

Michał Thlon✉

Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie

Koszty stabilizacji systemu elektroenergetycznego w warunkach ograniczeń sieciowych – perspektywa logistyki systemowej

Costs of power system stabilization under network constraints – a systems logistics perspective

Synopsis. Artykuł podejmuje problematykę kosztów ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych (TSO) oraz uczestników rynku energii w procesie zapewniania stabilności pracy systemu elektroenergetycznego w warunkach narastających ograniczeń sieciowych i rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii. Celem badania jest reinterpretacja kosztów stabilizacji systemu elektroenergetycznego z perspektywy logistyki systemowej oraz analiza porównawcza ich struktury i zróżnicowania w wybranych europejskich systemach elektroenergetycznych. W badaniu wykorzystano analizę literatury przedmiotu oraz analizę porównawczą danych pochodzących od operatorów – ENTSO-E, BNetzA, RTE, APG i Svenska Kraftnät – dla wybranych europejskich systemów elektroenergetycznych w 2022 roku. Uzyskane wyniki wskazują, że wzrost udziału zmiennych odnawialnych źródeł energii (variable renewable energy, VRE) w systemach charakteryzujących się ograniczoną elastycznością prowadzi do ponadproporcjonalnego wzrostu kosztów zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (congestion management, CM). Zastosowanie perspektywy logistyki systemowej umożliwia uporządkowanie kosztów stabilizacji poprzez ich odniesienie do znanych kategorii kosztowych występujących w logistyce, takich jak koszty zmiany tras przepływu (rerouting), zapasy bezpieczeństwa (safety stock) czy amortyzacja infrastruktury. Wyniki badania wskazują na potrzebę szerszej internalizacji kosztów sieciowych w mechanizmach rynkowych oraz mają istotne implikacje dla polityki taryfowej, projektowania rynku energii i planowania rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej.

Słowa kluczowe: koszty stabilizacji sieci, rynek energii, ograniczenia sieciowe, logistyka systemowa, transformacja energetyczna, rynek bilansujący

✉Michał Thlon – Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie, Katedra Ekonomii Stosowanej; e-mail: michal.thlon@uek.krakow.pl; <https://orcid.org/0000-0001-9627-7773>

Abstract. This paper examines the operational costs incurred by transmission system operators (TSOs) and electricity market participants in maintaining power system stability under increasing network constraints and a growing share of renewable energy sources. The objective of the study is to reinterpret power system stabilization costs from a systems logistics perspective and to conduct a comparative analysis of their structure and variation across selected European power systems. The research combines a review of the relevant literature with a comparative analysis of operational data obtained from ENTSO-E, BNetzA, RTE, APG, and Svenska Kraftnät for selected European power systems in 2022. The findings support the hypothesis that congestion management costs increase nonlinearly with the penetration of variable renewable energy (VRE) in systems characterized by insufficient flexibility resources. The systems logistics perspective provides a coherent framework for classifying stabilization costs through analogies with well-established logistics cost categories, including rerouting costs, safety stock costs, and infrastructure depreciation. The results contribute to a better understanding of the economic consequences of network constraints and support the application of logistics-based analytical approaches in electricity market research. The findings also have important implications for tariff design, electricity market regulation, and long-term transmission network planning.

Keywords: power system stabilization costs, energy market, network constraints, systems logistics, energy transition, balancing market

Kody JEL: L94, Q41, Q48, R40, D47

Wprowadzenie

Transformacja systemu elektroenergetycznego w kierunku wysokiego udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) generuje nową klasę wyzwań operacyjnych. O ile tradycyjny system oparty na dyspozycyjnych elektrowniach węglowych i gazowych umożliwiał stosunkowo łatwe bilansowanie podaży z popytem, o tyle system zdominowany przez zmienne źródła energii – wiatr i fotowoltaikę – wymaga ciągłego, aktywnego zarządzania przepływami mocy, rezerwami i ograniczeniami przesyłowymi. Koszty tej stabilizacji, choć często ukryte za mechanizmami taryfowymi i bilansowaniem na poziomie TSO¹, stanowią realną i rosnącą pozycję w rachunku ekonomicznym transformacji energetycznej. Tylko w Niemczech koszty zarządzania ograniczeniami sieciowymi (obejmujące redispatching, countertrading i grid reserve zgodnie z metodologią Redispatch 2.0) wzrosły z ok. 1,5 mld EUR w 2018 roku do 4,2 mld EUR w 2022 roku [BNetzA 2023], a prognozy dla UE wskazują na możliwy wzrost do 11–26 mld EUR rocznie do 2030 roku [Thomassen i in. 2024].

Głównym wkładem artykułu jest reinterpretacja kosztów stabilizacji sieci przez aparat pojęciowy logistyki systemowej. Sieć elektroenergetyczna jest złożonym systemem logistycznym, w którym ograniczenia fizyczne (przepustowość linii, napięcie węzłów,

¹ Operator systemu przesyłowego (transmission system operator, TSO) – podmiot odpowiedzialny za eksploatację, utrzymanie i rozwój sieci przesyłowej wysokiego napięcia oraz zapewnienie jej niezawodnego i bezpiecznego funkcjonowania, w tym bilansowanie systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym.

bezpieczeństwo N-1) nakładają się na ograniczenia rynkowe (strefy cenowe, zdolności przesyłowe, mechanizmy aukcyjne). Wykorzystanie kategorii analitycznych wywodzących się z logistyki systemowej – kosztów przekierowania przepływów, zapasów bezpieczeństwa, zarządzania ograniczeniami sieciowymi – do analizy kosztów stabilizacji energetycznej nie jest jedynie zabiegiem terminologicznym, lecz umożliwia dostęp do kilkudziesięcioletniego dorobku badań nad zarządzaniem łańcuchem dostaw.

Celem artykułu jest reinterpretacja kosztów stabilizacji systemu elektroenergetycznego z perspektywy logistyki systemowej oraz przeprowadzenie analizy porównawczej ich struktury i zróżnicowania w wybranych europejskich systemach elektroenergetycznych. Rozważania koncentrują się na ocenie, w jakim zakresie zastosowanie aparatu pojęciowego logistyki systemowej umożliwia pełniejszą identyfikację uwarunkowań kosztów stabilizacji sieci niż podejścia stosowane w klasycznej ekonomice energetyki.

System elektroenergetyczny jako sieć logistyczna

Zasadność stosowania perspektywy logistyki systemowej do analizy kosztów stabilizacji sieci wymaga explicite uzasadnienia. W rozumieniu Stadtlera i Kilgera [2008] logistyka systemowa zajmuje się zarządzaniem przepływami materiałów, informacji i finansów wzdłuż łańcucha wartości z uwzględnieniem ograniczeń pojemnościowych sieci i kosztów zarządzania tymi ograniczeniami. System elektroenergetyczny ma wszystkie cechy definicyjne sieci logistycznej, a każdy z jej elementów znajduje precyzyjny odpowiednik w aparacie pojęciowym logistyki.

Po pierwsze, przepływy energii elektrycznej odpowiadają przepływowi materiałowym w sieci dystrybucji. Energia jest wytwarzana w węzłach generacji, przesyłana siecią i dostarczana do węzłów konsumpcji. Kluczową specyfiką – i źródłem szczególnych kosztów logistycznych – jest niemożność magazynowania energii na skalę systemową w technologiach konwencjonalnych. Odpowiada to warunkowi zerowych zapasów pośrednich: każde zakłócenie balansu generacja–konsumpcja musi być korygowane natychmiast, co jest odpowiednikiem dostawy dokładnie na czas (just-in-time), z zerową tolerancją opóźnień.

Po drugie, ograniczenia sieciowe (congestion) odpowiadają przeciążeniom tras w sieci logistycznej. Gdy przepływ mocy na linii przekracza jej zdolność przesyłową, TSO przeprowadza przekierowanie generacji (rerouting) – analogicznie do sytuacji, gdy operator logistyczny przekierowuje ładunek alternatywną trasą po przeciążeniu głównego korytarza. Koszty tego przekierowania w systemie elektroenergetycznym obejmują wyższe koszty paliwa jednostek rezerwowych, koszty rozruchu i straty sieciowe – odpowiedniki kosztów alternatywnej trasy logistycznej.

Po trzecie, rezerwy bilansujące (FCR, aFCR, mFCR²) są bezpośrednim odpowiednikiem zapasów bezpieczeństwa (safety stock) w logistyce. Utrzymywanie rezerw przez

² Rezerwy bilansujące dzielą się na: rezerwę pierwotną (frequency containment reserve, FCR) – aktywowaną automatycznie w ciągu sekund w odpowiedzi na odchylenia częstotliwości; rezerwę wtórną (automatic frequency restoration reserve, aFCR) – przywracającą częstotliwość do wartości nominalnej w ciągu minut; rezerwę trzeciorzędową (manual frequency restoration reserve, mFCR) – aktywowaną ręcznie w czasie od kilku do kilkunastu minut. Wszystkie trzy kategorie są obowiązkowe dla operatorów systemów przesyłowych zgodnie z wytycznymi ENTSO-E dotyczącymi usług systemowych.

TSO jest racjonalne z perspektywy analizy kosztów logistycznych: koszt utrzymania rezerwy jest niższy od kosztu zdarzenia niedoboru. Optymalny poziom rezerwy – jak w modelu typu newsvendor – wynika z wyważenia kosztu nadmiaru (over-procurement) i kosztu braku (blackout lub awaryjny zakup po cenie spot). Ela i in. [2011] formalizują tę analogię, proponując probabilistyczne modele wyznaczania rezerw operacyjnych w systemach o wysokiej penetracji VRE.

Po czwarte, magazyny energii (BESS, elektrownie pompowo-szczytowe) pełnią funkcję magazynów buforowych, absorbując zmienność przepływów – dokładnie tak jak bufor magazynowy w łańcuchu dostaw wygładzają wahania popytu. Brak adekwatnej pojemności buforowej prowadzi do wymuszonego odrzucenia nadwyżki (curtailment), co jest odpowiednikiem marnotrawstwa z powodu braku miejsca składowego w logistyce. Analogię tę wzmacnia perspektywa odporności łańcuchów dostaw – Ivanov [2022] wskazuje, że blackout jako zdarzenie systemowe generuje kaskadowe zakłócenia o charakterze zbliżonym do poważnych dysrupcji w sieciach logistycznych, wymagające podobnych mechanizmów buforowania i redundancji.

Zestawienie tych analogii tworzy spójną ramę konceptualną, w której koszty stabilizacji sieci elektroenergetycznej są interpretowane jako koszty logistyczne: koszty przekierowania generacji (redispatching), koszty rezerwy (safety stock), koszty kongestii węzłów (congestion rent), kary umowne za odchylenia (imbalance) i amortyzacja infrastruktury (CAPEX sieciowy). Perspektywa ta nie zastępuje analizy techniczno-ekonomicznej, lecz ją uzupełnia o aparat optymalizacyjny i terminologię kosztową wypracowaną w badaniach nad zarządzaniem łańcuchem dostaw. Kluczową przewagą podejścia opartego na logistyce systemowej nad klasyczną ekonomiką energetyki jest możliwość przeprowadzenia zintegrowanej analizy przepływów fizycznych, ograniczeń przepustowości oraz kosztów operacyjnych w ramach jednego, spójnego ujęcia analitycznego. W klasycznej ekonomice energetyki elementy te są najczęściej rozpatrywane odrębnie: przepływy mocy analizuje się w ramach modeli technicznych, mechanizmy kształtowania cen energii – modeli rynkowych, natomiast koszty działań regulacyjnych w ramach odrębnych rachunków kosztowych. Logistyka systemowa traktuje je jako jeden zintegrowany problem zarządzania siecią, co otwiera drogę do pełniejszej internalizacji kosztów sieciowych w decyzjach inwestycyjnych i taryfowych.

Przegląd literatury

Problematyka kosztów stabilizacji systemu elektroenergetycznego łączy zagadnienia ekonomiki energetyki, teorii regulacji i logistyki systemowej. Za prekursorów systematycznej analizy kosztów funkcjonowania sieci elektroenergetycznej uznaje się Schweppe'a i współautorów [Schweppe i in. 1988], którzy na gruncie teorii cen czasu rzeczywistego (spot pricing) rozwinęli koncepcję węzłowych cen energii elektrycznej, uwzględniającą fizyczne ograniczenia przesyłowe systemu. Na tej podstawie Stoft [2022] rozwinął teorię ekonomiki ograniczeń sieciowych, analizując alternatywne mechanizmy alokacji zdolności przesyłowych – aukcje jawne (explicit auctions) oraz niejawne (implicit auctions) – i wskazując na ich zróżnicowany wpływ na strukturę kosztów ponoszonych przez uczestników rynku.

Kluczowym wkładem w rozumienie kosztów integracji VRE jest dekompozycja Hirtha, Ueckerda i Edenhofera [Hirth i in. 2015] na trzy składowe: koszty profilowe, lokalizacyjne i bilansujące. Hirth [2013] szacuje, że przy penetracji wiatru na poziomie 30–40% koszty integracji mogą przekraczać 30 EUR/MWh, co pokazuje nieliniowy charakter tej relacji. Ehrenmann i Smeers [2005] wskazują z kolei, że w warunkach niedoskonałej konkurencji ekonomiczna efektywność rynku energii jest w dużym stopniu uzależniona od właściwego odwzorowania ograniczeń sieciowych w strukturze cen. Autorzy dowodzą, że niedostosowanie obszarów cenowych do fizycznej topologii systemu elektroenergetycznego skutkuje systematycznym występowaniem nieefektywności rynkowych oraz generuje ponadprzeciętne koszty redispatchingu ponoszone w celu utrzymania bezpieczeństwa pracy sieci.

ACER w corocznych raportach monitoringowych dokumentuje skalę kosztów bilansujących w krajach UE i postuluje reformę stref cenowych jako priorytet regulacyjny [ACER 2021, 2022, 2023]. Analiza Thomassena i in. [2024] prognozuje wzrost wolumenu redispatchingu w UE 4–11-krotnie do 2030 roku bez odpowiedniej rozbudowy sieci, przy rocznych kosztach rzędu 5–13 mld EUR. Hirth i Ziegenhagen [2015] dokumentują wzrost kosztów rezerw bilansujących przy rosnącej penetracji OZE i wskazują na nieliniowy charakter tej relacji w badaniach dla rynku ENTSO-E. Kategoryzacji usług pomocniczych świadczonych przez rozproszone źródła OZE na poziomie sieci dystrybucyjnej – jako odrębnej kategorii kosztowej zarządzania siecią – podjęli się Demoulias i in. [2020]. Kompleksową analizę kosztów i korzyści opcji elastyczności stabilizujących sieć w kontekście niemieckiego systemu elektroenergetycznego przeprowadzili Ackermann i in. [2024], wskazując na zróżnicowaną efektywność kosztową poszczególnych instrumentów w zależności od struktury systemu. Z kolei Akkad i in. [2026] analizują optymalizację rozmieszczenia magazynów energii w sieciach OZE jako instrument redukcji kosztów przeciążeń, wskazując, że lokalizacja zasobów buforowych jest kluczowym czynnikiem efektywności kosztowej systemu.

Dane dotyczące Niemiec pokazują skalę zjawisk przewidywanych w trakcie prowadzonych wcześniej badań. Koszty zarządzania przeciążeniami i ograniczeniami sieciowymi wzrosły z ok. 220 mln EUR przy 11,5 TWh energii objętej działaniami korygującymi w 2016 r. [Staffell i Pfenninger 2018] do 4,2 mld EUR przy 32,8 TWh w 2022 r. [BNetzA 2023]. Dane te obejmują zmianę planów pracy jednostek wytwórczych, przeciwt transakcje rynkowe oraz wykorzystanie rezerw sieciowych zgodnie z zasadami programu Redispatch 2.0. Jednocześnie udział odnawialnych źródeł energii w niemieckim miksie elektroenergetycznym zwiększył się z 29 do 45%. W kontekście środkowoeuropejskim Kazimierski i in. [2026] analizują przepływy kołowe (loop flows) jako specyficzne źródło kosztów redispatchingu, których płatnikami są kraje inne niż te, gdzie przepływy te fizycznie zachodzą.

Z perspektywy logistyki systemowej Stadtler i Kilger [2008] definiują zarządzanie łańcuchem dostaw jako optymalizację przepływów przy ograniczeniach pojemnościowych sieci. Christine i in. [2012] eksplorują analogię pomiędzy smart grid i logistyką ostatniej mili, a Ela i in. [2011] proponują modele probabilistyczne wyznaczania rezerw operacyjnych oparte na aparacie teorii zapasów. Z kolei Silver i in. [1998] analizują model newsvendor jako narzędzie wyznaczania optymalnego poziomu zapasów bezpieczeństwa przy niepewności popytu, co bezpośrednio przekłada się

na problem wyznaczania rezerw FCR/aFCR przy niepewności generacji VRE. Luka, którą wypełnia niniejsza praca, polega na syntetycznym osadzeniu kosztów stabilizacji w aparacie logistyki systemowej z jednoczesnym empirycznym odniesieniem do danych operatorskich.

Material i metody

Celem artykułu jest reinterpretacja kosztów stabilizacji systemu elektroenergetycznego z perspektywy logistyki systemowej oraz przeprowadzenie analizy porównawczej ich struktury i różnicowania w wybranych europejskich systemach elektroenergetycznych. Badanie odpowiada na trzy pytania badawcze: (1) Jakie kategorie kosztów składają się na koszty stabilizacji sieci i jak można je zaklasyfikować w ramach logistyki systemowej? (2) Jakie determinanty strukturalne (penetracja VRE, gęstość sieci, dostępność zasobów buforowych) wyjaśniają różnicowanie kosztów między analizowanymi systemami? (3) W jaki sposób perspektywa logistyki systemowej uzupełnia tradycyjne podejście ekonomiki energetyki?

Badanie opiera się na analizie porównawczej danych operatorskich dotyczących wolumenów i kosztów zarządzania ograniczeniami sieciowymi (congestion management, CM) za 2022 rok. Dane pierwotne pochodzą z: raportów monitoringowych BNetzA (Niemcy), bilansu elektrycznego RTE (Francja), sprawozdań APG (Austria) i Svenska Kraftnät (Szwecja) oraz raportów PSE i URE (Polska). W przypadku krajów, w których TSO nie publikuje jednolitego zestawienia kosztów CM, zastosowano estymację na podstawie dostępnych raportów rocznych TSO oraz danych ENTSO-E Transparency Platform. Dane te potraktowano szacunkowo i opatrzone odpowiednią adnotacją.

Próba badawcza obejmuje pięć europejskich systemów elektroenergetycznych dobranych w celu zapewnienia różnicowania pod względem struktury miksu energetycznego, gęstości sieci i stopnia integracji rynkowej: Niemcy (najwyższy absolutny wolumen CM w Europie, wysoki udział OZE), Francję (dominacja nuklearna, umiarkowane CM), Austrię (wysoki udział hydroenergetyki jako zasobu buforowego), Szwecję (hydro i cztery strefy cenowe) i Polskę (dominacja węgla, dynamiczny wzrost PV po 2019 roku).

Metodę analityczną stanowi procedura trzyetapowa: (1) konstrukcja macierzy klasyfikacji kosztów z odwzorowaniem na kategorie logistyczne (tab. 1), (2) porównanie wskaźników CM dla próby (tab. 2 i rys. 1), (3) interpretacja różnicowania przez pryzmat logistycznych determinant strukturalnych.

W artykule przyjęto podejście koncepcyjno-porównawcze. Badanie nie ma zatem charakteru empirycznego w znaczeniu formalnej weryfikacji hipotez statystycznych, lecz stanowi analizę teoretyczno-koncepcyjną opartą na systematycznym przeglądzie literatury oraz ilustracyjnym zastosowaniu proponowanych ram analitycznych z wykorzystaniem danych pochodzących od operatorów systemów elektroenergetycznych. Wnioski wynikające z analizy porównawczej należy interpretować jako obserwacje wspierające przyjętą ramę analityczną, a nie jako rezultaty formalnego testowania zależności o charakterze przyczynowo-skutkowym.

Wyniki badań i dyskusja

Klasyfikacja kosztów stabilizacji – perspektywa logistyki systemowej

Pierwszym wynikiem badania jest macierz klasyfikacji kosztów stabilizacji z odwzorowaniem na kategorie logistyczne (tab. 1).

Tabela 1. Klasyfikacja kosztów stabilizacji sieci elektroenergetycznej – perspektywa logistyki systemowej

Table 1. Classification of power grid stabilization costs – a systems logistics perspective

Kategoria kosztu	Mechanizm rynkowy	Analogia logistyczna	Rząd wielkości (UE)
Przekierowanie energii (redispatching, RD)	Rynek bilansujący, polecenia TSO	Koszt reroutingu w sieci dystrybucji	1–4 EUR/MWh generacji
Rezerwy bilansujące (FCR/aFCR/mFCR)	Przetargi TSO (godzinowe/dobowe)	Zapasy bezpieczeństwa (safety stock)	0,5–2 EUR/MWh
Ograniczenia sieciowe (congestion rent)	Aukcje zdolności przesyłowych (NTC)	Koszt kongestii węzła logistycznego	zmienny; śr. 0,3–1,5 EUR/MWh
Rozliczanie niezbilansowania (imbalance settlement)	Ceny odchyłań (BRP)	Kara za naruszenie normy dostawy	10–80 EUR/MWh (szczyt)
Inwestycje sieciowe (CAPEX)	Regulacja taryfowa (RAB)	Amortyzacja infrastruktury logistycznej	5–15% kosztów systemu

Źródło: opracowanie własne na podstawie [Hirth i in. 2015; ENTSO-E 2023; ACER 2023; Stadtler i Kilger 2008]

Source: own elaboration based on [Hirth et al. 2015; ENTSO-E 2023; ACER 2023; Stadtler & Kilger 2008]

Klasyfikacja przedstawiona w tabeli 1 wskazuje, że do każdej z pięciu kategorii kosztów sieciowych można przyporządkować analogiczny mechanizm występujący w systemach logistycznych. Koszty działań redysponowania mocy można porównać do kosztów przekierowania strumieni transportowych w przypadku wystąpienia ograniczeń infrastrukturalnych uniemożliwiających realizację pierwotnie zaplanowanej trasy. Rezerwy bilansujące stanowią odpowiednik zapasów bezpieczeństwa utrzymywanych w systemach logistycznych w celu ograniczenia ryzyka niedoborów i zapewnienia ciągłości funkcjonowania systemu. Natomiast renta z tytułu ograniczeń przesyłowych (renta kongestyjna) odzwierciedla ekonomiczną wartość ograniczonej przepustowości infrastruktury sieciowej, analogicznie do wzrostu cen usług transportowych występującego w warunkach przeciążenia kluczowych szlaków lub węzłów logistycznych. Koszty rozliczania niezbilansowania (imbalance settlement) obciążają podmioty odpowiedzialne za bilansowanie (BRP³) w zakresie odchyłań od zgłoszonych harmonogramów dostaw, co można porównać do kar umownych lub opłat za niewykonanie zakontraktowanych usług logistycznych. Z kolei nakłady inwestycyjne na rozwój i utrzymanie infrastruktury sieciowej (CAPEX), finansowane za pośrednictwem taryf regulowanych, odpowiadają kosztom amortyzacji i odtworzenia infrastruktury transportowej oraz magazynowej w systemach logistycznych.

³ Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (balancing responsible party, BRP) – uczestnik rynku zobowiązany do utrzymania równowagi między zgłoszonym programem dostaw a rzeczywistą generacją lub poborem energii.

Analogii tej nie należy postrzegać wyłącznie jako zabiegu terminologicznego, lecz jako podstawę do transferu metod analitycznych pomiędzy logistyką a ekonomią sieci elektroenergetycznych. Przykładem jest model optymalizacji zapasu przy niepewnym popycie (newsvendor), stosowany w logistyce do wyznaczania poziomu zapasu bezpieczeństwa na podstawie relacji między oczekiwanymi kosztami nadmiaru i niedoboru zasobów, który może zostać zaadaptowany do określania uzasadnionego ekonomicznie poziomu rezerw bilansujących utrzymywanych przez operatorów systemów przesyłowych. Analogicznie algorytmy minimalnego kosztu przepływu (min-cost flow), powszechnie wykorzystywane do optymalizacji przepływów w sieciach transportowych, mogą być stosowane bezpośrednio do rozwiązywania problemów związanych z zarządzaniem ograniczeniami przesyłowymi w systemach elektroenergetycznych. Efektywność metod opartych na przepływach sieciowych w harmonogramowaniu logistycznym dokumentują Wang i in. [2025], a równowagę sieci przy ograniczeniach pojemnościowych analizują Peng i in. [2020] – oba podejścia mają bezpośrednie przełożenie na optymalizację zarządzania ograniczeniami w sieciach elektroenergetycznych.

W konsekwencji postulowana w literaturze ekonomiki energetyki internalizacja kosztów sieciowych poprzez wykorzystanie mechanizmów cen węzłowych (locational marginal pricing, LMP) znajduje dodatkowe uzasadnienie w teorii alokacji kosztów i optymalizacji przepływów rozwijanej na gruncie logistyki.

Zróżnicowanie kosztów zarządzania ograniczeniami sieciowymi w systemach elektroenergetycznych

Dane empiryczne dotyczące 2022 roku (tab. 2) wskazują na znaczące zróżnicowanie wolumenów i kosztów CM znormalizowanych do całkowitego wolumenu generacji. Ilustruje to również rysunek 1.

Tabela 2. Wolumen i koszty zarządzania ograniczeniami sieciowymi w wybranych europejskich systemach elektroenergetycznych (2022)

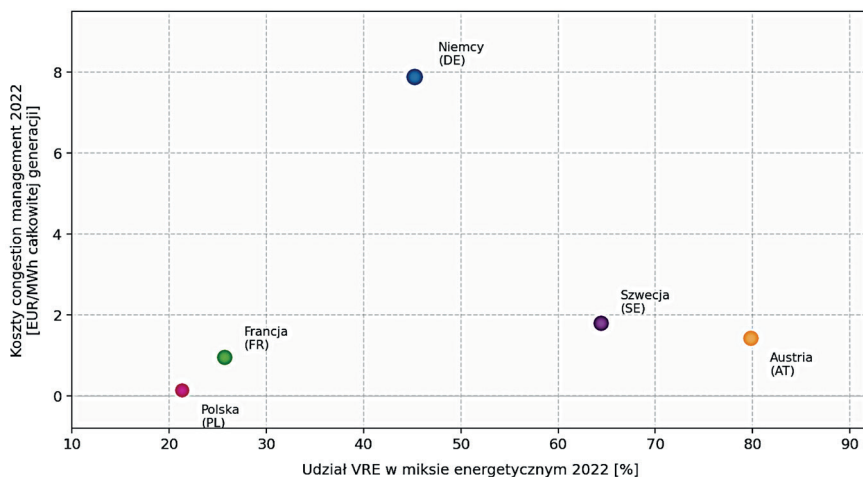
Kraj/TSO	Wolumen RD 2022 [GWh]	Koszty CM 2022	Udział VRE [%]	Koszty CM [EUR/MWh generacji]
Niemcy (4 TSO)	32 772	~4 200 mln EUR	45,2	~7,9
Francja (RTE)	~3 000	~450 mln EUR	25,7	~1,0
Austria (APG)	~1 200	94 mln EUR (domestic)	79,8	~1,4
Szwecja (Sv. Kraftnät)	~4 800	~310 mln EUR	64,4	~1,8
Polska (PSE)	~350 (ograniczenie generacji z OZE)	b.d. (marginalny)	21,3	< 0,2

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych i raportów operatorów systemów przesyłowych oraz organów regulacyjnych: APG Annual Report oraz komunikatu APG [2023] – Austria (koszty krajowego zarządzania kongestią w wysokości 94 mln EUR wg danych oficjalnie raportowanych przez APG; wolumeny oszacowano na podstawie danych ENTSO-E [2023]); BNetzA [2023] – Niemcy (prezentowane wolumeny i koszty obejmują zmianę planowanego rozkładu wytwarzania w celu usuwania ograniczeń sieciowych, transakcji przeciwstawnych (countertrading) oraz utrzymywania rezerwy sieciowej (grid reserve), zgodnie z zasadami mechanizmu

Redispatch 2.0; wartości zaczerpnięto bezpośrednio z monitoringowego raportu); RTE [2023] – Francja (koszty oszacowano na podstawie raportu rocznego); Svenska Kraftnät [2023] – Szwecja (koszty oszacowano na podstawie raportu rocznego); PSE [2023] oraz URE [2024] – Polska (dane odnoszą się przede wszystkim do nierynkowego ograniczania generacji z OZE, podczas gdy działania polegające na zmianie planowanego rozkładu wytwarzania w celu usuwania ograniczeń sieciowych odgrywają marginalną rolę). W przypadku braku jednolitego sposobu raportowania kosztów zarządzania ograniczeniami przesyłowymi zastosowano estymację opartą na dostępnych raportach rocznych operatorów systemów przesyłowych oraz danych publikowanych przez ENTSO-E [2023]. Ze względu na różnice w definicjach i zakresach raportowania stosowanych przez poszczególnych operatorów przedstawione wartości mają charakter szacunkowy i nie zawsze mogą być w pełni porównywalne między krajami

Source: [APG 2023; BNetzA 2023; ENTSO-E 2023; PSE 2023; RTE 2023; Svenska Kraftnät 2023; URE 2024]

Na rysunku 1 pokazano, że zależność między udziałem VRE a kosztami CM znormalizowanymi do generacji nie jest monotoniczna – co jest spójne z hipotezą o decydującej roli zasobów elastyczności systemowej (trzecia klasa determinant). Niemcy wyróżniają się z kosztami ok. 7,9 EUR/MWh przy udziale VRE 45%, podczas gdy Austria przy niemal 80-proc. udziale OZE wykazuje koszty ok. 1,4 EUR/MWh (94 mln EUR stanowią krajowe koszty zarządzania ograniczeniami sieciowymi za 2022 rok, przy całkowitej generacji ~67 TWh). Należy podkreślić, że wartość ta obejmuje wyłącznie koszty zarządzania ograniczeniami przesyłowymi ponoszone przez austriackich odbiorców energii, nie uwzględnia kosztów działań polegających na zmianie planowanego poziomu wytwarzania energii w poszczególnych jednostkach w celu usunięcia ograniczeń sieciowych realizowanych na terytorium Austrii na zlecenie operatorów sąsiednich systemów, przede wszystkim niemieckich. W 2022 r. koszty te wyniosły 718 mln EUR, jednak zostały przypisane odbiorcom w państwach zlecających, dlatego nie są ujmowane w analizowanej kategorii kosztowej.



Rysunek 1. Udział VRE a znormalizowane koszty zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w wybranych systemach europejskich (2022)

Figure 1. VRE share and normalized congestion management costs in selected European power systems (2022)

Źródło: opracowanie własne na podstawie [APG 2023; BNetzA 2023; PSE 2023; RTE 2023; Svenska Kraftnät 2023]

Source: own elaboration based on [APG 2023; BNetzA 2023; PSE 2023; RTE 2023; Svenska Kraftnät 2023]

Polska zajmuje w tym zestawieniu pozycję specyficzną: bardzo niskie koszty CM w 2022 roku wynikają z dominacji dyspozycyjnych elektrowni węglowych, zapewniających wysoką elastyczność konwencjonalną. Jednak dane za lata 2023–2024 wskazują na dynamiczny wzrost wolumenu energii niewytworzonej wskutek ograniczania pracy odnawialnych źródeł energii – z 66 GWh w 2023 roku [URE 2024] do 731 GWh w 2024 roku [URE 2025] – co sygnalizuje zbliżanie się do progu, po przekroczeniu którego koszty CM zaczną gwałtownie rosnąć. Jest to dynamika analogiczna do tej, która występowała w Niemczech w latach 2016–2022. Narastająca zmienność rynkowa w polskim systemie elektroenergetycznym jest udokumentowana empirycznie – Thlon i in. [2024] wskazują, że szoki cenowe odnotowywane na polskim rynku energii elektrycznej od 2018 roku mają cechy trudno prognozowalnej niepewności systemowej, nie zaś mierzalnego ryzyka. Strukturalne uwarunkowania tych zmian – w tym wpływ miksu energetycznego i kosztów systemowych na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych – dokumentuje Thlon [2026] w analizie luki cenowej dotyczącej Polski i wybranych krajów UE w latach 2010–2025.

Szwecja, której rynek elektroenergetyczny jest podzielony na cztery strefy cenowe, ponosi wyższe koszty zarządzania ograniczeniami sieciowymi niż Austria mimo zbliżonego znaczenia hydroenergetyki w strukturze wytwarzania. Różnicę tę można wyjaśnić uwarunkowaniami instytucjonalnymi: podział rynku na strefy cenowe ujawnia ograniczenia przepustowości między poszczególnymi częściami systemu, co prowadzi do powstawania różnic w cenach oraz kosztach zarządzania ograniczeniami przesyłowymi między tymi obszarami. Jest to przykład współoddziaływania determinant technicznych (topologia sieci) i instytucjonalnych (konfiguracja stref) w kształtowaniu kosztów logistycznych systemu.

Mechanizm transmisji kosztów

Na rysunku 2 zilustrowano łańcuch przyczynowo-skutkowy między penetracją VRE i kosztami stabilizacji, zidentyfikowany na podstawie przeglądu literatury i danych empirycznych.

Wzrost penetracji VRE (wiatr, fotowoltaika)
Wzrost zmienności i przestrzennego niedopasowania przepływów mocy
Przeciążenia sieci przesyłowej (ograniczenia N-1)
Działania redispatchingowe TSO (przekierowanie generacji)
Aktywacja rezerw bilansujących i zarządzanie odchyleniami
Skumulowane koszty stabilizacji systemu elektroenergetycznego
Przełożenie na taryfy sieciowe odbiorców końcowych

Rysunek 2. Łańcuch transmisji kosztów stabilizacji systemu elektroenergetycznego

Figure 2. Cost transmission chain in power system stabilization

Źródło: opracowanie własne

Source: own elaboration

Analiza porównawcza pozwala wyróżnić trzy klasy logistycznych determinant kosztów stabilizacji. Determinanty przepustowości (capacity constraints) obejmują gęstość sieci przesyłowej, jej topologię oraz rozmieszczenie mocy VRE względem ośrodków konsumpcji. Determinanty zmienności przepływów (flow variability drivers) obejmują penetrację VRE, jej strukturę (sterowalna hydro vs. niesterowalny wiatr/PV) oraz sezonowość generacji. Determinanty elastyczności (flexibility resources) obejmują udział dyspozycyjnych jednostek generacji, pojemność magazynową, skalę reakcji strony popytowej (demand response) i połączenia transgraniczne.

Kluczowe jest to, że obserwowane dane są zgodne z oczekiwaniami wynikającymi z przyjętej ramy analitycznej – wzrost kosztów CM przy malejących zasobach elastyczności ma charakter ponadproporcjonalny, co jest spójne z analogicznymi zależnościami dokumentowanymi w literaturze [Hirth 2013; Hirth i Ziegenhagen 2015]. Przypadek Niemiec (wzrost kosztów zarządzania ograniczeniami sieciowymi o ok. 1800% przy wzroście udziału OZE o ~16 pp. w latach 2016–2022) jest zgodny z tą zależnością, lecz potwierdzenie jej formalnej struktury wymagałoby estymacji ekonometrycznej – co stanowi kierunek dalszych badań.

Podsumowanie i wnioski

W ramach przeprowadzonych analiz dokonano klasyfikacji kosztów stabilizacji systemu elektroenergetycznego z perspektywy logistyki systemowej oraz analizy porównawczej tych kosztów w odniesieniu do pięciu europejskich systemów. Na podstawie przeprowadzonego badania można sformułować następujące wnioski.

Po pierwsze, zasadniczy wkład artykułu polega na reinterpretacji kosztów stabilizacji systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem kategorii analitycznych wywodzących się z logistyki systemowej. System elektroenergetyczny wykazuje cechy sieci logistycznej: przepływy energii odpowiadają przepływom dóbr, rezerwy bilansujące pełnią funkcję zapasów bezpieczeństwa, magazyny energii stanowią bufor systemowy, a redysponowanie mocy odpowiada przekierowywaniu przepływów w sytuacji występowania ograniczeń sieciowych. Perspektywa ta pozwala wykorzystać narzędzia znane z logistyki i badań operacyjnych, takie jak model newsvendor, modele przepływu minimalno-kosztowego oraz mechanizmy cenowe odzwierciedlające ograniczoną przepustowość infrastruktury, do analizy i optymalizacji kosztów stabilizacji systemu elektroenergetycznego.

Po drugie, koszty stabilizacji systemu mają charakter wielowymiarowy i obejmują pięć kategorii logistycznych, różniących się zarówno mechanizmami alokacji, jak i czynnikami determinującymi ich poziom. Skuteczne zarządzanie tymi kosztami wymaga zatem zastosowania zróżnicowanych instrumentów regulacyjnych, dostosowanych do specyfiki poszczególnych kategorii, a nie jednego, zunifikowanego podejścia.

Po trzecie, dane empiryczne dla 2022 roku wskazują na silne zróżnicowanie kosztów CM: od ok. 7,9 EUR/MWh generacji w Niemczech do poniżej 0,2 EUR/MWh w Polsce. Kluczową determinantą nie jest sam udział VRE, lecz dostępność elastycznych zasobów buforowych – hydroenergetyka Austrii i Szwecji utrzymuje koszty na niskim poziomie pomimo wysokiego udziału OZE. Obserwacje empiryczne są zgodne z zależnościami dokumentowanymi w literaturze dotyczącymi nieliniowego wzrostu kosztów integracji

VRE przy niewystarczających zasobach elastyczności – formalna weryfikacja tej zależności wymaga jednak dalszych badań ilościowych.

Po czwarte, wyniki badania wskazują na szereg implikacji dla polityki energetycznej. Obejmują one w szczególności potrzebę: przejrzystego odzwierciedlania kosztów stabilizacji systemu elektroenergetycznego w taryfach sieciowych, integracji prognoz kosztów zarządzania ograniczeniami sieciowymi z procesami planowania rozwoju sieci przesyłowych, wspierania inwestycji w zasoby elastyczności systemowej – takie jak magazyny energii, programy redukcji zapotrzebowania oraz połączenia międzysystemowe – a także rozważenia zmian w strukturze stref cenowych w celu ograniczenia przeciążeń sieciowych i poprawy efektywności ekonomicznej funkcjonowania rynku energii.

Ograniczeniami analizy są jej koncepcyjno-porównawczy charakter, oparcie na zagregowanych danych operatorskich oraz szacunkowy charakter części wartości podanych w tabeli 2. Kierunkiem dalszych badań powinna być budowa modelu panelowego opartego na danych zdarzeniowych (event-level panel), łączącego parametry techniczne z kosztami zarządzania ograniczeniami sieciowymi, co umożliwiłoby ilościowe testowanie hipotezy nieliniowości.

Badania sfinansowano ze środków projektu badawczego w ramach programu Potencjał nr 027/EEE/2025/POT administrowanego przez Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie.

Autor składa podziękowania uczestnikom VI Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Ekonomiczno-społeczne skutki kryzysów”, zorganizowanej przez Instytut Zarządzania SGGW w Warszawie 11 czerwca 2026 r., za wartościowe uwagi i komentarze zgłoszone podczas prezentacji wyników badań, które zostały uwzględnione przy opracowywaniu ostatecznej wersji artykułu.

Bibliografia

- ACER, 2021: Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020.
- ACER, 2022: Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021.
- ACER, 2023: Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2022.
- Ackermann L., Gabrek N., Zachmann B., Neitz-Regett A., Seifermann S., 2024: Cost-benefit analysis and comparison of grid-stabilizing energy flexibility options and their applications in relation to the German energy system, *Renewable Energy Focus* 49, 100570, <https://doi.org/10.1016/j.ref.2024.100570>
- Akkad M.Z., Javani N., Banyai T., 2026: Cost-optimized placement of energy storage in renewable networks, *Pollack Periodica*, <https://doi.org/10.1556/606.2025.01464>
- APG, 2023: APG Annual Report 2022, Austrian Power Grid, Wiedeń.
- BNetzA, 2023: Monitoringbericht 2023/Monitoring Report 2023, Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, Bonn, <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2023.pdf> [dostęp: 15.05.2026].

- Demoulias C.S., Malamaki K.N.D., Gkavanoudis S. i in., 2020: Ancillary services offered by distributed renewable energy sources at the distribution grid level: An attempt at proper definition and quantification, *Applied Sciences* 10(20), 7106, <https://doi.org/10.3390/app10207106>
- Ehrenmann A., Smeers Y., 2005: Inefficiencies in European congestion management proposals, *Utilities Policy* 13(2), 135–152, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2004.12.007>
- Ela E., Milligan M., Kirby B., 2011: Operating reserves and variable generation, NREL Technical Report TP-5500-51978, NREL, Golden (CO), <https://doi.org/10.2172/1023095>
- ENTSO-E, 2023: ENTSO-E Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu> [dostęp: 10.05.2026].
- 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>
- Hirth L., Ueckerdt F., Edenhofer O., 2015: Integration costs revisited – an economic framework for wind and solar variability, *Renewable Energy* 74, 925–939, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>
- Hirth L., Ziegenhagen I., 2015: Balancing power and variable renewables: Three links, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50, 1035–1051, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.180>
- Ivanov D., 2022: Blackout and supply chains: Performance, resilience and viability impact analysis, *Annals of Operations Research*, <https://doi.org/10.1007/s10479-022-04754-9>
- Kazimierski B.K., Baczyński D., Piotrowski P., 2026: Analiza wpływu przepływów kołowych na funkcjonowanie europejskiego i krajowego rynku energii, *Elektro.Info* 242(3), <https://www.elektro.info.pl/artukul/rynek-energii/220668,analiza-wplywu-przeplywow-kołowych-na-funkcjonowanie-europejskiego-i-krajowego-rynku-energii> [dostęp: 29.04.2026].
- Peng Y., Xu D., Li Y., Wang K., 2020: A product service supply chain network equilibrium model considering capacity constraints, *Mathematical Problems in Engineering*, 1295072, <https://doi.org/10.1155/2020/1295072>
- PSE, 2023: Raport roczny KSE 2022, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2022> [dostęp: 10.05.2026].
- RTE 2023: Bilan électrique 2022, Réseau de Transport d'Électricité, Paris, [https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2023-09/Bilan%20%C3%A9lectrique%202022%20rapport%20V4%20\(1\).pdf](https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2023-09/Bilan%20%C3%A9lectrique%202022%20rapport%20V4%20(1).pdf) [dostęp: 03.05.2026].
- Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.D., Bohn R.E., 1988: *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, Boston, <https://doi.org/10.1007/978-1-4613-1683-1>
- Silver E.A., Pyke D.F., Peterson R., 1998: *Inventory Management and Production Planning and Scheduling*, wyd. 3, Wiley, Nowy Jork.
- Stadtler H., Kilger C. (red.), 2008: *Supply Chain Management and Advanced Planning. Concepts, Models, Software and Case Studies*, wyd. 4, Springer, Berlin–Heidelberg, <https://doi.org/10.1007/978-3-540-74512-9>
- 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>
- Stoft S., 2002: *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*, IEEE Press & Wiley-Interscience, Piscataway, <https://doi.org/10.1109/9780470545584>

- Svenska Kraftnät, 2023: Årsredovisning 2022, Svenska kraftnät, Sundbyberg, <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/finansiell-information/arkiv/arsredovisning-affarsverket-svenska-kraftnat-220221.pdf> [dostęp: 03.05.2026].
- Thlon M., 2026: Poland and selected EU countries (2010–2025): Evolution and determinants of the household electricity price gap, *Utilities Policy* 102, 102262, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2026.102262>
- Thlon M., Brożek A., Thlon, J., 2024: Rynek energii elektrycznej w Polsce: perspektywa ryzyka i niepewności, *Horizons of Politics/Horyzonty Polityki* 15(52), <https://doi.org/10.35765/hp.2582>
- Thomassen G., Fuhrmanek A., Cadenovic R., Pozo Camara D., Vitiello S., 2024: Redispatch and Congestion Management, Publications Office of the European Union, Luxembourg, JRC137685, <https://doi.org/10.2760/853898>
- Christine B., Gert B., Nele F., 2012: Smart Pricing to Reduce Network Investment in Smart Distribution Grids-Experience in Germany, [w:] F.P. Sioshansi (red.), *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed and Efficient Energy*, Elsevier.
- URE, 2024: Rynek energii elektrycznej: sprawozdanie Prezesa URE dotyczące redysponowania w 2023 r., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.
- URE, 2025: Rynek energii elektrycznej: sprawozdanie Prezesa URE dotyczące redysponowania w 2024 r., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.
- Wang Y., Zhang H., Yuan C., Li X., Jiang, Z., 2025: An efficient scheduling method in supply chain logistics based on network flow, *Processes* 13(4), 969, <https://doi.org/10.3390/pr13040969>