektrycznej dla obszaru CEE (EUR/MWh) w okresie <i>BASE</i> w latach 2007–2022	133
Rysunek 4.6. Średnie dienne ceny spot energii elektrycznej dla obszaru SEE (EUR/MWh) w okresie <i>BASE</i> w latach 2007–2022	136
Rysunek 4.7. Średnie dienne ceny spot energii elektrycznej dla obszaru NP + BI (EUR/MWh) w okresie <i>BASE</i> w latach 2007–2022.....	139
Rysunek 4.8. Średnie dienne ceny spot energii elektrycznej dla obszaru IBERIAN + AP (EUR/MWh) w okresie <i>BASE</i> w latach 2007–2022.....	142
Rysunek 4.9. Analizowane zbiory danych dla trzech podokresów wraz z determinantami cen energii elektrycznej.....	144
Rysunek 4.10. Dienne ceny surowców energetycznych oraz cen EUA ETS w latach 2016–2022 (EUR/MWh – dla gazu ziemnego (NBP, NCG, TTF), EUR/t – dla węgla (ARA), EUR/b – dla ropy (Brent), EUR/tCO ₂ – dla EUA ETS).....	145
Rysunek 4.11. Dienne ceny gazu ziemnego (NBP, NCG, TTF) w okresie 11 lutego 2016 – 31 grudnia 2022 roku (EUR/MWh).....	147
Rysunek 4.12. Dienne ceny węgla w porcie CIF ARA w okresie 11 lutego 2016 – 31 grudnia 2022 roku (EUR/t).....	149
Rysunek 4.13. Dienne ceny ropy Brent w okresie 11 lutego 2016 – 31 grudnia 2022 roku (EUR/b)	151
Rysunek 4.14. Dienne ceny uprawnień do emisji CO ₂ w okresie 11 lutego 2016 – 31 grudnia 2022 roku (EUR/tCO ₂).....	153
Rysunek 4.15. Odsezonowane szeregi <i>ln</i> stóp zwrotu dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie <i>BASE</i> w latach 2007 – 2022	157

Rysunek 4.16. Odsezonowane szeregi <i>ln</i> RV dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie <i>BASE</i> w latach 2007 – 2022	159
Rysunek 4.17. Odsezonowane szeregi <i>ln</i> RV dla analizowanych europejskich rynków energii elektrycznej w okresie <i>PEAK</i> w latach 2007 – 2022	160
Rysunek 5.1. Wskaźnik TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu stóp zwrotu jako miary efektu przenikania w okresie <i>BASE</i> (%).....	167
Rysunek 5.2. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)	174
Rysunek 5.3. Indeks powiązania parami (PCI)	174
Rysunek 5.4. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)	178
Rysunek 5.5. Indeks powiązania parami (PCI)	178
Rysunek 5.6. Wskaźnik TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu stóp zwrotu w okresie <i>BASE</i> przed i po wyeliminowaniu wpływu zmienności determinant cen energii elektrycznej (%).....	184
Rysunek 5.7. Wskaźnik TCI_16_rsz_różnica stanowiący różnicę między TCI_16_rsz a TCI_16_all_rsz dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu stóp zwrotu w okresie <i>BASE</i> (pp)	184
Rysunek 5.8. Indeks NET dla cen energii elektrycznej rozpatrywanych w okresie <i>BASE</i> przy wykorzystaniu stóp zwrotu.....	189
Rysunek 5.9. Indeks NET dla cen energii elektrycznej przed i po wyeliminowaniu zmienności cen surowców energetycznych i cen uprawnień EUA w trzecim podokresie rozpatrywany dla pełnej doby (<i>BASE</i>) przy wykorzystaniu stóp zwrotu.....	198
Rysunek 6.1. Wskaźnik TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu RV w okresie <i>BASE</i> (%)	207
Rysunek 6.2. Różnica pomiędzy wskaźnikiem TCI dla stóp zwrotu a TCI dla RV w okresie <i>BASE</i> (%).....	208
Rysunek 6.3. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)	211
Rysunek 6.4. Indeks powiązania parami (PCI)	211
Rysunek 6.5. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)	213
Rysunek 6.6. Indeks powiązania parami (PCI)	213
Rysunek 6.7. Wskaźnik TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu RV w okresie <i>BASE</i> przed i po wyeliminowaniu wpływu zmienności determinant cen energii elektrycznej (%).....	217
Rysunek 6.8. Wskaźnik TCI_16_rrv_różnica stanowiący różnicę między TCI_16_rrv a TCI_16_rrv_all dla europejskich rynków energii elektrycznej przy wykorzystaniu RV w okresie <i>BASE</i> (pp.)	217
Rysunek 6.9. Wskaźnik TCI dla europejskich rynków energii elektrycznej dla RV w okresie <i>PEAK</i> (%).....	228
Rysunek 6.10. Różnica pomiędzy wskaźnikiem TCI policzonym w okresie <i>BASE</i> a TCI policzonym w okresie <i>PEAK</i> przy wykorzystaniu RV (pp.).....	229
Rysunek 6.11. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)	233
Rysunek 6.12. Indeks powiązania parami (PCI)	233
Rysunek 6.13. Powiązanie kierunkowe netto parami (NPDC)	235

Rysunek 6.14. Indeks powiązania parami (PCI)	235
---	-----

