

Rynki energii w Polsce i USA oraz ich wpływ na rozwój infrastruktury elektroenergetycznej w obu krajach

Streszczenie. Na obecnym etapie rozwoju naszej cywilizacji szeroko dostępna i tania energia elektryczna jest podstawą rozwoju. W celu osiągnięcia tego rodzaju cech, powoływane są do istnienia określone organizacje zajmujące się zapewnieniem jej nieprzerwanego dostępu. Jednym z tego rodzaju organizacji są rynki energii. W zależności od kraju i regionu świata sposób rozwiązania wyzwań związanych z optymalnym rozwojem zdolności, zapewniającego w krótkiej lub długiej perspektywie szeroki dostęp do taniej energii elektrycznej, może być różny. W niniejszym artykule przedstawiono porównanie rynków energii istniejących w Stanach Zjednoczonych i Polsce z perspektywy uzyskania właściwych inwestycji.

Abstract. At the current stage of development of our civilization, widely available and cheap electricity is the basis of development. In order to achieve such features, specific organizations are established to ensure its uninterrupted access. One of such organizations are energy markets. Depending on the country and region of the world, the way to solve the challenges related to the optimal development of capabilities, ensuring wide access to cheap electricity in the short or long term, may be different. This article presents a comparison of the energy markets existing in the United States and Poland from the perspective of obtaining the right investments. (**Energy markets in Poland and the USA and their impact on the development of electricity infrastructure in both countries**).

Słowa kluczowe: rynki energii elektrycznej, rynek węzłowy, rynek strefowy, inwestycje

Keywords: electrical Energy markets, nodal market, zonal market, investments.

Wstęp

Współczesny poziom rozwoju naszej cywilizacji jest w dużej mierze uwarunkowany dostępnością energii elektrycznej. Od końca XIX w. energia ta jest wytwarzana w elektrowniach oraz przesyłana z elektrowni do odbiorców z wykorzystaniem sieci przewodowej używającej kilku poziomów napięć w celu minimalizacji strat.

Przyjmuje się powszechnie, że energia elektryczna jest towarem, niemniej zgodnie z poglądami A. Smitha nie ma wielu cech towaru. Dla przykładu można zauważyć, że energię elektryczną trudno zmagazynować w ilości istotnej z punktu widzenia zapewnienia ciągłego działania systemu elektroenergetycznego. Tego rodzaju ograniczenia powodują, że ilość energii wytwarzanej oraz zużywanej musi być taka sama w trakcie działania systemu elektroenergetycznego, co powoduje, że poprawne działanie systemu zależy od równowagi między podażą i popytem. Na popyt na energię elektryczną wpływa szereg czynników takich jak np. warunki atmosferyczne, działalność gospodarcza czy też pora dnia czy roku. Podobnie rzecz się ma z podażą, która jest również zależna od wielu czynników takich jak np. liczba i moce dostępnych do wykorzystania jednostek wytwórczych (generatorów), rodzaj i zdolności przesyłowe linii i transformatorów, itp. Oczywiście znane są rozwiązania pozwalające na magazynowanie energii elektrycznej, ale możliwości techniczne urządzeń magazynujących (pojemność, szybkość gromadzenia lub udostępniania energii elektrycznej, straty przemiany) są obecnie bardzo skromne w porównaniu do ilości energii przesyłanej w sieci elektroenergetycznej.

Energia elektryczna ma swoją cenę, która jest uzależniona od podaży i popytu oraz ograniczeń technicznych występujących przy wytwarzaniu i transmisji.

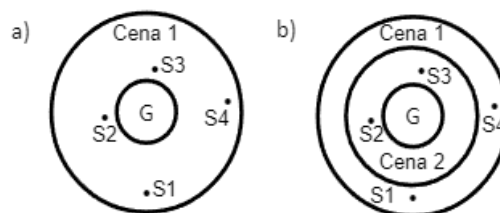
Ze względu na ww. cechy energii elektrycznej organizacje zajmujące się jej obrotem muszą mieć na uwadze istniejące ograniczenia przesyłowe oraz konieczność zarządzania nimi.

Cena energii jest wynikiem procesu optymalizacji, który z jednej strony uwzględnia koszty wytworzenia energii dążąc do ich minimalizacji, a z drugiej strony uwzględnienia wszystkie ograniczenia w systemie elektroenergetycznym dążąc do zachowania jego dużej niezawodności.

Obecnie, ze względu na sposób funkcjonowania wyróżnia się dwa rodzaje rynków energii:

- rynek oparty na modelu strefowym
- rynek oparty na modelu cen węzłowych.

W rynku strefowym obowiązuje założenie, że we wszystkich węzłach danej strefy (czyli ograniczonego geograficznie obszaru) straty związane z przesyłaniem energii elektrycznej są ignorowane, a co za tym idzie opłata przesyłowa w każdym miejscu systemu jest identyczna. Jest to model nazywany często modelem „miedzianej płyty” (ang. copper plate), który zakłada, że w danej strefie energia elektryczna może zostać przesłana w dowolne miejsce bez żadnych strat. Model węzłowy zakłada zaś występowanie ww. ograniczeń co naturalnie wpływa na cenę energii w danym węźle (ze względu na swoje położenie zamiast tańszych źródeł, operator jest zmuszony powołać do pracy źródła droższe), przez co opłata przesyłowa dla węzłów jest uzależniona od szacowanych strat w przesyłaniu energii pomiędzy węzłami. Zostało to zilustrowane na rysunku 1.



Rys.1. Kształtowanie się ceny energii w zależności od odległości od jednostek wytwórczych w: a) rynku strefowym, b) rynku węzłowym (Cena 2 < Cena 1) (G – generator, S1, S2, S3, S4 – punkty odbioru energii (stacje energetyczne))

Zwięźle można napisać, że oba modele różnią się między sobą przede wszystkim uwzględnianiem występujących ograniczeń w przesyłaniu energii.

Rynek energii w Polsce oparty jest na modelu stref cenowych. Rynek energii dzieli się na rynek hurtowy (realizowany poprzez transakcje na Towarowej Giełdzie Energii) oraz rynek detaliczny (transakcje pomiędzy odbiorcami krańcowymi a OSD i sprzedawcami energii). Ze względu na formę handlu energią polski rynek można podzielić na trzy segmenty: rynek kontraktów bilateralnych,

rynek giełdowy oraz rynek bilansujący – rynek techniczny, który jest wynikiem niedoskonałości prognozowania wytwarzania i losowych zmian zapotrzebowania. Polski model działania rynku poprzez kontrakty długoterminowe zapewnia wytwórcom ekonomicznie bezpieczne poziomy cen.

Największym krajem stosującym na części swojego obszaru rynek energii oparty na modelu węzłowym są Stany Zjednoczone [1]. System ten oparty na funkcjonowaniu obok rynku energii (rynku towarowego) rynku finansowego, opartego na mechanizmie Finansowych Praw Przesyłowych wprowadza, obok podmiotów wytwarzających oraz dystrybuujących energię, również podmioty finansowe w celu zwiększenia konkurencyjności oraz zapewnieniu finansowania operatora systemu przesyłowego.

W niniejszym artykule przedstawiono oba rynki energii i występujące w nich mechanizmy finansowe w celu sformułowania odpowiedzi na pytanie w jaki sposób kształt i funkcjonowanie określonego rynku energii elektrycznej może wpływać na planowanie oraz podejmowanie decyzji dotyczących rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej.

Rynek energii w Polsce

Na terenie Polski działa rynek, który funkcjonuje w oparciu o handel energią między odbiorcami energii oraz jej producentami (w oparciu o umowy dwustronne) przy współudziale giełdy energii (rynek giełdowy prowadzony na Towarowej Giełdzie Energii). Obecny jest również rynek bilansujący na którym Operator Systemu Przesyłowego (OSP) dokonuje zakupu bądź sprzedaży energii w celu zrównoważenia jej popytu i podaży w systemie elektroenergetycznym.

Rynek kontraktowy opiera się na umowach zawieranych pomiędzy wytwórcami energii, operatorami sieci dystrybucyjnych i przesyłowych, spółkami zajmującymi się handlem energią a jej odbiorcami. Na tym rynku działają kontakty długoterminowe, które PSE zawiera z wytwórcami.

W skład rynku giełdowego wchodzi następujące rynki:

- rynek dnia następnego;
- rynek terminowy towarowy (dostarczenie w przyszłości określonej ilości energii po określonej cenie i nabycie jej po tej cenie);
- aukcje energii;
- rynek praw majątkowych;
- rynek dnia bieżącego.

Handel energią na TGE odbywa się w głównej mierze na rynku dnia następnego. Używane w innych rynkach energii ceny są ustalane właśnie na rynku TGE.

Model cenowy polskiego rynku opiera się na modelu strefowym, gdzie cały kraj to jedna strefa cenowa, w której obowiązuje identyczna cena energii elektrycznej. Zastosowanie tego rodzaju zasady to realizacja koncepcji, w której nie występują straty energii związane z jej przesyłaniem i nie ma ograniczeń oraz strat w przesyśle energii, czyli cały obszar traktowany jest jako jedna, duża miedziana płyta. Zaletami stosowania tego modelu są m.in.: łatwa implementacja, łatwość integracji systemu elektroenergetycznego. Ma on jednak również szereg dość poważnych wad, do których można zaliczyć [2]: brak uwzględniania ograniczeń sieciowych prowadzi do częstego redysponowania jednostek wytwórczych; brak cenowych zachęt do inwestycji w miejscach charakteryzujących się wyższymi kosztami energii co oznacza podejmowania dodatkowych działań dotyczących planowania długoterminowego; podział na strefy w większości przypadków odbywa się na podstawie granic administracyjnych, które nie uwzględniają istniejących uwarunkowań sieciowych, a w przypadku OZE, może dojść do wzrostu cen na rynkach bilansujących.

Utrzymywaniem równowagi (bilansowaniem) popytu i podaży w tego typu rynku zajmuje się OSP, którym w przypadku Polski jest przedsiębiorstwo państwowe o nazwie Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Utrzymywanie równowagi odbywa się poprzez zarządzanie jednostkami wytwórczymi energii, które są w samoczynnej dyspozycji – Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (gotowość pracy na żądanie OSP). Jeśli dana jednostka wytwórcza (np. farma fotowoltaiczna) jest gotowa, aby generować energię elektryczną (oferta cenowa tej jednostki jest niższa niż ustalona cena rynkowa i dodatkowo występują sprzyjające warunki atmosferyczne), ale z powodu niesprzyjających warunków sieciowych (ograniczenia w przesyśle, konieczność utrzymania zdolności regulacyjnych, itp.) jest przed tym wstrzymywana, operator zmuszony jest wypłacić właścicielowi tej jednostki rekompensatę.

Zgodnie z informacjami przedstawionymi w [3], ze względu na zasady działania rynku energii przyjęte w Polsce, polski system opłat przesyłowych charakteryzuje:

- brak zależności wysokości opłat od odległości między miejscem poboru i miejscem wytworzenia energii elektrycznej;
- koszty działania (funkcjonowania) systemu elektroenergetycznego ponoszone przez odbiorców (płacenie przez odbiorców opłat wynikających z funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, ponieważ wytwórcy energii nie ponoszą tych opłat);
- uśrednianie części kosztów ograniczeń sieciowych i alokowanie ich na odbiorców jako składnik jakościowy opłaty;
- w końcowej cenie energii płaconej przez odbiorcę, nienaturalnie duży udział ma koszt opłat dystrybucyjnych i przesyłowych.

Tego typu cechy sprawiają, iż uczestnicy rynku, z punktu widzenia całościowych korzyści (dla rynku i systemu energetycznego), wykonują nieracjonalne ruchy (zagęszczenie generacji w jednym miejscu (spora część odbiorców znajduje się daleko od wytwórców, wysokie straty mocy w przesyśle), brak modernizacji infrastruktury sieciowej), które mogą prowadzić do [1]:

- braku zmienności cen w ciągu doby – niedostosowanie poziomu cen do warunków w systemie elektroenergetycznym;
- małej płynności rynku – nieatrakcyjne ceny kupna i sprzedaży energii;
- powstaniu bariery dla udziału osób trzecich w rynku energii – ograniczenie konkurencji;
- wspomniane wcześniej braki bodźców do likwidacji ograniczeń przesyłowych i ekonomicznego lokowania zasobów i inwestycji;
- skomplikowany mechanizm bilansujący pobór i wytwarzanie energii elektrycznej – utrudnia przejrzyste przedstawianie poszczególnych składników cen energii.

Oprócz rynku energii, w Polsce, istnieje również Rynek Mocy poprzez który jest kontraktowana z kilkuletnim wyprzedzeniem moc do pokrycia prognozowanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną. Jego powstanie jest efektem braku odpowiednio efektywnych magazynów energii elektrycznej. Celem jego funkcjonowania jest przeciwdziałanie gwałtownym skokom cen energii na TGE. Opiera się na płaceniu podmiotom za gotowość do generacji i dostępność energii w określonym czasie. Jego funkcjonowanie może stymulować rozwój i rozbudowę jednostek wytwórczych. Związana z funkcjonowaniem rynku opłata mocowa może sprawić, że przedsiębiorstwa dla których będzie ona zbyt wysoka mogą

zdecydować się na ograniczenie jej poprzez instalację niewielkich, kogeneracyjnych źródeł energii [4].

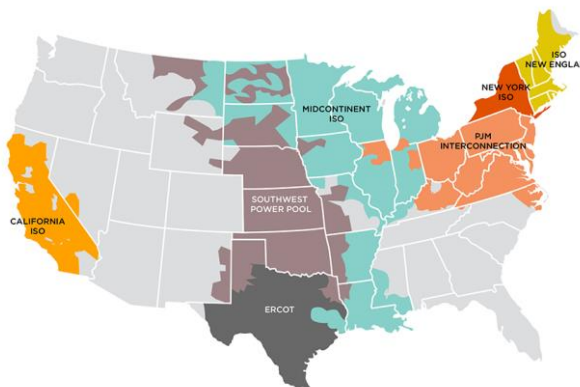
Wpływ działania rynku energii w Polsce na stymulowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego

PSE S.A. jako podmiot zarządzający system przesyłowym znajdującym się na terenie RP, na podstawie art. 16 Ustawy z 10.04.1997 Prawo energetyczne, zobowiązany jest do przedstawiania planu rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię na okres nie krótszy niż 5 lat. W planie tym muszą być uwzględnione takie czynniki jak: polityka energetyczna państwa, plany zagospodarowania przestrzennego, politykę rozwoju infrastruktury, plany rozwoju sieci w Unii Europejskiej. W swoim planowaniu Polska musi uwzględniać również realizację polityki energetycznej Unii Europejskiej, której podstawowe cele zapisane są w Traktacie o funkcjonowaniu UE [5]. Obecnie obowiązuje Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023-2032 opublikowany w listopadzie 2022 r. (w konsultacjach obecnie znajduje się plan na lata 2025-2034). Plan ten wymienia ww. czynniki jako determinujące rozwój sieci. Wskazuje również czynniki techniczno-ekonomiczne warunkujące wybór konkretnych rozwiązań: występowanie ograniczeń sieciowych, obciążenie poszczególnych elementów sieci, miejsce i wartość energii niedostarczonej oraz koszty ograniczeń sieciowych. Ostateczny dobór inwestycji był potwierdzany pozytywnym wynikiem analizy ekonomicznej opartej na metodzie zdyskontowanych przepływów pieniężnych.

Z przedstawionego powyżej opisu mechanizmu planowania rozwoju systemu elektroenergetycznej w Polsce wynika, że rynek energii elektrycznej i sposób jego działania nie jest czynnikiem brany pod uwagę przy planowaniu rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Uwarunkowania amerykańskiego rynku energii

Rynek energii funkcjonujący na przeważającej części terytorium USA (w odróżnieniu od rynku w Polsce) jest oparty o model cen węzłowych. W skład jego wchodzi użytkownicy energii, jej wytwórcy oraz przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną. Należy jednak zauważyć, że są w Stanach Zjednoczonych również regiony (zaznaczone szarym kolorem na rysunku 2), gdzie tego typu model nie obowiązuje.



Rys.2. Podział USA na ISO/RTO [https://sustainableferc.org/rto-backgrounders-2/]

Ze względu na ogromną przestrzeń, zróżnicowanie geograficzne i historyczne USA, terytoria na których obowiązuje ten model zostały podzielone na 7 regionów zarządzanych przez ISO/RTO (ang. Independent System

Operators/Regional Transmission Organizations) czyli Niezależnych Operatorów Systemowych lub Regionalne Organizacje Przesyłowe. W 1996 roku Federalna Komisja Regulacji Energii (FERC) wydała zarządzenia umożliwiające deregulację rynku energii, a tym samym wprowadzenie rynku energii opartego o ceny węzłowe, który jest zarządzany przez ISO/RTO. Celem tych podmiotów jest nadzór nad rynkiem energii, nadzór nad systemem przesyłowym, zarządzanie występującymi w sieci ograniczeniami przesyłowymi, utrzymywanie systemu przesyłowego, planowanie jego rozwoju oraz koordynację działania własnego systemu energetycznego z systemami sąsiednimi. Podział USA na ISO/RTO został ukazany na rysunku 2. Na obszarach nienależących do żadnego z ISO/RTO dalej obowiązują lokalne rynki energii oparte na transakcjach bilateralnych.

Interesującym zagadnieniem jest porównanie wielkości systemów elektroenergetycznych ograniczonych do części przesyłowych na terenie USA (ISO/RTO) oraz Polski (KSE). Tego rodzaju porównanie zostało pokazane w tabeli 1.

Tabela 1. Porównanie ISO/RTO oraz Polski

Operator	Całkowita dł. l. przesył. [km]	Liczba odbiorców [mln]	Pow. [km ²]	Moc zainst. [GW]
PJM [6]	141 600	65	629 400	198
SPP [7]	115 900	18	1 432 000	105
NYISO [8]	17 700	19,5	141 200	30
CAISO [9]	41 800	32	341 900	80
ISO-NE [10]	14 500	15	176 200	29,7
ERCOT [11]	84 800	26	521 000	86
MISO [12]	105 900	42	2 331 000	192
PSE [13]	15 892	36,8	312 696	60,5

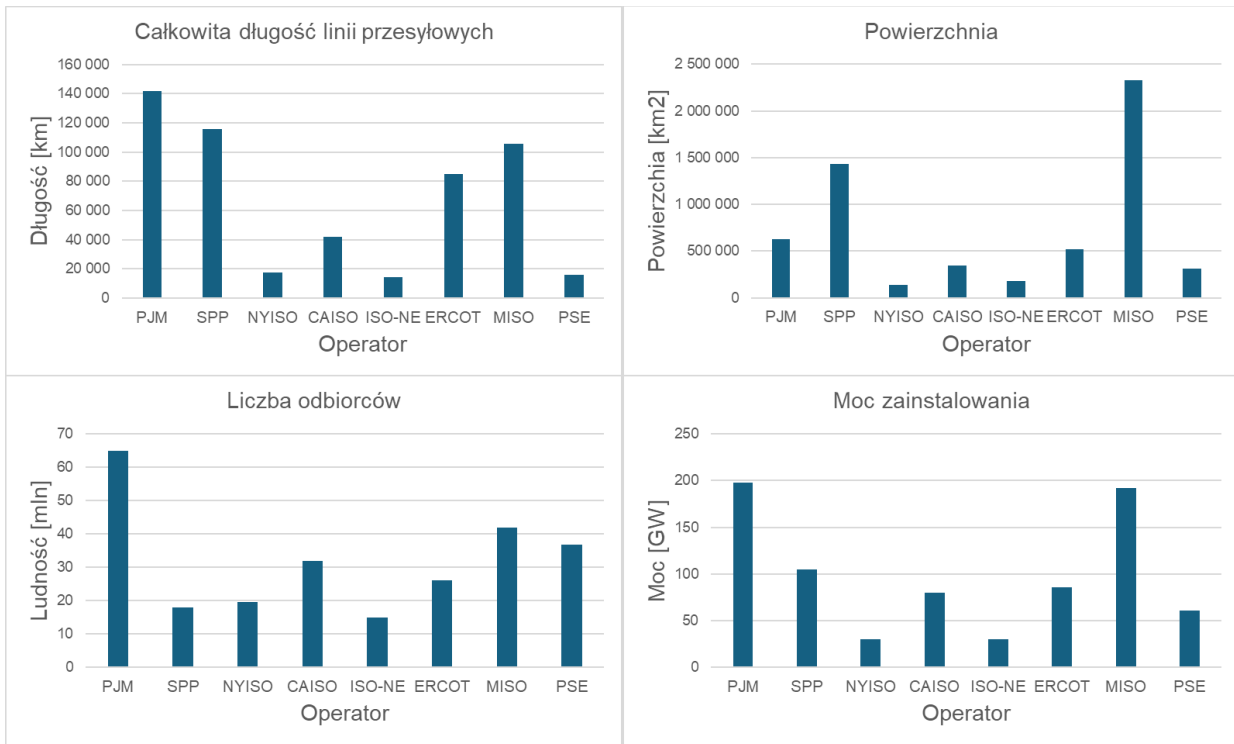
Graficzne porównanie zostało ukazane na rysunku 3.

Jak można zauważyć polski system przesyłowy będący w zarządzaniu PSE jest porównywalny z systemami elektroenergetycznymi Kalifornii, Nowego Jorku czy też Nowej Anglii (CAISO, NYISO, ISO-NE). Natomiast, pomimo zbliżonej liczby ludności na obszarze, ustępuje zdecydowanie pod innymi względami systemom takim jak MISO (Środkowy Zachód i Południe USA) czy ERCOT (Teksas).

Opisując dalej działanie rynku energii w USA należy zauważyć, że w przypadku regionów, gdzie obowiązuje rynek energii typu pool (czyli np. w Southwest PowerPool – SPP, Electric Reliability Council of Texas - ERCOT itp.) jest to rynek oparty na modelu węzłowym.

Model węzłowy został pierwszy raz zaproponowany przez zespół prof. Schweppe'a na przełomie lat 70. i 80 [14]. W tym modelu cena energii jest ustalana na podstawie rozwiązywania problemu maksymalizacji zysków społecznych przy istniejących ograniczeniach systemowych. W systemie tym, w każdym węźle systemu obowiązuje inna cena energii elektrycznej wynikająca z kilku następujących czynników:

- występujących ograniczeń systemowych (np. ograniczone zdolności przesyłowe linii elektroenergetycznych, moce transformatorów energetycznych);
- dostępnych jednostek wytwórczych
- odległości węzła od jednostek wytwórczych (im większa odległość miejsca odbioru energii od miejsca wytwarzania tym większe straty przesyłowe).



Rys.3. Graficzne porównanie rozmiarów poszczególnych ISO/RTO z PSE

W ramach tego systemu ceny węzłowe są wyznaczone jako lokalizacyjne ceny krańcowe -LCK (ang. Locational Marginal Pricing, LMP) w danych węzłach systemu. Różnica w cenach pomiędzy danymi węzłami odpowiada kosztom przesyłania energii elektrycznej pomiędzy nimi. Strukturę ceny LCK wyznacza zależność 1:

$$(1) \quad LCK = LCK_s + LCK_o + LCK_p$$

gdzie: LCK_s – cena systemowa energii, LCK_o – koszt wystąpienia ograniczeń w przesyłaniu energii, LCK_p – koszt strat przesyłanych energii.

Ze stosowania tego modelu wynika, iż lokalizacja odbiorcy i wytwórcy energii jest istotną częścią ostatecznej ceny energii elektrycznej. Dzieje się tak dlatego iż straty występujące przy przesyłaniu energii są uwzględniane w cenie LCK. Co więcej, aby dostarczyć energię do węzłów odległych od lokalizacji tanich jednostek wytwórczych koniecznym może być ograniczenie wytwarzania w nich energii na rzecz jednostek droższych, ale położonych w pobliżu odbiorcy. Podejście to umożliwia przenoszenie w cenach energii w danych węzłach informacji dotyczących występujących uwarunkowań sieciowych [1]. Jak można również zauważyć, składnikiem ceny w danym węzle jest również koszt występowania ograniczeń w przesyłaniu energii. Jest to również istotny składnik ceny energii, a w przypadku sporych problemów ze spełnieniem reguły n-1 przez operatora systemu - składnik największy. Z tego też powodu, celem minimalizowania kosztów energii dąży się do takiego rozwoju systemu elektroenergetycznego, aby zminimalizować ryzyko powstawania dużych ograniczeń w przesyłaniu energii.

W rynkach opartych o model cen węzłowych w celu utrzymania stabilności systemu istnieją dodatkowe rynki – rynki rezerw operacyjnych. Celem ich funkcjonowania jest zapewnienie systemowi elektroenergetycznemu jednostek wytwórczych, które będą pełniły rolę jego rezerw operacyjnych powoływanych celem zapewnienia stabilności systemu i ciągłości dostaw.

Utrzymywaniem równowagi popytu i podaży energii w tego typu rynkach w USA pełni rynek czasu rzeczywistego

(ang. Real-Time Market). Na bieżąco, w 5 minutowych odstępach czasu aktualizowane są informacje o bieżącym zapotrzebowaniu, generacji oraz ceny energii w węzłach. W zależności od różnicy pomiędzy wartością rzeczywistą i prognozą uczestnicy rynku otrzymują rekompensaty lub płacą dodatkowe opłaty.

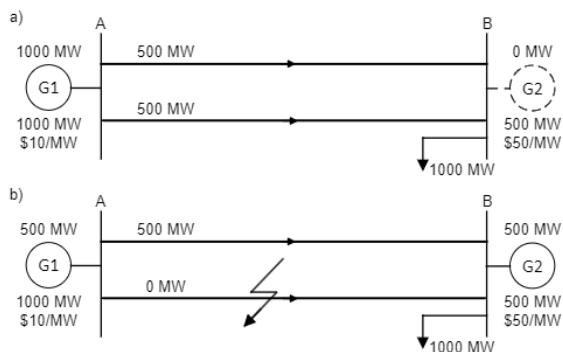
Kształt amerykańskiego rynku energii sprawia, iż mechanizmy rynkowe niejako „sterują” generacją i odbiorami w systemie elektroenergetycznym. W przypadku przeciążenia (powstania ograniczenia w przesyłaniu energii) elementu przesyłowego (linii bądź transformatora) w węzle końca linii ceny energii osiągają wysokie poziomy. Powoduje to zniechęcenie odbiorców do pobierania energii elektrycznej, natomiast wytwórcy, w zaistniałej sytuacji, są poprzez tego typu mechanizm zachęceni do zwiększenia generacji. Tego rodzaju stan nazywamy sygnałem cenowym pozytywnym dla jednostek wytwórczych, a negatywnym dla odbiorców. W tym samym momencie, na drugim końcu linii zachodzi sytuacja odwrotna. Podmioty wytwarzające energię elektryczną są zniechęcane do generacji, natomiast odbiorcy, ze względu na niskie ceny energii są zachęceni do jej odbioru. Ten stan możemy nazwać sygnałem cenowym pozytywnym dla odbiorców, a negatywnym dla jednostek. Jeśli sytuacja w danym obszarze systemu utrzymuje się przez dłuższy czas i znane są powody jej wystąpienia, może to być impulsem dla inwestorów wskazującym im, w jakim miejscu opłacalne z ekonomicznego punktu widzenia byłoby zainwestowanie w nowe jednostki wytwórcze.

Zostało wykazane, że ten sposób działania rynku może wpływać na decyzje inwestorów o lokalizowaniu nowych jednostek wytwórczych [15].

Ukazany powyżej przykład stanu przeciążenia wpływa również na operatora systemu. Pojawiające się przeciążenia wskazują mu na miejsce potencjalnego zagrożenia w niezawodności dostarczania energii do odbiorców, co może doprowadzić do otrzymania przez niego kar finansowych za niedotrzymanie odpowiedniego poziomu wskaźników jakościowych dostarczanej energii. Obszar występowania tego typu ograniczeń wskazuje operatorowi systemu przesyłowego jakie miejsce systemu może być szczególnie

wrażliwe na nieplanowane wyłączenia, skoki w zapotrzebowaniu, niedobory generacji i gdzie mogą być konieczne inwestycje w infrastrukturę przesyłową, aby reguła n-1 została zachowana.

Sytuacja ta została ukazana na rysunku 4. Przedstawia on dwa węzły A i B połączone dwutorową linią elektroenergetyczną o zdolnościach przesyłowych 500 MW na każdym z torów linii. Do węzła A przyłączony jest generator G1 o mocy 1000 MW i cenie energii \$10/MW, natomiast w węźle B znajduje się generator G2 o mocy 500 MW i cenie \$50/MW. Dodatkowo w węźle B znajduje się odbiór 1000 MW. W sytuacji pracy normalnej (**Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**a) zgodnie z zasadami ekonomicznego rozdziału jednostek (powoływanie do pracy jednostek od tej oferującej najniższą cenę za generację energii elektrycznej do tej oferującej cenę najwyższą) całe zapotrzebowanie na energię jest pokrywane przez generator G1, natomiast G2 nie pracuje. W obu węzłach cena energii kształtuje się na poziomie \$10/MW. W momencie zmiany rozkładu obciążenia, pojawienia się stanu awaryjnego lub innej zmiany w systemie elektroenergetycznym może dojść do przekroczenia zdolności przesyłowej danej linii elektroenergetycznej. Na rysunku 4b powodem zmiany było wypadnięcie z pracy jednego z torów linii łączącej węzeł A z węzłem B. W takim przypadku niemożliwym staje się pokrycie całego zapotrzebowania w B poprzez generator G1 ponieważ spowodowałoby to przeciążenie funkcjonującego toru linii o 100%. Z tego powodu, w tego rodzaju sytuacjach przestaje działać zasada merit order (zgodnie z którą powoływane są do pracy jednostki od najtańszej do najdroższej) i do pracy powoływana jest ta jednostka, która likwiduje a nie powiększa przeciążenie. W związku z tym w tym przypadku owołany do pracy zostaje generator G2 aby dostarczyć brakujące zapotrzebowanie na energię w B. Na skutek tego działania cena energii w węźle B ustala się na poziomie \$50/MW, natomiast w A pozostaje niezmieniona. W ten sposób dodatni sygnał cenowy po stronie odbioru stymuluje jednostki wytwórcze do zwiększenia generacji i uniknięcia przeciążenia linii elektroenergetycznej.



Rys.4. Wpływ LCK na zarządzanie ograniczeniami w przesyłce energii a) stan przed wystąpieniem ograniczenia, b) stan wystąpienia ograniczenia (A,B - węzły SEE, G1,G2 - jednostki wytwórcze)

Jak można zauważyć, mechanizm ten istotnie może wpłynąć na decyzję inwestorów w sektorze wytwórczym dotyczące lokalizacji nowych jednostek wytwórczych. Występowanie w węzłach na danym obszarze wysokich cen stanowi istotną informację z punktu inwestorów i wskazuje, iż jest to korzystna lokalizacja dla nowej elektrowni. Dodatkowo, pojawienie się i utrzymywanie przez dłuższy czas wysokich cen energii w węzłach na danym obszarze może sugerować duże prawdopodobieństwo wystąpienia zjawisk takich jak np. ograniczenia w przesyłaniu energii, które mogą doprowadzić do zagrożenia stabilności systemu oraz ciągłości dostaw energii.

Z cenami węzłowymi ściśle powiązana jest idea Finansowych Praw Przesyłowych – FPP (ang. Financial Transmission Rights). Zostały one zaproponowane w 1992 roku przez prof. Williama Hogana [16] jako narzędzie służące do zniwelowania negatywnego wpływu kosztów ograniczeń w przesyłce energii, które mogą pojawić się w systemie energetycznym. Zastosowanie FPP miało zmniejszyć prawdopodobieństwo wysokich wahań cen energii w sieci, które mogły wynikać z zastosowania LCK. Kolejną funkcją FPP było wprowadzenie zachęt do przeprowadzania inwestycji sieciowych. Miały one być podstawą transakcji długoterminowych dla nowych jednostek wytwórczych. Zastosowanie tego mechanizmu miało umożliwić dotrzymywanie bez przeszkód długoterminowych zobowiązań sprzedaży i kupna energii. Dzięki wprowadzeniu tego rozwiązania posiadacz FPP nie był ograniczony fizyczną strukturą sieci w celu dostarczenia zakontraktowanej energii. Posiadacz tych praw mógł dostarczać energię w dwojaki sposób, albo fizycznie do zakontraktowanego odbiorcy albo dzięki mechanizmowi FPP zakupywać zakontraktowaną energię w punkcie odbioru i wtedy ją dostarczyć. FPP wykorzystywane są również jako zabezpieczenie przed wysokimi wahaniami cen energii w przypadku pojawienia się ograniczeń w sieci elektroenergetycznej (ang. hedging). Instrument ten uprawnia jego posiadacza do różnicy cen między dwoma węzłami w sieci. FPP nabywane są wraz z określeniem kierunku przepływu energii między danymi węzłami, mogą one być nabywane przez uczestników rynku energii w aukcjach miesięcznych bądź długoterminowych (rocznych, kwartalnych). W przypadku powstania ograniczeń na danej ścieżce przepływu energii w kierunku zgodnym z określonym w nabytych prawach, ich właściciel otrzymuje od operatora systemu przesyłowego rekompensatę z tytułu pojawiających się ograniczeń i strat, które mógłby z tego tytułu ponieść. W przypadku, gdy ograniczenie występuje w przeciwnym kierunku niż nabyte prawa to ich posiadacz zobowiązany jest zapłacić operatorowi karę z tego tytułu. Działanie tego systemu można zobrazować odwołując się ponownie do wspomnianego wcześniej przykładu z **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**b. W przypadku takiego ułożenia się cen w węzłach pojawia się cena powstałego ograniczenia w przesyłce energii, która może być wyrażona zależnością 2:

$$(2) \quad SP = LCK_B - LCK_A$$

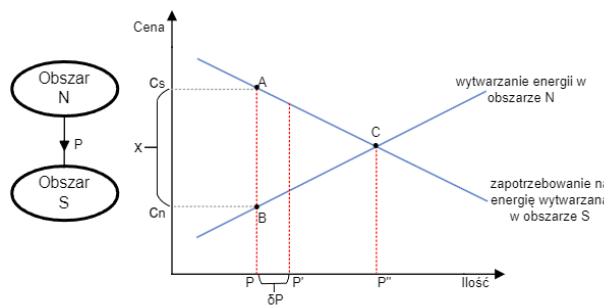
gdzie: LCK_A – cena energii w węźle A, LCK_B – cena energii w węźle B.

Następnie na podstawie otrzymanej ceny wyliczany jest potencjalny zysk, który otrzymuje posiadacz FPP. Oblicza się go jako iloczyn ceny energii i ilości energii przesyłanej przez linię objętą ograniczeniami, do której dany uczestnik rynku ma prawa w postaci FPP, uwzględniając w obliczeniach kierunek przesyłanej energii. W przypadku pokazanym na **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**b gdyby posiadacz FPP nabył prawa w kierunku przesyłania energii z węzła A do B jego zysk wynosiłby \$20000, natomiast gdyby nabył prawa do przesyłania energii z węzła B do A musiałby zapłacić operatorowi systemowi ww. sumę.

Mechanizm stymulowania rozwoju systemu elektroenergetycznego przez działanie rynku energii w USA

Ze względu na ściśle powiązanie z cenami węzłowymi w sieci Finansowe Prawa Przesyłowe mogły również być traktowane jako jeden z sygnałów i wskazówek dotyczących miejsc potencjalnych inwestycji w rozwój systemu elektroenergetycznego (zwiększenie jego możliwości

przesyłowych, zwiększenie niezawodności przesyłania energii, ograniczenie kosztów) [17] oraz powinno doprowadzić do zwiększenia zdolności gospodarczych systemu i rynku a tym samym do zmniejszenia skłonności do nieefektywnych ekonomicznie inwestycji w system przesyłowy [18]. Mechanizm wpływu instrumentu FPP w uproszczony sposób został pokazany na rysunku 5.



Rys.5. Wpływ mechanizmu FPP na inwestycje w sieć przesyłową, na podstawie [19] (A – wytwarzanie energii w S przy ograniczeniu przepływowym linii P, B - wytwarzanie energii w N przy ograniczeniu przepływowym linii P, C – zapotrzebowanie energii w S i wytwarzanie w N dla zdolności przesyłowej

Obszar S jest obszarem w którym znajdują się odbiorcy energii elektrycznej (odbiorcy indywidualni, zakłady przemysłowe, itp.), natomiast w obszarze N znajdują się tanie jednostki wytwórcze (ich cena jest zdecydowanie niższa niż tych w obszarze S), które zasilają obszar S poprzez linię przesyłową o zdolności przesyłowej P, mniejszej od zapotrzebowania S. Ograniczona zdolność przesyłowa linii prowadzi do powstania ograniczenia w przesyśle (ang. congestion). Prowadzi to do ustalenia się w obszarze N i S cen węzłowych, odpowiednio C_S i C_N , które swoją wartością odpowiadają kosztowi najdroższej jednostki, która musiała być powołana, aby sprostać zapotrzebowaniu. Różnica x pomiędzy tymi cenami odpowiada cenie powstałego ograniczenia w przesyśle energii.

Zwiększenie zdolności przesyłowej danej linii o δP powoduje, zwiększenie przesyłania tańszej energii z obszaru N do S. Wartość zmniejszenia pola trójkąta ABC nazywana jest „społeczną wartością inwestycji”. Jest to wartość zmniejszenia kosztu występującego ograniczenia w przesyśle energii dzięki przeprowadzonej inwestycji. Jest to jeden z parametrów branych pod uwagę przy ocenie racjonalności inwestycji.

W przypadku gdy inwestor wykona inwestycję w nową zdolność przesyłową, jest wynagradzany przez operatora systemu FPP nadaniem Finansowych Praw Przesyłu na danej ścieżce przesyłania energii przez określony czas. Tym samym zyskuje on możliwość czerpania zysku z tych praw w momencie wystąpienia kolejnych ograniczeń w przesyśle na wybudowanej przez siebie linii [20]. Należy zauważyć, że inwestycja tego typu jest opłacalna w przypadku, gdy koszt związany z jej przeprowadzeniem będzie mniejszy od potencjalnego przychodu z tytułu uzyskania nowych FPP w określonym czasie wspomnianym powyżej.

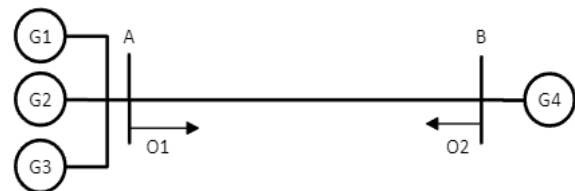
Tabela 3. Rozważane scenariusze

Scenariusz	P [MW]	Ograniczenie w przesyśle energii [MW]	Generacja A [MW]	Generacja B [MW]	Generacja G1 [MW]	Generacja G2 [MW]	Generacja G3 [MW]	Generacja G4 [MW]
1.	500	0	600	0	300	100	200	0
2.	200	300	300	300	300	0	0	300
3.	250	250	350	250	300	50	0	250
4.	300	100	400	100	300	100	0	100
5.	460	40	560	40	300	100	60	40

W przypadku uczestnika rynku, który posiada już FPP na danej ścieżce przesyłowej musi on rozważyć czy wykonanie przez niego inwestycji nie spowoduje spadku opłat z tytułu posiadania FPP.

Jak można zauważyć w przypadku inwestycji likwidującej całkowicie ograniczenie w przesyśle energii elektrycznej dywidenda z tytułu posiadania FPP w ogóle się nie pojawi. Z tego też powodu oraz w przypadku uczestników posiadających FPP na danej linii dość często dochodziło do sytuacji, gdzie rynkowi gracze niechętnie przeprowadzali inwestycje w rozwój sieci, żeby nie pozbawiać się opłat z tytułu posiadania FPP na danych odcinkach, co zostało opisane w [18], [21]. Pojawianie się takich zdarzeń doprowadziło FERC do wprowadzenia dodatkowych regulacji dotyczących inwestowania oraz zachęt inwestycyjnych opisanych w [17]. Oczywiście rzeczywistość jest zdecydowanie bardziej skomplikowana i mniej oczywista.

W celu pokazania różnych scenariuszy wpływu rozbudowy zdolności przesyłowej linii w powiązaniu do możliwego zysku z tytułu Finansowych Praw Przesyłu na rysunku 6. został pokazany system składający się z węzłów A i B połączonych linią przesyłową o zdolności przesyłowej P. W węźle A znajdują się trzy generatory G1, G2, G3 oraz odbiór O1. W węźle B znajduje się generator G4 oraz odbiór O2.



Rys.6. Przykładowy system elektroenergetyczny

W tabeli 2. pokazano wartości mocy poszczególnych generatorów G1 do G4, ceny energii elektrycznej, która jest przez nie generowana oraz moce odbiorników O1 i O2.

Tabela 2. Wartości elementów układu

Obiekt	Moc [MW]	Cena [\$/MW] / Cena [zł/MW]
G1	300	16/62,65
G2	100	17/66,56
G3	200	18/70,48
G4	300	20/78,31
O1	100	-
O2	500	-

W tabeli 3 pokazano wyniki analizy cen występujących w tego rodzaju fragmencie systemu w przypadku 5 rozpatrywanych scenariuszy, różniących się wartościami mocy generowanymi w określonych węzłach. Wartości generowanych mocy zgodnie z działaniem rynku typu pool wpływają na wartości cen węzłowych w zależności od zdolności przesyłowej P linii elektroenergetycznej.

Ceny węzłowe dla każdego scenariusza oraz wartość ceny danego ograniczenia w przesyłce energii wraz z możliwym zyskiem z tytułu posiadania FPP pokazane zostały w **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.** 4.

Tabela 4. Dywidendy z FPP w zależności od scenariusza

Scen.	LCK A [\$/MW] / LCK A [zł/MW]	LCK B [\$/MW] / LCK B [zł/MW]	LCK B-LCK A [\$/MW] / LCK B- LCK A [zł/MW]	Dyw. [\$] / Dyw. [zł]
1.	18/70,48	18/70,48	0	0
2.	16/62,65	20/78,31	4/15,66	800/3132,45
3.	17/66,56	20/78,31	3/11,75	750/2936,68
4.	17/66,56	20/78,31	3/11,75	900/3524,01
5.	18/70,48	20/78,31	2/7,83	920/3602,32

Scenariusz 1. zakładał brak występowania ograniczeń w przesyłce mocy. W tym wypadku cena w obu węzłach ustalała się na poziomie \$18/MW (cena jednostki G3). Scenariusze 2.–5. zakładały już występowania ograniczeń w przesyłce energii w różnym stopniu. W takim przykładzie ceny energii w obu węzłach był różne. W węźle B o cenie decydowała jednostka G4 (\$20/MW), natomiast w węźle A cena uzależniona była od możliwości przesyłowych linii elektroenergetycznej, a tym samym od stopnia ograniczenia w przesyłce. W zależności od tego do pracy powoływane były jednostki w kolejności od najtańszej (zachowanie zasady ekonomicznego rozdziału). Na podstawie cen w węzłach wyliczono cenę powstałego w ten sposób ograniczenia oraz potencjalne zyski, które mógł otrzymać posiadacz FPP na danej ścieżce przesyłu z tytułu ich własności.

Jak można zauważyć w zależności od konfiguracji sieci, jej warunków pracy, obciążenia itp., zysk z tytułu FPP może być różny. Inwestycja w sieć przesyłową może zarówno doprowadzić do zwiększenia dywidendy, jak i również jej spadku. Opisywany przykład jest dość mało skomplikowany. W rzeczywistości system energetyczny jest nieporównywalnie bardziej rozległy i zmiany w każdym z węzłów wpływają na ceny kształtujące się w innych węzłach, dodatkowo należy wziąć pod uwagę wzrost zapotrzebowania na energię, budowę nowych jednostek wytwórczych, ograniczenia wynikające z polityki energetycznej państwa i wiele innych czynników. Sprawia to, że inwestowanie w nowe zdolności przesyłowe przez uczestników rynku wymaga znacznego wysiłku analitycznego i liczenia się z podejmowaniem dość wysokiego ryzyka.

Dla operatorów systemowych (RTO) sygnały cenowe otrzymywane w wyniku działania rynku opartego na modelu węzłowym mogą być jedną z wskazówek dotyczących lokalizacji i typu inwestycji sieciowej. Tego typu projekty wynikają właśnie ze struktury rynku energii i ich celem jest utrzymanie jego płynności i konkurencyjności uczestników rynku. Każdy z amerykańskich ISO/RTO ma własne procedury dotyczące realizacji tego typu projektów. W tym artykule zostanie to omówione na przykładzie procedur stosowanych przez MISO (ang. Midcontinent Independent System Operator).

Projekty inwestycyjne przeprowadzane przez MISO na podstawie sygnałów płynących z rynku są nazywane MEP (ang. Market Efficiency Project). Identyfikowane są one na podstawie działania rynku i sygnałów cenowych wynikających z pojawienia się ograniczeń w zdolności przesyłowej sieci. Na ich podstawie opracowany jest plan modernizacji systemu, który pozwoli zlikwidować pojawiające się ograniczenia. Po opracowaniu planu obliczany jest stosunek zysku do kosztu (ang. benefit to cost ratio, b/c ratio), które pozwala ocenić czy dany projekt warty jest przeprowadzenia. W przypadku MISO stosunek ten musi być większy od 1,25. Zysk z projektu w rozumieniu MISO

może być obliczony z zależności **3Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**

$$(3) \quad Zysk = APC + ARP + MISO\&SPP\ SRB$$

gdzie: APC– Adjusted Production Cost (Dopasowany Koszt Wytwarzania), różnica w kosztach wytwarzania energii elektrycznej przed i po wykonaniu projektu, ARP – Avoided Reliability Project (Uniknięty Projekt Niezawodnościowy), wartość analogicznego projektu, który musiałby być realizowany w danym obszarze w celu spełnienia niezawodnościowych wymagań FERC, MISO&SPP SRB – zyski, które projekt przyniesie w dyspozycji jednostek wytwórczych pomiędzy MISO a SPP

Spełnienie warunku wynikającego ze stosunku zysku do kosztu, umożliwia rozpoczęcie nad nim pracy. Jedną z głównych różnic między projektem MEP a projektami wynikającymi z konieczności spełnienia warunków FERC jest podział kosztów. Innym typem projektu inwestycyjnego w MISO, który ma za zadanie poprawić zdolności przesyłowe systemu elektroenergetycznego, zwiększyć jego niezawodność jest Reliability Project, czyli Projekt Niezawodnościowy. Jego celem jest dostosowanie systemu do spełnienia kryteriów niezawodnościowych wymaganych przez różnego rodzaju ciała regulacyjne (np.: FERC). W przypadku tego typu projektu koszty są ponoszone w całości przez operatora przesyłowego. W przypadku projektu typu MEP koszt rozkładane są na wszystkich uczestników rynku, którzy na nim korzystają, proporcjonalnie do tego zysku.

Jak można zauważyć, nawet w przypadku projektów wynikających z węzłowej struktury rynku, sygnały pochodzące z LCK i FPP są jedynie wskazówkami co do miejsca potencjalnej inwestycji sieciowej. Same w sobie nie determinują one ani zasadności inwestycji, ani jej kosztów, ani możliwych zysków z jej wprowadzenia.

Dotychczas zauważone problemy w działaniu mechanizmów LCK i FPP

Jak już wcześniej wspomniano oparcie rozwoju systemu elektroenergetycznego jedynie o sygnały wynikające z funkcjonowania modelu cen węzłowych oraz finansowych praw przesyłowych nie jest do końca modelem idealnym, pozbawionym wad i ograniczeń.

Jednym z najszybciej zauważonych, zarówno w praktyce jak i w literaturze [17], [18], [22], problemów związanych z zastosowania sygnałów z FPP do prowadzenia inwestycji jest fakt, iż mogą one bardzo często wręcz zniechęcać do podejmowania działań modernizacyjnych lub inwestycyjnych w sieci bądź zachęcać by sieć przesyłową w systemie nie była dostatecznie rozwijana. Powodem tej sytuacji jest to, iż w przypadku idealnego systemu elektroenergetycznego nie występowałyby żadne ograniczenia w przesyłce energii, przez co nie byłoby potrzeby do używania FPP. Posiadacze tych praw, nie chcąc rezygnować z potencjalnego zysku, do czego prowadzi likwidacja występowania ograniczeń przesyłowych, mogą nie być skłonni do przeprowadzania inwestycji w infrastrukturę, ponieważ takie działanie polepsza warunki sieciowe i jednocześnie ogranicza ich zyski [22]. Ze względu na wystąpienie tego problemu FERC wprowadziła liczne zachęty dla inwestycji w infrastrukturę przesyłową, ale pod warunkiem, iż kontrola operacyjna nad nowopowstałą infrastrukturą zostanie powierzona Regionalnym Operatorom Przesyłowym. W praktyce ta decyzja sprawiła, że głównymi podmiotami odpowiedzialnymi za planowanie i rozwój sieci elektroenergetycznej stali się operatorzy przesyłowi realizujący ten cel poprzez swoje procesy planistyczne. Na procesy te składa się wiele różnego typu analiz sieciowych, które niekoniecznie stawiają na pierwszym planie sygnały

wynikające z zastosowania lokacyjnych cen krańcowych i finansowych praw przesyłowych.

Kolejną niedoskonałością zastosowania LCK i FPP jako wskaźników określających odpowiednią lokalizację inwestycji sieciowej jest fakt, iż często nie określają miejsca inwestycji z wystarczającą precyzją, ani nie określają, ile kapitału powinno być przeznaczane na inwestycje. Ten brak precyzji oraz fakt, iż jest to jeden z wielu wskaźników do rozważenia przy inwestycjach w sieć przesyłowa sprawiają, że model cen węzłowych oparty o LCK i FPP nie jest idealnym narzędziem do planowania inwestycji sieciowych.

Należy zauważyć, że ze względu na charakter systemu elektroenergetycznego, inwestycje w sieć przesyłową są niezwykle kapitałochłonne, a zbudowane elementy infrastruktury charakteryzują się dość sporą żywotnością (20-40 lat) [23]. Dodatkowo inwestycje tego typu mają zazwyczaj charakter nieodwracalny, ponieważ zwykle nie przenosi się w inną lokalizację zbudowanej linii bądź jednostki wytwórczej. Z tego też względu wszelkie inwestycje tego typu należy bardzo dokładnie planować oraz brać pod uwagę wszelkie możliwe występujące czynniki oraz umiejętnie przewidzieć daleko w przód kształtowanie się rynku energii, jego struktury oraz wielkość.

Innym problemem podnoszonym w wielu publikacjach [18], [19], jest zjawisko przepływów kołowych w systemach elektroenergetycznych. Problem ten wynika z faktu, iż systemy elektroenergetyczne w większości przypadków charakteryzują się wysoką złożonością. Każda zmiana topologii systemu może powodować znaczne zmiany w przepływie energii, również te niepożądane poprzez utratę kontroli nad poziomami napięć w węzłach [24]. Prowadzić to może do powstania nowych ograniczeń sieciowych oraz do znacznego zwiększenia strat w przesyłach energii. Koszta tych strat musi ponieść odbiorca energii. Posługiwanie się samym wskaźnikiem LCK i FPP nie da odpowiedzi na temat efektu tychże inwestycji, tym samym konieczne są rozbudowane analizy sieciowe wpływu danej inwestycji na system.

Dla przykładu w [22] pokazano, iż najwyższe wartości LCK nie zawsze oznaczają najpoważniejszego ograniczenia w przesyłach. Sygnały rynkowe wynikające ze stosowania modelu cen węzłowych mogą jedynie być wskazówką dotyczącą ogólnego położenia miejsca wymagającego inwestycji sieciowej, nie zwalniają jednak one z obowiązku dokonania dalszych, pogłębionych analiz. Nawet małe zmiany generacji i obciążenia prowadzą do sporych zmian w cenach.

Jednym z postulowanych przez część ekspertów [25] stało się ograniczenie FPP jedynie do roli zabezpieczenia finansowego przed wahaniami cen z pominięciem ich wartości proinwestycyjnej.

Porównanie wpływu działania rynków energii w Polsce i USA na stymulowanie poprawnego rozwoju systemu elektroenergetycznego

Porównanie działania obu rynków oraz odpowiedź na pytanie, który z nich, a właściwie z ich modeli cenowych, bardziej właściwie stymuluje rozwój systemu energetycznego oraz zapewni większą konkurencyjność na rynku energii jest obecne w literaturze już od dłuższego czasu.

Jednym z podnoszonych argumentów na korzyść rynku cen węzłowych, czyli rozwiązania stosowanego w części USA jest fakt, iż na cenę końcową energii składają się 3 jasno określone elementy, którymi są: cena energii u wytwórcy, koszt wystąpienia ograniczeń i koszt strat przesyłowych. Oznacza to większą przejrzystość w kształtowaniu się cen odbiorców końcowych energii elektrycznej w porównaniu do cen występujących w Polsce, gdzie niejawnie wszystkie koszty związane z ograniczeniami

w przesyłaniu i stratami w przesyłanej energii są przenoszone bezpośrednio na wszystkich odbiorców bez względu na ich położenie geograficzne.

Należy zauważyć, że jeden obszar bilansowania stosowany w modelu stref cenowych (w Polsce) prowadzi do nieekonomicznego wykorzystania zasobów oraz zdolności przesyłowych systemu, ponieważ nie występują w nim zachęty (impulsy) skłaniające do inwestowania w miejscach, gdzie można zmniejszyć występowanie ograniczeń w przesyłach energii. Taki system zmusza również do płacenia jednostkom wytwórczym za powstrzymywanie się od generacji [3],[2].

Innym ważnym argumentem za wprowadzeniem rynku węzłowego jest możliwość zaoszczędzenia na przesyłach energii. Dla przykładu w przypadku UE szacuje się, że wprowadzenie rynku powinno pozwolić na zaoszczędzenie kilku miliardów euro rocznie [26].

Kolejną korzyść węzłowego rynku energii upatruje się w zwiększeniu przepustowości połączeń transgranicznych [27]. Jako kolejną zaletę rynku węzłowego wymieniany jest pozytywny wpływ rynku cen węzłowych na inwestycje w nowe jednostki wytwórcze, co jest wynikiem odpowiedzi inwestorów na układ cen w węzłach podczas występowania ograniczeń w systemie.

Pomimo wszystkich powyższych argumentów otwartym pozostaje jednak pytanie czy model cen węzłowych ma taki sam wpływ w inwestycje dotyczące rozwoju sieci przesyłowej [28].

Na temat wprowadzenia rynku cen węzłowych w Polsce wypowiada się operator polskiego systemu przesyłowego PSE. PSE zaznacza, iż rynek oparty na modelu węzłowym może wpłynąć w znaczący sposób na poprawę bezpieczeństwa oraz pewności dostaw energii. Rynek ten może również zapewnić lepsze odwzorowanie cen na poziomie lokalnym oraz polepszyć efektywność przyłączonych zasobów sieciowych. Dodatkowo może doprowadzić to do wzrostu udostępnienia zdolności przesyłowych sieci użytkownikom. PSE stoi na stanowisku, iż jest to zdecydowanie lepszy model, którego zastosowanie może poprawić konkurencyjność polskiego rynku energii i dzięki niemu koszt energii elektrycznej będzie rzeczywiście odpowiadał koszt jej wytworzenia i dostawy do odbiorców [26].

Podnoszone w literaturze są również argumenty przeciwników wprowadzenia rynku opartego na modelu węzłowym [3],[26]. Podkreślają oni, iż system ten jest dość złożony, gdzie wyznaczenie dokładnych cen energii we wszystkich węzłach systemu wymaga stosowania skomplikowanych i wymagających dużej mocy obliczeniowej algorytmów. Podkreśla się również, że sam proces stworzenia takiego algorytmu, który brałby pod uwagę wszystkie występujące zmienne i potrafiłby wyznaczać ceny z akceptowalną dokładnością jest trudny. Kolejnym argumentem, który jest podnoszony przez sceptyków tego typu rozwiązania jest fakt, iż mimo wszystko nie jest to w 100% rozwiązanie rynkowe i wymaga w niektórych przypadkach ingerencji ze strony regulatora rynku bądź urzędów do spraw nadzorowania konkurencji.

Zwolennicy wprowadzenia rynku węzłowego na terenie Unii Europejskiej w odpowiedzi na zarzuty przeciwników argumentują, iż opierając się na działaniu i doświadczeniach istniejących rynków energii tego typu (głównie w USA) można uniknąć wielu tych problemów [26].

Jak pokazuje przykład USA, możliwym jest stworzenie wydajnego, konkurencyjnego rynku energii opartego na modelu cen węzłowych. W swoich początkach, rynek ten borykał się z różnymi problemami, które należało rozwiązać, a część założeń i nadziei związanych z jego wprowadzeniem nie do końca się sprawdziła [15], [18], [21], [22], [29].

Rynek w USA jest już dość dojrzałym rynkiem (ma ponad 20 lat) i wiele problemów wieku dziecięcego, z których najważniejsze pokazano powyżej w niniejszym artykule, mogących się pojawić przy wprowadzaniu tego rynku można się ustrzec dzięki bazowaniu na amerykańskich doświadczeniach.

Reasumując jak można zauważyć z opisów zamieszczonych powyżej, funkcjonowanie rynku energii w Polsce i USA jest zgoła odmienne. Jednakże mimo tych różnic oraz występującej w USA większej decentralizacji, w obu krajach większość inwestycji sieciowych jest podejmowana przez operatorów systemu przesyłowego. Wydaje się, że różnica w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych między obu krajami wynika z faktu, iż jedną z przesłanek decydujących o danej inwestycji w przypadku USA są sygnały ekonomiczne płynące z rynku.

Rozpatrując model cen węzłowych jako mechanizm mogący stanowić zachętę do działań inwestycyjnych w infrastrukturę energetyczną można wyciągnąć dwa wnioski:

- nie jest on do końca optymalny jako uniwersalny wskaźnik dotyczący inwestycji w infrastrukturę przesyłową;
- może dobrze sprawdzać się jako wskaźnik dotyczący lokalizacji nowych jednostek wytwórczych oraz określania obszarów, na których mogą wystąpić problemy z niezawodnością dostaw energii elektrycznej.

Perspektywy rozwoju polskiego rynku energii

Obowiązujący w Polsce strefowy rynek energii elektrycznej sprawia, że niemożliwym jest wprowadzenie zróżnicowania cen energii elektrycznej w zależności od lokalizacji odbiorcy, uwzględnienie w procesach cenotwórczych aspektów ekonomicznych oraz w sposób efektywny zarządzanie pracą jednostek wytwórczych i odbiorców w zależności od panujących warunków, które na obszarze danej strefy cenowej mogą nie być jednakowe. Czynniki te doprowadziły przez PSE do uznania [26], że optymalnym byłoby stworzenie rynku opartego na jak najmniejszych strefach cenowych, w najbardziej pożądanym wariantcie – jedna strefa cenowa odpowiadałaby jednemu węzłowi w systemie elektroenergetycznym (oznaczałoby to de facto wprowadzenie modelu węzłowego).

Implementacja tej propozycji umożliwiłaby:

- polepszenie odwzorowania na poziomie lokalnym cen energii elektrycznej co powinno wpłynąć na wzrost efektywności wykorzystania przyłączonych do sieci zasobów,
- poprawę dostępności energii elektrycznej w rynkowo uzasadnionych cenach,
- wzrost efektywności wykorzystania sieci na skutek zwiększenia zakresu zdolności przesyłowych, które są udostępniane uczestnikom rynku.

PSE dostrzega jednak techniczne i instytucjonalne problemy stojące na przeszkodzie utworzenia rynku węzłowego na terenie całej UE. Z tego też powodu jako rozwiązanie tymczasowe proponuje system hybrydowy w którym w granicach wybranych stref zostanie wprowadzony rynek energii oparty na węzłach i LCK [26].

Jednym z bardziej istotnych problemów wynikającym ze stosowania modelu stref cenowych jest brak występowania, obecnych w modelu węzłowym, sygnałów cenowych stanowiących wskazówkę dla potencjalnych miejsc inwestycyjnych w jednostki wytwórcze. Jak zauważono wcześniej w artykule, model cen węzłowych stanowi bardzo dobry mechanizm umożliwiający znalezienie optymalnej lokalizacji dla jednostek wytwórczych. Jego funkcjonowanie wskazuje obszary wydajne generacyjnie i bezpieczne pod

względem niezawodności dostaw energii (niskie ceny w węzłach) oraz te zagrożone (znacznie wyższe ceny, wynikające z oddalenia od obszarów generacji i przez to wyższych opłat związanych ze stratami energii). Brak występowania takich sygnałów w polskim rynku energii doprowadziła do konieczności zastąpienia ich innymi mechanizmami. W tym celu wprowadzono rynek mocy, którego zadaniem jest zapewnienie ciągłości dostaw w horyzoncie długoterminowym. Jego głównym zadaniem jest utrzymywanie w ciągłej gotowości do produkcji bloków wytwórczych celem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w okresach zwiększonego zapotrzebowania.

Jednym z problemów mogących stać na przeszkodzie pełnej implementacji modelu cen węzłowych w Polsce jest struktura geograficzna polskiego systemu przesyłowego i wytwórczego. Jak wcześniej zauważono prawidłowe działanie tego mechanizmu zwykle występuje w przypadku dobrze rozwiniętych połączeń sieciowych oraz braku geograficznej koncentracji odbiorców i wytwórców energii. Obecnie stanowi to problem w wielu krajach, w tym np. w Polsce, gdzie większość wielkich jednostek wytwórczych zlokalizowana jest na południu kraju (z kilkoma wyjątkami w centrum i na zachodzie). Struktura ta może doprowadzić do trwałego występowania obszarów z bardzo niską ceną energii i obszarów z bardzo wysoką ceną (głównie północ, północny-wschód i wschód kraju) co ze względu na małą mobilność odbiorców może nie być akceptowalne społecznie. Co więcej stan ten może w przyszłości ulec zmianie na skutek transformacji energetycznej i zmiany struktury polskiego miksu energetycznego [30] i lokalizacji jednostek wytwórczych (budowa morskich farm wiatrowych, elektrowni jądrowych w woj. pomorskim i wielkopolskim).

Sytuacja ta jest też dobrym przykładem ilustrującym konieczność brania pod uwagę planów rozwoju systemu elektroenergetycznego w perspektywie długofalowej (20-50 lat). Należy pamiętać o wysokim koszcie rozwoju systemu elektroenergetycznego. Tylko w latach 2017-2021 PSE na budowę i modernizację sieci przesyłowej wydało 6 mld zł, do 2030 roku planuje się zaś wydać 14 mld zł [31]. Inwestycja, która na ten moment może wydawać się opłacalna, w przyszłości wskutek zmian w strukturze energetycznej naszego kraju (nowe EJ, rozwój energetyki odnawialnej, Zielony Ład, SMR, itp.) może okazać się inwestycją nieuzasadnioną z ekonomicznego punktu widzenia. Ze względu na trwały charakter tego typu inwestycji (brak możliwości przeniesienia w inne miejsce) bardzo ważne są wnikliwe analizy poprzedzające decyzje inwestycyjne.

Efektywny i konkurencyjny rynek energii elektrycznej powinien swoją działalnością promować inwestycje zwiększające jego możliwości i niezawodność, natomiast karać te nieprzemyślane i nieefektywne. Ograniczenia w możliwościach przesyłowych systemów energetycznych są rzeczą naturalną, powszechnie występującą. Dążenia do stworzenia systemu elektroenergetycznego w którym one nie występują są niemożliwe do zrealizowania i całkowicie nieuzasadnione z ekonomicznego punktu widzenia. Z tego też względu celem powinno być stworzenie takiego systemu elektroenergetycznego, by zarządzanie tymi ograniczeniami, przy uwzględnieniu wszystkich parametrów bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu, było jak najbardziej opłacalne i efektywne. Mimo, iż model cen węzłowych ma swoje wady i nie zawsze w pełni spełnia pokładane w nim nadzieje wydaje się być on dobrym rozwiązaniem. Należy przy tym pamiętać, że mechanizm alokowania kosztów w takim systemie powinien brać pod uwagę następujące kryteria [3]:

- podmioty powodujące pojawienie się ograniczeń sieciowych, powinny ponosić koszt ich wystąpienia,

- tylko systemy o dobrze rozwiniętej siatce połączeń sieciowych oraz braku występowania koncentracji odbiorców i wytwórców mogą zapewnić poprawne socjalizowanie kosztów ograniczeń sieciowych.

Autorzy: mgr inż. Maciej Rosocha, doktorant, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, Specjalista w Stoen Operator, E-mail: maciej.rosocha.dokt@pw.edu.pl
mgr inż. Piotr Opała, Analityk Ryzyka Rynkowego Energetyki w ORLEN S.A., E-mail: opalaj@gmail.com
dr. hab. inż. Ryszard Kowalik, profesor Politechniki Warszawskiej, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, E-mail: Ryszard.Kowalik@pw.edu.pl

LITERATURA

- [1] Przygodzki M., Gwóźdź R., Wakuliński Ł., Węzłowe i strefowe rozwiązania modelu rynku energii elektrycznej, *Przegląd Elektrotechniczny*, (2019), nr 10, s. 100–103
- [2] Borowski P. F., Zonal and Nodal Models of Energy Market in European Union, *Energies*, 2020; 13(16):4182
- [3] Bil J., Ure P., Ceny węzłowe jako mechanizm zarządzania ograniczeniami w systemie elektroenergetycznym, *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki*, 6/2005, 108-111
- [4] Czosnyka M., Rynek mocy i jego wpływ na wysokość opłat za energię elektryczną, *Przegląd Elektrotechniczny*, (2022), nr 3, s. 138–142
- [5] Bartosik M., Polityka i porządek prawny w polskiej energetyce na tle polityki Unii Europejskiej, *Przegląd Elektrotechniczny* (2016), nr 9, s. 289–297
- [6] PJM Overview. Dostęp: 20 maj 2024. [Online]. Dostępne na: <https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/ensuring-a-reliable-energy-transition/fact-sheet-for-policymakers.ashx>
- [7] Fast Facts, spp.org. Dostęp: 20 maj 2024. [Online]. Dostępne na: <https://www.spp.org/about-us/fast-facts/>
- [8] Navigating NYISO, Sustainable FERC Project. Dostęp: 20 maj 2024. [Online]. Dostępne na: <https://sustainableferc.org/navigating-nyiso/>
- [9] CAISO Key Statistics. Dostęp: 20 maj 2024. [Online]. Dostępne na: <https://www.caiso.com/Documents/Key-Statistics-Jul-2021.pdf>
- [10] Key Grid and Market Stats. Dostęp: 20 maj 2024. [Online]. Dostępne na: <https://www.iso-ne.com/about/key-stats>
- [11] ERCOT Snapshot - Electric Reliability Council of Texas". Dostęp: 20 maj 2024. [Online]. Dostępne na: <https://comptroller.texas.gov/economy/economic-data/energy/2023/ercot-snap.php>
- [12] MISO Planning Overview. Dostęp: 20 maj 2024. [Online]. Dostępne na: https://www.eesi.org/files/Clair_Moeller_021617.pdf
- [13] Nasza spółka w liczbach - PSE Raport. Dostęp: 20 maj 2024. [Online]. Dostępne na: <https://raport.pse.pl/pse-i-otoczenie/nasza-spolka-w-liczbach>
- [14] Schweppe F. C., Caramanis M. C., Tabors R. D., Bohn R. E., *Spot Pricing of Electricity*. Boston, MA: Springer US, 1988
- [15] Brown D. P., Zarnikau J., Woo C.-K., Does locational marginal pricing impact generation investment location decisions? An analysis of Texas's wholesale electricity market, *J Regul Econ* (2020), t. 58, nr 2–3, s. 99–140
- [16] Hogan W. W., *Contract Networks for Electric Power Transmission: Technical Reference*. Harvard University, 1990
- [17] Benjamin R., Principles for Interregional Transmission Expansion, *The Electricity Journal* (2007), t. 20, nr 8, s. 36–47
- [18] Baratzadeh M., Sedaghati A., Financial Transmission Right effects on transmission expansion, *International Research Journal of Engineering and Technology* (2016) t. 03, nr 01.
- [19] Joskow P. L., Tirole J., Merchant Transmission Investment. National Bureau of Economic Research, luty 2003. [Online]. Dostępne na: <http://www.nber.org/papers/w9534>
- [20] Kristiansen T., Rosellón J., Merchant electricity transmission expansion: A European case study, *Energy* (2010), t. 35, nr 10, s. 4107–4115
- [21] Wu Z., Zheng R., Research on the impact of financial transmission rights on transmission expansion: A system dynamics model, *Energy* (2022), t. 239
- [22] Apt J., Lave L. B., Electric Gridlock: A National Solution. *Public Utilities Fortnightly*, 2003.
- [23] Przygodzki M., Kwiatkowski M., „Ekonomiczno-rynkowa metodyka planowania rozwoju sieci przesyłowej owe”, *Przegląd Elektrotechniczny* (2014), nr 09, s. 118–121
- [24] Bertsch J., Hagspiel, S., Just L., Congestion management in power systems: Long-term modeling framework and large-scale application, *J Regul Econ* (2016), t. 50, nr 3, s. 290–327
- [25] Benjamin R., A Further Inquiry into FTR Properties, *USAAE*, 2009
- [26] Eicke A., Schittekatte T, Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate, *Energy Policy* (2022), t. 170, s. 113220, lis. 2022, doi: 10.1016/j.enpol.2022.113220.
- [27] Mielczarski W., Rynek energii elektrycznej w Polsce - dokąd zmierzamy?, *Elektroenergetyka Współczesność i Rozwój* (2011), nr 2
- [28] Pollitt M. G., Locational Marginal Prices (LMPs) for Electricity in Europe? The Untold Story, *Cambridge Working Papers on Economics* 2023
- [29] Oren S. S., Spiller P. T., Varaiya P., Wu F., Nodal prices and transmission rights: A critical appraisal, *The Electricity Journal* (1995), t. 8, nr 3, s. 24–35
- [30] Złotecka D., Wpływ transformacji energetycznej na plany odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, *Przegląd Elektrotechniczny* (2024), nr 8, s. 97–100
- [31] Kozyra J., Increasing transmission potential of 110 kV alternating current lines, *Przegląd Elektrotechniczny* (2023), nr 11, s. 45–51