

## Węzłowe i strefowe rozwiązania modelu rynku energii elektrycznej

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono i porównano dwa zasadniczo różne modele rynkowe, a mianowicie model strefowy oraz model węzłowy. Dla każdego z modeli uwypuklono jego cechy pozytywne oraz negatywne oraz oceniono pod kątem ich przydatności do rozliczeń i powiązania z utrzymaniem bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

**Abstract.** The article presents and compares two fundamentally different market models, namely the zonal model and the nodal model. For each of the models, its positive and negative features were emphasized and assessed in terms of their suitability for billing and connection with maintaining the security of the power system operation. (**Nodal and Zonal Solutions of the Electricity Market Model**).

**Słowa kluczowe:** rynek energii elektrycznej, model strefowy, model węzłowy, koszty funkcjonowania systemu.

**Keywords:** electricity market, zonal model, nodal model, system operation costs.

### Wstęp

W ostatnich latach toczy się debata dotycząca konieczności zaprojektowania nowego modelu rynku energii elektrycznej, tj. głównie zasad regulujących działalność podmiotów w nim uczestniczących oraz zasad dokonywania rozliczeń. Potrzeba zmiany w tym zakresie wynika głównie ze zmieniającej się struktury technologicznej jednostek wytwórczych (zwiększenie nacisku na pozyskiwanie energii elektrycznej z rozproszonych źródeł odnawialnych przy świadomości jej zmienności) oraz rosnącej ważności połączeń transgranicznych w ramach wspólnego rynku energii elektrycznej działającego pod egidą ENTSO-E.

Teoria ekonomii [1] wskazuje, że na wolnym rynku w stanie równowagi podaży i popytu występuje jedna cena, zwaną ceną równowagi. Kupujący sięgają do zasobów, które są w posiadaniu sprzedawców, więc tym samym wytwarza się potrzeba wymiany. W najprostszej formie rynku, ciągła interakcja kupujących i sprzedających umożliwia ustalenie się ceny ponad czasem. Cena równowagi rynkowej jest również nazywana rynkową ceną rozliczeniową (Market Clearing Price), ponieważ przy tej cenie następuje pełne wykorzystanie dóbr wytworzonych przez producentów i skierowanych na rynek, jednocześnie zakupionych przez konsumentów. Efektywność tego procesu nie pozwala na nadmiar podaży i tym samym marnotrawstwo, ani deficyt – rynek jest skuteczny i optymalny. Jest to podstawowa cecha mechanizmu rynkowego tworzenia cen i tym samym jedna z jego znaczących korzyści. Dla działania rynków jest również niezbędny efektywny przepływ informacji między kupującymi a sprzedającymi [2].

W przypadku systemu elektroenergetycznego popyt i podaż muszą być natychmiast zrównoważone ponieważ przechowywanie energii elektrycznej jest bardzo drogie. Konsekwencją tego jest powstawanie ograniczeń przesyłowych i potrzeba zarządzania nimi, co często ma duży wpływ na ceny rynkowe. Na rynku energii elektrycznej cena rozliczeniowa to cena równoważenia popytu (ilość energii elektrycznej, którą kupujący chcą kupić) z podażą (ilość energii, którą sprzedający chcą sprzedać). Proces wyznaczania ceny rozliczeniowej na rynku energii elektrycznej można opisać jako problem optymalizacji. Przykładowo jednym z takich sformułowanych problemów jest zadanie rozdziału produkcji z zachowaniem ograniczeń i bezpieczeństwa bilansowania SCED (Security Constrained Economic Dispatch) [3]. Takie rozwiązanie stosuje się na rynku bieżącym. Funkcją celu SCED, jako zadania optymalizacji, jest zminimalizowanie całkowitego kosztu produkcji (lub równoważnie maksymalizowanie tzw.

dobrobytu społecznego – Social Welfare) [4], z zachowaniem różnych ograniczeń systemowych, włącznie z uwzględnieniem niezawodności funkcjonowania systemu. Wynikiem zadania SCED są pożądane poziomy wytwarzania w źródłach (harmonogram produkcji mocy) i ceny rynkowe.

Z uwagi na zakres rozwiązania i jego obowiązywanie rozważa się przede wszystkim dwie koncepcje rynku energii elektrycznej, a mianowicie model strefowy oraz model węzłowy. W analizach porównawczych obu modeli zwraca się szczególną uwagę na koszty systemowe, ceny strefowe oraz węzłowe oraz zmiany wartości dobrobytu społecznego. Ponadto w ramach analiz bada się poziomy generacji w poszczególnych obszarach rynkowych, przepływy mocy między nimi, poziomy emisji CO<sub>2</sub> oraz stopnie wykorzystania źródeł odnawialnych.

### Model strefowy

W modelu strefowym cały rozważany system elektroenergetyczny zostaje podzielony na strefy, dla których obowiązuje jednolita cena energii elektrycznej. Zakłada się że w ramach strefy nie występują żadne ograniczenia przesyłowe. Zróżnicowanie cen między strefami pojawi się gdy ww. ograniczenia pojawią się na połączeniach międzystrefowych. Zazwyczaj jako strefę określa się duży obszar w ramach jednego kraju bądź też – co jest najczęstszym podejściem – strefa oznacza cały kraj. Takie podejście stosuje się w celu uproszczenia systemu rozliczeń, jednakże niesie ono też za sobą kilka problemów, wśród których jako główny można wymienić trudność w zdefiniowaniu granic poszczególnych stref. Zazwyczaj jako kryterium podziału przyjmuje się występowanie ograniczeń przesyłowych na liniach granicznych. Jednakże, w praktyce miejsce występowania tych ograniczeń jest zmienne w czasie, a tym samym trudno je zastosować jako kryterium do statycznego wydzielenia stref. Często jako kryterium podziału na strefy stosuje się poziom cen w rozważanym obszarze – jako strefę wydziela się obszar o zbliżonym poziomie cen energii elektrycznej.

Inną podnoszoną kwestią związaną z rozliczaniem strefowym energii elektrycznej jest brak sygnałów cenowych na rynku dla potencjalnych inwestorów w sektorze wytwórczym co powoduje konieczność wprowadzania dodatkowych mechanizmów (np. takich jak rynek mocy) w celu zapewnienia wystarczalności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie długoterminowym.

Należy dodać, że model strefowy jest pierwotnym mechanizmem, który wprowadzono aby radzić sobie

z ograniczeniami przesyłowymi. Jest również częściej akceptowany politycznie, jako mechanizm równego traktowania uczestników handlu energią. Stąd większość krajów europejskich stosuje właśnie taki model rynku.

### Model węzłowy

Koncepcję wyceny węzłowej po raz pierwszy przedstawił zespół prof. Fred Schweppe [5]. Zaproponowano model, w którym uzyskuje się cenę rozliczeń na podstawie rozwiązania problemu maksymalizacji dobrobytu społecznego przy ograniczeniach. Różnica w cenach między dwoma lokalizacjami odpowiada cenie kosztu przesyłu pomiędzy tymi dwoma węzłami. Ponieważ sieci elektroenergetyczne są nieliniowe (model AC) stąd model ten jest zwykle upraszczany przez liniowe przybliżenie zwane modelem DC. W kolejnych pracach rozwinięto model DC wyznaczając ceny węzłowe w ramach DCOPF (DC Optimal Power Flow) przy uwzględnieniu uwarunkowań technicznych związanych z ograniczeniami przesyłowymi i stratami przesyłowymi.

Zasadniczo system cen węzłowych jest bardziej złożony i bardziej wymagający obliczeniowo niż system cen strefowych. Dzieje się tak ponieważ ceny węzłowe (LMP), są wyznaczane jako krańcowe dla każdego węzła analizowanego układu. W ramach rozległego obszaru rynku energii elektrycznej, opartego na dużym systemie elektroenergetycznym, może występować kilka tysięcy węzłów. W systemie cen strefowych, w przeciwieństwie do cen węzłowych, cena energii elektrycznej jest również ustalana krańcowo, ale na większym poziomie ogólności (strefowym uproszczeniu modelu). Szczegółowość informacji o cenach dostępna w systemie cen węzłowych zazwyczaj nie jest dostępna w systemie strefowym. Generalnie ceny strefowe są tworzone w postaci agregacji cen węzłowych w ustalony sposób, np. poprzez agregację ważonych obciążeniem cen węzłowych.

W ramach systemu cen węzłowych, cena LMP składa się zasadniczo z trzech komponentów: systemowej krańcowej ceny (energii), krańcowego składnika przeciążenia oraz składnika strat krańcowych. W tym przypadku LMP w wybranym węźle odniesienia analizowanej sieci reprezentuje pierwszy z ww. składników. W podejściu standardowej dekompozycji wybór węzła odniesienia jest również ważny, ponieważ wybór różnych węzłów odniesienia może każdorazowo wskazać inny podział składników ceny węzłowej. Warto zauważyć, że jednak ostatecznie wartości cen LMP są niezależne od tego, który węzeł został wybrany jako węzeł odniesienia [6].

Metoda wyceny węzłowej jest obecnie stosowana w Argentynie, Chile, Nowej Zelandii, Singapurze czy też na wielu rynkach energii elektrycznej w Stanach Zjednoczonych. Ten system silnie podkreśla, że lokalizacja jest ważnym aspektem rynku energii elektrycznej, który powinien znaleźć odzwierciedlenie w cenie energii.

### Sformułowanie zadania

U podstaw obu modeli rynkowych leży problem optymalizacji rozdziału mocy wytwarzanych przy określonym zapotrzebowaniu z funkcją celu w postaci minimalizacji łącznych kosztów systemu. Prowadząc analizę porównawczą funkcję tą zrealizowano budując dwa opisane powyżej modele:

- model strefowy – w którym przepływ mocy jest nieograniczony (bez ograniczeń przesyłowych) w ramach każdej strefy cenowej BZ (Bidding Zone). W tym podejściu rozpatruje się jedynie zdolności przesyłowe pomiędzy strefami. Zdolności te przyjęto wyrażać jako tzw. NTC (Net Transfer Capacity). Jest to maksymalna moc czynna

przesyłana, wynikająca zwykle z obciążalności termicznej linii przesyłowej;

- model węzłowy – złożony z poszczególnych węzłów reprezentujących rozdzielnie (stacje) w systemie i połączonych liniami elektroenergetycznymi. Dla linii tych określono maksymalną zdolność przesyłową.

Dla powyższych modeli przyjęto generację i zapotrzebowanie przypisane odpowiednio do BZ bądź węzłów.

Zagadnienie analizy porównawczej rozwiązań obu modeli stale powraca w związku z poszukiwaniem ciągle doskonalszych rozwiązań rynkowych. Punktem odniesienia są rozwiązania stosowane w obszarze handlowym Europy Środkowej [7]. Elementem wiążącym w obu modelach jest wykorzystanie współczynników rozdziału PTDF (Power Transfer Distribution Factor). Wartość PTDF określa zmianę mocy gałęziowej z tytułu zmiany mocy węzłowej. W niniejszych analizach współczynniki PTDF wykorzystuje się do wyznaczenia, które linie są najbardziej narażone na przeciążenia. W sieci wartość PTDF jest określona przez topologię sieci i jej parametry (reaktancja) zgodnie z poniższą zależnością:

$$(1) \quad PTDF = B_l \cdot A \cdot \tilde{B}_w^{-1}$$

gdzie:  $PTDF$  – macierz współczynników rozdziału o wymiarach liczba linii  $\times$  liczba węzłów ( $l \times w$ ),  $B_l$  – macierz gałęziowa susceptancji,  $A$  – macierz incydencji gałęziowo-węzłowa,  $\tilde{B}_w^{-1}$  – odwrotna macierz susceptancji węzłowa po usunięciu wiersza i kolumny odpowiadającej węzłowi bilansującemu.

Kolejną wykorzystywaną wielkością jest NTC, które stanowią ograniczenia w ramach analizy wymiany mocy pomiędzy BZ. Do obliczeń zwykle stosuje się stałoprądowy model rozprężki (DC Power Flow). Dodatkowo przeprowadza się analizę krytycznych elementów sieci CBCO (Critical Branch Critical Outage). Wyniki tej analizy wzmacniają ograniczenia przesyłowe [7]. Celem wyznaczenia racjonalnej (uzasadnionej) liczby ograniczeń opracowano procedurę obliczeń opartą na 5 kryteriach. Istotę tych działań opisano poniżej w trzech krokach.

#### Krok 1

Z pierwotnej listy wszystkich elementów systemu stosując kryterium 1 usuwa się nieistotne dla pracy sieci elementy:

- O napięciu znamionowym poniżej zdefiniowanego progu,
- Pracujące równolegle oraz sprzęgła szyn,
- Sieci promieniowe niewykorzystywane w ramach wymiany i nieobjęte dodatkowymi restrykcjami.

#### Krok 2

Zgodnie z kryterium 2 na liście ograniczeń pozostawia się gałęzie, dla których przepływ przez co najmniej jedną godzinę w ramach symulacji ( $n-0$ ,  $n-1$ , bądź  $n-k$ ) przekracza zdefiniowaną wartość progową.

#### Krok 3

W tym kroku formułowana jest ostateczna (krótka) lista ograniczeń w postaci CBCO. Do tego celu wykorzystuje się kryteria 3 do 5. Zadaniem kryterium 3 jest wychwycenie ograniczeń dominujących, tj. o wysokich przepływach względem dopuszczalnych termicznie. W ramach kryterium 4 uwzględnia się ograniczenia istotne dla wymiany dwustronnej pomiędzy BZ w danym obszarze handlowym. Czułość wymiany dwustronnej jest weryfikowana poprzez średnie wartości strefowych PTDF wyznaczanych dla danej pary BZ w obszarze handlowym. Dodatkowo wybiera się w ramach kryterium 5 bezpośrednie linie graniczne (przy  $n-0$ ) do listy CBCO.

W formalnym zadaniu w ramach zdolności przesyłowej linii uwzględnia się margines bezpieczeństwa FRM (Flow Reiliability Margin), którego celem jest zachowanie pasma przepustowości dla przypadku nieprzewidzianych zdarzeń w systemie. Margines ten pierwotnie wynika z rozchyłu wartości oczekiwanych i rzeczywistych związanych z generacją bądź zapotrzebowaniem. W efekcie każde ograniczenie CBCO jest limitowane przez obciążalność termiczną ( $F_{max}$ ) skorygowaną o FRM.

Dla wyznaczonych limitów można obliczyć rozptył mocy FB (Flow Based) z ograniczeniami. W tym celu każde z ograniczeń jest wiązane z następującymi zmiennymi:

- Przepływy dwustronne (BE) pomiędzy BZ w obszarze handlowym,
- Wymiana pomiędzy BZ w obszarze handlowym i BZ poza tym obszarem (RoW),
- Wykorzystanie przepływów linii prądu stałego (DC),
- Wykorzystanie przesuwników fazowych (PST).

Przepływy określone pomiędzy BZ przez powyższe wielkości muszą być mniejsze niż termiczna obciążalność, margines FRM i rozptył w scenariuszu bazowym. Połączenie przepływów z dostępną zdolnością przesyłową w obszarze handlowym jak i pomiędzy poszczególnymi BZ następuje w ramach tzw. FBMC (Flow Based Market Coupling). W ten sposób uzyskuje się powiązanie pomiędzy modelem strefowym z próbą oddania cech modelu węzłowego.

Przepływ pomiędzy BZ jest ograniczony przez przypisane limity do poszczególnych CBCO oraz wynika z wyżej wprowadzonych zmiennych, co dla każdej godziny okresu analizy można opisać równaniem:

$$(2) \left( PTDF_{BZa,h} - PTDF_{BZb,h} \right) \cdot BE_{a \rightarrow b,h} + \left( PTDF_{BZa,h} - PTDF_{RoWc} \right) \cdot BE_{a \rightarrow c,h} + PTDF_{DC} \cdot DC_h + PTDF_{PST} \cdot PST_h \leq F_{max} - FRM$$

gdzie:  $h$  – dana godzina okresu analizy,  $a, b, c$  – strefy cenowe.

Do przedstawienia części z opisanych elementów modelu węzłowego i strefowego wykorzystano program PLEXOS. Poniżej przedstawiono przykład ilustrujący wyniki ilościowe prowadzonego procesu obliczeniowego.

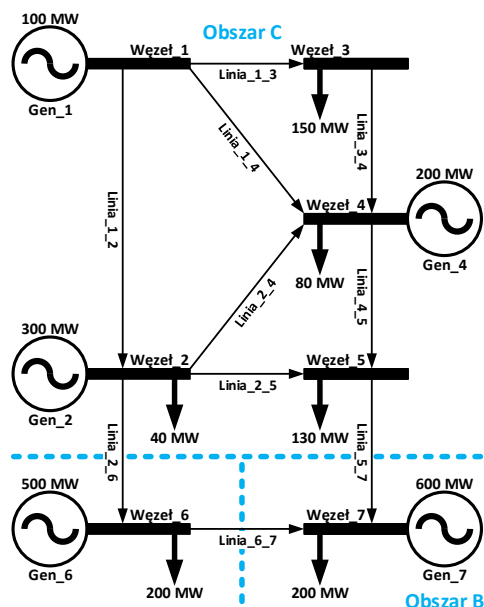
### Przykład obliczeniowy

W celu zobrazowania przedstawionej w artykule idei węzłowego i strefowego modelu rynku przeprowadzono prostą analizę porównawczą na przykładzie systemu 7. węzłowego przedstawionego na rysunku 1.

Węzły analizowanego systemu przypisano do 3 stref (obszarów), przy czym obszary A i B są obszarami jednowęzłowymi. Sumaryczne zapotrzebowanie w układzie wynosi 800 MW. Zapotrzebowanie to może zostać pokryte przez 5 jednostek wytwórczych o łącznej mocy 1700 MW. Moce zainstalowane (maksymalne) poszczególnych jednostek wytwórczych oraz jednostkowe koszty wytwarzania zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Parametry jednostek wytwórczych

Nazwa generatora	Moc zainstalowana [MW]	Koszt jednostkowy [zł/MWh]
Gen_1	100	50
Gen_2	300	100
Gen_4	200	150
Gen_6	500	200
Gen_7	600	250



Rys.1. Schemat systemu elektroenergetycznego wykorzystanego w analizie

Dla tak zdefiniowanego systemu przeprowadzono analizę uwzględniając zasady modelu węzłowego oraz strefowego w 3 wariantach. Warianty te opisują różne sytuacje sieciowe, które mogą mieć miejsce dla danego stanu pracy. Wśród wariantów rozpatrzono: układu bez ograniczeń (W1), z ograniczeniem występującym na linii międzyobszarowej (W2) oraz dodatkowo z ograniczeniem wewnątrzobszarowym (W3). W przypadku W2 ograniczenie wprowadzono na należącej do zbioru CBCO linii 6\_7 przez zmniejszenie jej dopuszczalnej obciążalności termicznej z wartości 150 MW do 50 MW. Z kolei w przypadku W3 dodatkowo zmniejszono w takiej samej skali dopuszczalną obciążalność termiczną na linii 2\_5 będącej wewnętrzną linią w obszarze C. Wprowadzone w przykładzie ograniczenia są odpowiednikami wspomnianych limitów wynikających z NTC.

W analizach wykorzystano funkcjonalność programu PLEXOS polegającą na możliwości definiowania szczegółów odwzorowania sieci oraz sposobu wyznaczania cen służących do rozliczeń wytwórców oraz odbiorców. W przypadku tego pierwszego kryterium wybrano do analizy modelowanie na poziomie węzłowym oraz modelowanie na poziomie obszarowym (w tym przypadku program PLEXOS automatycznie ignoruje wszelkie połączenia wewnątrzobszarowe). W kontekście cen rozliczeniowych przyjęto odpowiednio rozliczanie zarówno wytwórców jak i odbiorców po końcowej cenie węzłowej wyznaczonej indywidualnie dla każdego z węzłów (model węzłowy) oraz rozliczanie wszystkich podmiotów na rynku energii elektrycznej po cenie średnioważonej zapotrzebowaniem wyznaczonej dla każdego obszaru (model strefowy). W modelu strefowym wszystkie jednostki wytwórcze oraz odbiorcy należący do danego obszaru są rozliczani po cenie jednakowej w ramach strefy.

W ramach prezentowanych wyników zestawiono uzyskane w drodze optymalizacji ceny rozliczeniowe (odpowiednio węzłowe oraz strefowe). Poza cenami zestawiono produkcję w poszczególnych jednostkach wytwórczych. Ceny rozliczeniowe przedstawiono w tabeli 2, a rozdział mocy generowanych zestawiono w tabeli 3. Każdorazowo zachowano wyróżnienie dla rozpatrywanych wariantów obliczeniowych.

Poza wynikami cząstkowymi wyznaczono wskaźniki ekonomiczne, za pomocą których można ocenić

poszczególne rozpatrywane modele oraz wykorzystać wyniki cząstkowe. Wśród wskaźników ekonomicznych wykorzystano: nadwyżkę odbiorcy (CS), nadwyżkę wytwórcy (PS) oraz zwrot z ograniczeń (CR) [4].

Nadwyżkę danego (indeks  $i$ ) odbiorcy obliczono jako różnicę pomiędzy maksymalną wartością energii dla odbiorcy a poniesionymi kosztami na zakup energii, zgodnie z zależnością:

$$(3) \quad CS_i = (VoLL - p_i)q_{Li}$$

gdzie:  $VoLL$  – maksymalna cena, jaką jest w stanie zapłacić odbiorca za energię elektryczną (Value of Lost Load) w zł/MWh,  $p_i$  – cena energii w zł/MWh,  $q_{Li}$  – wielkość zapotrzebowania w MWh.

Nadwyżkę  $i$ -tego wytwórcy obliczono jako różnicę pomiędzy ceną i rozliczeniem wytworzonej energii a poniesionymi kosztami wytworzenia energii, zgodnie z zależnością (4), natomiast zwrot z ograniczeń dla danego połączenia został wyznaczony jako różnica cen na połączeniu i wielkości przepływu zgodnie z zależnością (5).

$$(4) \quad PS_i = (p_i - c_i)q_{Gi}$$

$$(5) \quad CR_{ij} = (p_j - p_i)q_{ij}$$

gdzie:  $c_i$  – jednostkowy koszt wytworzenia energii w zł/MWh,  $q_{Gi}$  – wielkość produkcji w MWh,  $q_{ij}$  – przesył energii przez dane połączenie w MWh.

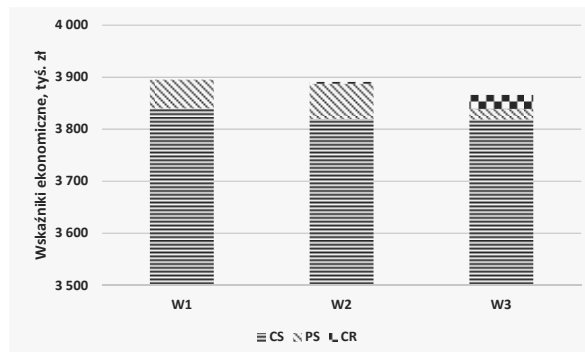
Tabela 2. Ceny rozliczeniowe energii elektrycznej, w zł/MWh

Wariant	W1	W2	W3
Model węzłowy			
Węzeł 1	200,00	221,82	157,69
Węzeł 2	200,00	219,09	100,00
Węzeł 3	200,00	222,73	176,92
Węzeł 4	200,00	223,64	196,15
Węzeł 5	200,00	230,91	350,00
Węzeł 6	200,00	200,00	200,00
Węzeł 7	200,00	250,00	250,00
Model strefowy			
Obszar A	200,00	200,00	200,00
Obszar B	200,00	250,00	250,00
Obszar C	200,00	225,20	229,33

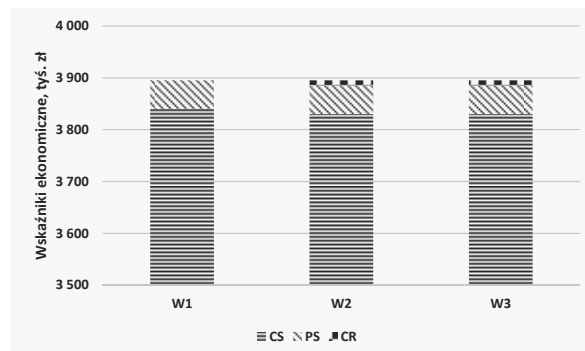
Tabela 3. Rozdział mocy generowanych, w MW

Wariant	W1	W2	W3
Model węzłowy			
Węzeł 1	100,00	100,00	100,00
Węzeł 2	300,00	300,00	147,69
Węzeł 3	0,00	0,00	0,00
Węzeł 4	200,00	200,00	200,00
Węzeł 5	0,00	0,00	0,00
Węzeł 6	200,00	120,18	76,15
Węzeł 7	0,00	79,82	276,15
Model strefowy			
Obszar A	200,00	120,18	76,15
Obszar B	0,00	79,82	276,15
Obszar C	600,00	600,00	447,69

W sytuacji, gdy nie występują ograniczenia w przesyłach energii elektrycznej (W1) rozwiązania uzyskiwane w obu modelach są jednakowe. Jest to jednak sytuacja idealna. W rzeczywistości zwykle występują trudności ze zrealizowaniem przewidywanego przesyłu. Wówczas następuje zróżnicowanie cen na rynku, co pokazują wyniki w wariantach W2 i W3. W tych przypadkach dodatkowo uzyskiwane są inne wyniki w modelu węzłowym i strefowym. W szczególności następuje inny rozkład uzyskiwanych efektów pomiędzy uczestników rynku energii. Zestawienie takie przedstawiono na rysunkach 2 i 3.



Rys.2. Zestawienie wskaźników ekonomicznych wyznaczonych w modelu węzłowym



Rys.3. Zestawienie wskaźników ekonomicznych wyznaczonych w modelu strefowym

## Wnioski i podsumowanie

Rozpatrując modele rynkowe należy zauważyć, że mają odpowiadać różnym potrzebom i priorytetom, w tym odpowiedzialności ograniczenia sieci na rynkach i sygnałach cenowych. Ocena różnych modeli rynku wyraźnie pokazuje, że żaden model nie jest optymalny we wszystkich kryteriach oceny. Bez wątpienia model węzłowy bezpośrednio przynosi sygnały uwarunkowań sieciowych w cenach, model strefowy natomiast odnosi się tylko do linii międzyobszarowych. Tym samym traci informację o wewnętrznych ograniczeniach. Jednak przy właściwym wyborze stref można uznać, że wyniki modeli będą zbliżone, a ich powiązanie z rozwojem i bezpieczeństwem pracy systemu będzie wystarczające.

**Autorzy:** Maksymilian Przygodzki, doktor habilitowany inżynier, profesor PŚ, Ekspert w PSE Innowacje Sp. z o.o.; e-mail: maksymilian.przygodzki@pse.pl  
Rafał Gwóźdź, magister inżynier, Główny Konsultant w PSE Innowacje Sp. z o.o.; e-mail: rafal.gwozdz@pse.pl  
Łukasz Wakuliński, magister inżynier, Konsultant w PSE Innowacje Sp. z o.o.; e-mail: lukasz.wakulinski@pse.pl

## LITERATURA

- [1] McAfee Preston R., Introduction to Economic Analysis, <https://www.mcafee.cc/Introecon/IEA2007.pdf>
- [2] Nasitowski M., System rynkowy. Podstawy mikro- i makroekonomii, *Wydawnictwo Key Text*, Warszawa 2016
- [3] Wood A. J., Wollenberg B. F., Power Generation Operation and Control, *John Wiley & Sons*, Singapore 2005
- [4] Przygodzki M., Kubek P., Gwóźdź R., Wakuliński Ł., Analiza efektów rynkowych połączonych systemów elektroenergetycznych, *Rynek Energii*, 2 (2018), s. 3-9
- [5] Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.D., Bohn R.E., Spot Pricing of Electricity, *Kluwer Academic Publishers*, Boston/Dordrecht/London 1988
- [6] Kocot H., Analiza i synteza rozwoju systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem kosztów krańcowych, *Wydawnictwo Politechniki Śląskiej*, Gliwice 2012
- [7] First Edition of the Bidding Zone Review. Final Report, ENTSO-E 2018, <https://docstore.entsoe.eu>