

CENY (I STAWKI) WĘZŁOWE – HARMONIZACJA ROZWIĄZAŃ RYNKOWYCH Z NOWYMI TRENDAMI ROZWOJOWYMI

dr inż. Roman Korab / Politechnika Śląska

WPROWADZENIE

Aktualna architektura krajowego rynku energii elektrycznej oparta jest na koncepcji „miedzianej płyty”, zgodnie z którą handel energią jest realizowany bez uwzględnienia praw elektrotechniki rządzących rozptywem mocy w sieci elektroenergetycznej i z pominięciem ograniczeń technicznych związanych z dostawą energii od wytwórcy do odbiorcy. W modelu „miedzianej płyty” cena rozliczeniowa jest jednakowa dla wszystkich uczestników rynku (jednakowa we wszystkich lokalizacjach w systemie), a jej wartość w danej godzinie zależy wyłącznie od ceny ofertowej zamykającego stos generacji wytwórcy krańcowego. Cena ta nie uwzględnia kosztów związanych ze stratami przesyłowymi i ograniczeniami sieciowymi. Koszty te są przenoszone na uczestników rynku (zwykle tylko na odbiorców) za pośrednictwem opłaty przesyłowej i najczęściej są one uśredniane w ramach danej grupy odbiorców (stosowana jest tzw. metoda „znaczka pocztowego”).

Analizy teoretyczne oraz doświadczenia praktyczne innych krajów wskazują, że właściwszym modelem rynku energii elektrycznej, m.in. z punktu widzenia szeroko rozumianego bezpieczeństwa dostaw, jest model oparty na koncepcji krótkookresowych cen węzłowych *LMP* (*Locational Marginal Prices*). Ceny węzłowe *LMP* są zróżnicowane w zależności od lokalizacji danego uczestnika rynku w systemie elektroenergetycznym i obejmują składnik związany z kosztem zakupu energii na potrzeby bilansowania zapotrzebowania, składnik związany ze stratami przesyłowymi oraz składnik związany z ograniczeniami sieciowymi. W modelu opartym na koncepcji cen węzłowych przy zawieraniu transakcji handlowych uczestnicy rynku biorą pod uwagę prawa elektrotechniki rządzące rozptywem mocy oraz ograniczenia techniczne związane z dostawą energii od wytwórcy do odbiorcy. W efekcie bieżące (operacyjne) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu jest wyższe niż w modelu „miedzianej płyty” [1]. Ponadto krótkookresowe ceny węzłowe (oraz wynikające z nich stawki węzłowe opłaty przesyłowej przenoszące koszty strat i ograniczeń sieciowych) generują odpowiednie bodźce ekonomiczne, mogące wpływać zarówno na decyzje dotyczące lokalizacji nowych elektrowni, jak i na kierunek (technologiczny) rozwoju systemu, a więc decyzje, których konsekwencje ujawniają się w długim okresie. Tym aspektem jest poświęcona dalsza część artykułu.

KRÓTKOOKRESOWA CENA WĘZŁOWA – DEFINICJA I INTERPRETACJA FIZYKALNA

Zgodnie z definicją zaproponowaną przez twórców teorii cen węzłowych [2, 3], cena węzłowa jest równa minimalnej zmianie kosztu bilansowania zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym, spowodowanej zmianą mocy odbieranej w danym węźle sieci, co można zapisać za pomocą zależności:

Streszczenie

Funkcjonujący w Polsce model rynku energii elektrycznej oparty jest na koncepcji „miedzianej płyty”, u podstaw której leży założenie, że handel energią może odbywać się w oderwaniu od praw elektrotechniki, rządzących rozptywem mocy w sieci, oraz bez uwzględnienia ograniczeń technicznych związanych z jej dostawą do odbiorcy. Takie rozwiązanie pociąga za sobą nieefektywność działania rynku, zarówno bieżącego, jak i inwestycyjnego. Rozwiązaniem alternatywnym, eliminującym wskazane ułomności modelu „miedzianej płyty”, jest mechanizm rynkowy oparty na koncepcji krótkookresowych cen węzłowych, będących elementem integrującym prawa elektrotechniki

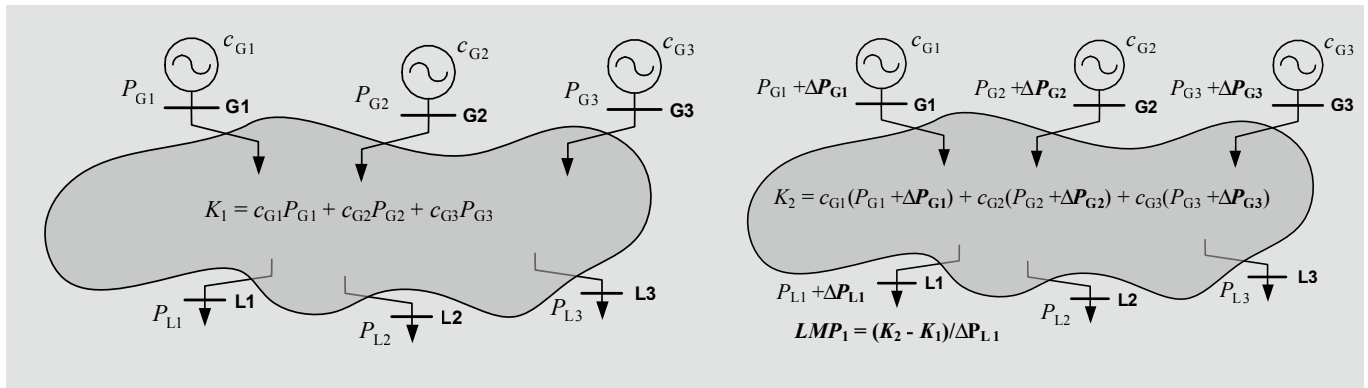
i ekonomii. Istotą tego rozwiązania jest zróżnicowanie cen w poszczególnych lokalizacjach w systemie, dzięki czemu uczestnicy rynku otrzymują właściwe sygnały ekonomiczne, dotyczące m.in. pożądanych lokalizacji nowych mocy wytwórczych oraz szacunkowych poziomów tych mocy, wymaganych ze względu na zbilansowanie lokalnego zapotrzebowania.

W artykule przedstawiono wyniki symulacji wykonanych na modelach krajowego systemu elektroenergetycznego, ilustrujące wymienione właściwości modelu cen węzłowych. Przedstawiono wyniki analiz uwzględniających rozwój energetyki atomowej oraz energetyki rozproszonej.

$$LMP_i = \frac{\partial K(P_{Gi})}{\partial P_{Li}} \quad (1)$$

przy czym P_{Li} oznacza moc czynną odbieraną w węźle i , natomiast $K(P_{Gi})$ jest kosztem bilansowania zapotrzebowania, równym sumie iloczynów ilości mocy wykorzystanych do bilansowania zapotrzebowania i odpowiednich cen ofertowych wytwórców.

Z powyższej definicji wynika, że cena węzłowa LMP odzwierciedla koszt dostarczenia dodatkowej jednostki energii do danego węzła sieci. Uproszczony sposób jej wyznaczania, pozwalający na łatwą interpretację fizykalną ceny węzłowej, można prześledzić na następującym przykładzie. W pokazanym na rys. 1 systemie pracuje trzech wytwórców oferujących energię w różnych cenach c_{Gi} . Wytwórcy ci połączeni są między sobą i z odbiorcami za pomocą sieci pracującej w układzie zamkniętym. Operator systemu bilansuje zapotrzebowanie, dokonując odpowiedniego rozdziału obciążeń między wytwórców z uwzględnieniem strat przesyłowych i ograniczeń sieciowych. Generacja poszczególnych wytwórców P_{Gi} jest określana w taki sposób, aby koszt bilansowania zapotrzebowania był minimalny. Dla stanu systemu elektroenergetycznego przedstawionego na rys. 1a koszt ten jest równy K_1 .



Rys. 1. Uproszczony sposób wyznaczania ceny węzłowej LMP : a) stan bazowy, b) stan po zwiększeniu zapotrzebowania w węźle L1

W celu wyznaczenia wartości ceny węzłowej LMP w węźle L1 należy zwiększyć zapotrzebowanie P_{L1} o pewną niewielką wartość ΔP_{L1} . Wzrost zapotrzebowania powoduje konieczność zmiany rozdziału generacji o ΔP_{Gi} , a w efekcie zmianę kosztu bilansowania. Dla stanu systemu po wzroście zapotrzebowania koszt ten wynosi K_2 (rys. 1b). Różnica kosztów bilansowania zapotrzebowania dla obu stanów systemu (przed i po zwiększeniu zapotrzebowania w węźle L1), podzielona przez wzrost zapotrzebowania w tym węźle (tj. przez ΔP_{L1}), jest równa cenie węzłowej LMP w węźle L1, przy czym jeżeli $\Delta P_{L1} = 1$ MW, to różnica kosztów K_2 i K_1 jest równa wprost cenie węzłowej LMP_1 . W analogiczny sposób można wyznaczyć wartości cen LMP w pozostałych węzłach.

Dokonując dekompozycji ceny węzłowej, można wykazać [4÷7], że zawiera ona wiele składników o prostej interpretacji fizykalnej. Są to:

- koszt węzłowy energii elektrycznej w węźle odniesienia
- koszt strat sieciowych
- koszt ograniczeń gałęziowych (związany z dopuszczalną obciążalnością linii i transformatorów)
- koszt ograniczeń napięciowych (związany z dopuszczalnymi poziomami napięć).

W formie analitycznej składniki te mają postać:

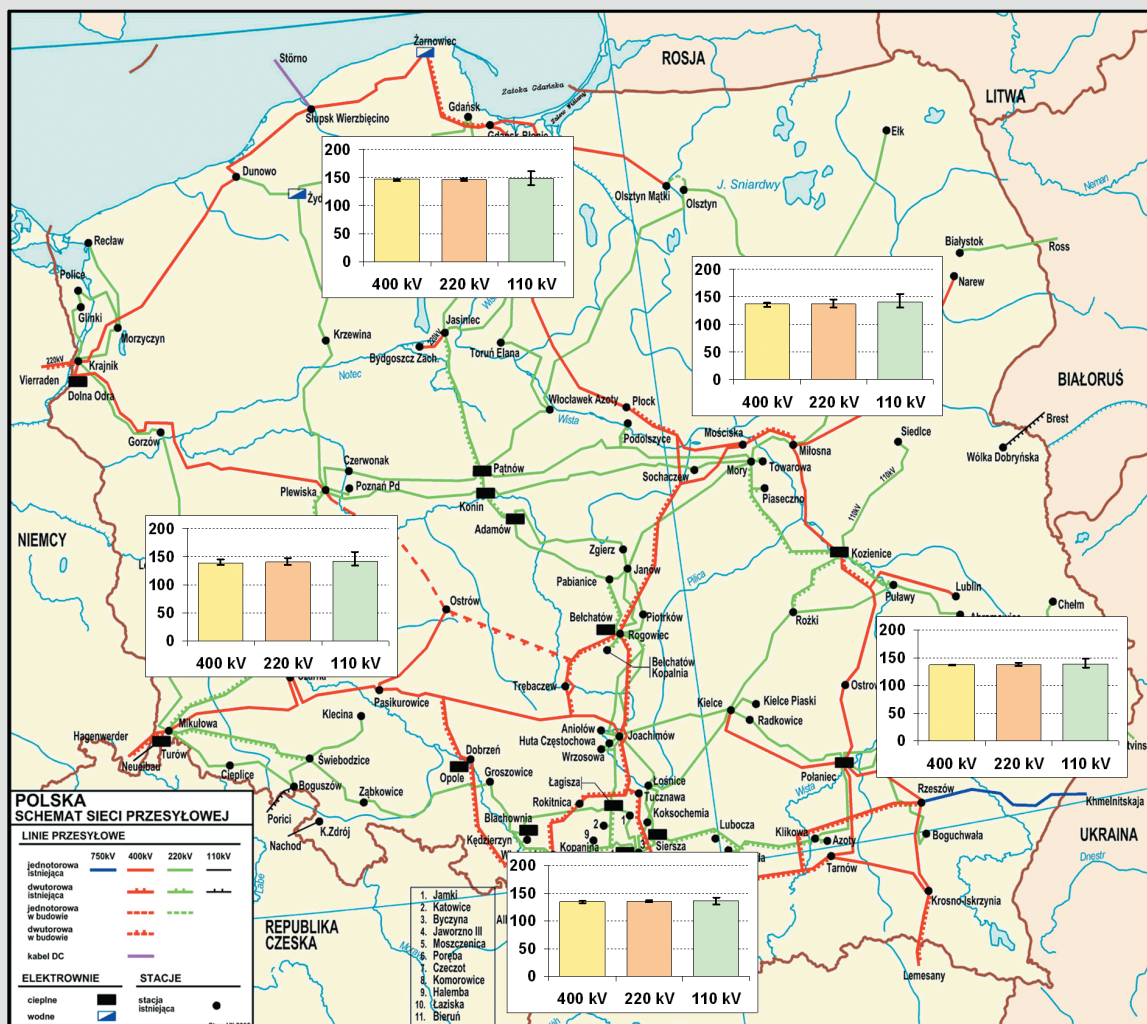
$$LMP_i = \left(1 + \frac{\partial P_{str}}{\partial P_{Li}} \right) \times LMP_b + \sum_{i \neq j} \mu_{ij}^{\max} \times \frac{\partial S_{ij}}{\partial P_{Li}} + \sum_{j=1}^n (-\mu_{vj}^{\min} + \mu_{vj}^{\max}) \times \frac{\partial U_j}{\partial P_{Li}} \quad (2)$$

przy czym LMP_b oznacza cenę węzłową w węźle odniesienia, P_{str} – straty mocy czynnej w sieci, S_{ij} – przepływ mocy pozornej w gałęzi łączącej węzły i oraz j , U_j – moduł napięcia w węźle j , μ – mnożnik Lagrange'a związany z odpowiednim ograniczeniem nierównościowym, natomiast n jest liczbą węzłów w analizowanej sieci.

Krótkookresowe ceny węzłowe powinny być wyznaczane w optymalnym stanie pracy systemu elektroenergetycznego, który ogólnie jest rozumiany jako stan, w którym koszty bilansowania zapotrzebowania osiągają wartość minimalną przy spełnieniu ograniczeń technicznych związanych z wytwarzaniem i dostawą energii do odbiorców. Do wyznaczania wartości cen węzłowych stosuje się zadanie optymalizacji rozpyływu mocy OPF (Optimal Power Flow) [8].

CENY WĘZŁOWE W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM (KSE)

Wykorzystując zadanie OPF oraz modele krajowej sieci 400/220/110 kV odwzorowujące zimowy i letni szczyt oraz dolinę zapotrzebowania, wyznaczono średnioroczne wartości cen węzłowych w normalnych stanach pracy polskiego systemu elektroenergetycznego¹. Otrzymane wyniki ilustruje rys. 2, na którym oznaczono wartość średnią ceny LMP w danym obszarze KSE (słupki) oraz wartości minimalne i maksymalne tych cen.

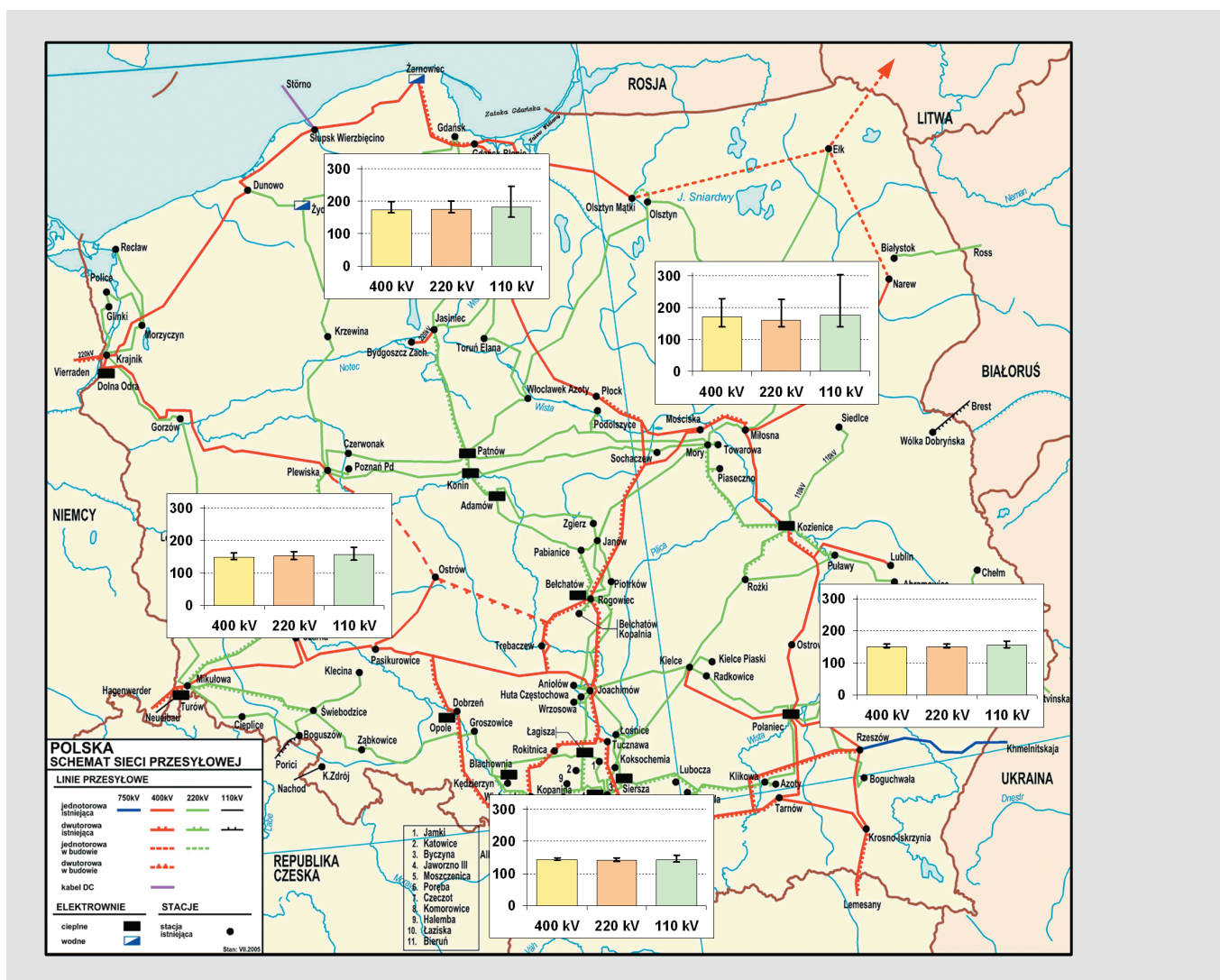


Rys. 2. Roczne średnioważone ceny węzłowe LMP (zł/MWh) na poszczególnych obszarach oraz poziomach napięciowych sieci 400/220/110 kV KSE

Dokonując analizy uzyskanych wyników, można stwierdzić, że w całej sieci 400/220/110 kV KSE maksymalna wartość ceny węzłowej wynosi 162,54 zł/MWh, a wartość minimalna 130,70 zł/MWh (średnio w KSE jest to 139,54 zł/MWh). Najwyższe wartości cen węzłowych (niezależnie od poziomu napięcia) występują na obszarze działania ODM Bydgoszcz, natomiast najniższe w ODM Katowice. Obserwuje się także różną zmienność cen węzłowych w węzłach leżących wewnątrz poszczególnych obszarów. Głównymi przyczynami zróżnicowania cen LMP na danym obszarze są bilans mocy oraz gęstość sieci w tej części systemu. Znajduje to dobre odzwierciedlenie w wynikach uzyskanych w ODM Katowice (równowaga wytwarzania i odbioru oraz duża gęstość sieci powodują niewielkie zróżnicowanie cen LMP we wszystkich poziomach napięciowych) oraz na obszarach ODM Bydgoszcz i ODM Warszawa (większe zróżnicowanie cen węzłowych jest wynikiem ujemnego bilansu mocy w obszarze – przewaga odbioru nad wytwarzaniem – oraz stosunkowo słabym rozwojem sieci w tych rejonach kraju). Postępujące zróżnicowanie cen węzłowych może być zatem symptomem pogarszającego się poziomu bezpieczeństwa dostaw w danej części systemu.

1 W obliczeniach przyjęto, że średnia cena energii oferowanej przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane jest równa 137,40 zł/MWh (cena maksymalna = 163,16 zł/MWh, cena minimalna = 107,03 zł/MWh).

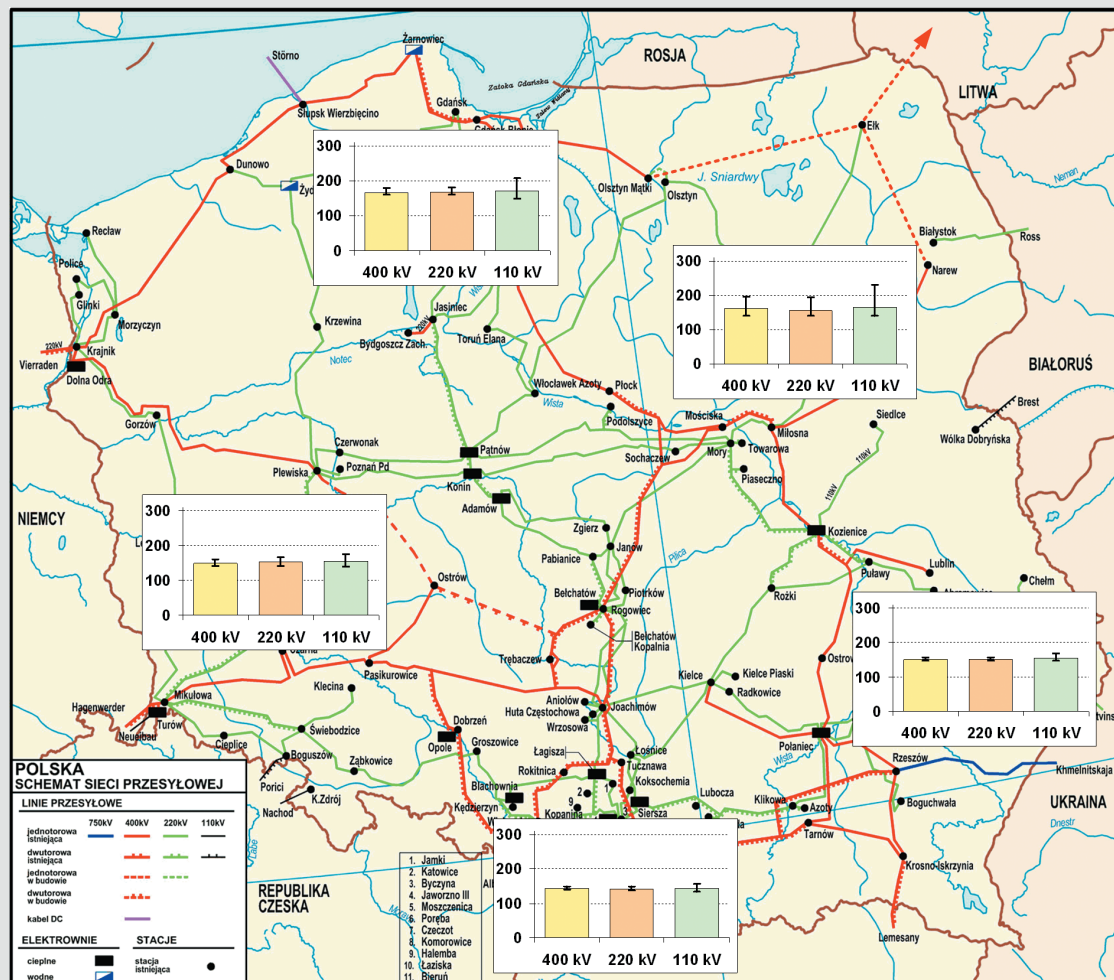
Z wykonanych analiz wynika, iż w normalnych stanach pracy KSE zróżnicowanie cen węzłowych w poszczególnych węzłach sieci 400/220/110 kV jest na umiarkowanym poziomie, odpowiadającym przyjętemu poziomowi zróżnicowania cen ofertowych wytwórców. W KSE mogą jednak zaistnieć sytuacje, w których różnice w cenach LMP między poszczególnymi obszarami (a nawet węzłami sieci) osiągną bardzo duże wartości. Taka przykładowa sytuacja, jak na razie hipotetyczna, została zilustrowana na rys. 3, który prezentuje wyniki otrzymane dla modelu KSE, w którym uwzględniono planowane połączenie z systemem litewskim (zamodelowano eksport energii z KSE w wysokości 1500 MW). W układzie założono rozbudowę krajowej sieci przesyłowej (nowe linie 400 kV zaznaczono linią przerywaną), jednak pomimo tej rozbudowy, przy eksporcie 1500 MW do systemu litewskiego, nie było możliwe dotrzymanie wszystkich ograniczeń sieciowych (głównie w sieci 110 kV). W związku z tym w obliczeniach dla tego przykładu ograniczenia sieciowe zostały pominięte, w efekcie czego zróżnicowanie cen węzłowych między poszczególnymi węzłami wynika wyłącznie ze strat mocy.



Rys. 3. Ceny węzłowe LMP (zł/MWh) na poszczególnych obszarach oraz poziomach napięciowych sieci 400/220/110 kV KSE przy eksporcie 1500 MW do systemu litewskiego

Przy eksporcie energii z KSE do systemu litewskiego obserwuje się znaczący wzrost wartości cen węzłowych w północno-wschodnich regionach kraju w stosunku do sytuacji, w której ten eksport nie występuje. Spowodowane jest to tym, że eksportowana energia musi zostać przesłana z daleko położonych źródeł, co skutkuje bardzo silnym wzrostem strat mocy w sieci 400/220/110 kV KSE (straty wynoszą 857 MW, przy 617 MW dla analogicznego układu, w którym eksport nie występuje). Jedną z możliwości zmniejszenia strat mocy jest budowa nowych ciągów liniowych, przy czym należy zaznaczyć, że aktualnie jest to sposób mało realny (ze względu na trudności formalnoprawne związane z budową nowych linii, w szczególności w obszarach cennych przyrodniczo). Drugą, bardziej realną możliwością, jest budowa źródeł generacji rozproszonej. W analizach założono budowę

sześciu źródeł kogeneracyjnych o mocy elektrycznej 10 MW (lokalizacje: Augustów, Ełk, Grajewo, Olecko, Suwałki, Szczętno) oraz jednego gazowego źródła szczytowego o mocy 50 MW (lokalizacja w pobliżu elektrowni Ostrołęka). Wartości cen węglowych po wprowadzeniu do pracy źródeł generacji rozproszonej przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Ceny węglowe LMP (zł/MWh) na poszczególnych obszarach oraz poziomach napięciowych sieci 400/220/110 kV KSE przy eksporcie 1500 MW do systemu litewskiego (układ ze źródłami generacji rozproszonej)

Wykonane analizy wskazują, że wprowadzenie do pracy źródeł generacji rozproszonej spowodowało znaczące zmniejszenie wartości cen węglowych na obszarze północno-wschodniej Polski. Wynika to przede wszystkim z faktu, że praca tych źródeł przyczyniła się do widocznego (ok. 5%) zmniejszenia strat mocy czynnej w sieci 400/220/110 kV KSE.

Zaprezentowany przykład wyraźnie pokazuje, w jaki sposób ceny węglowe LMP wskazują miejsca lokalizacji nowych źródeł (lub ogólnie lokalizacji nowych inwestycji w systemie elektroenergetycznym). Wysokie wartości tych cen na danym obszarze wskazują na niedobór zdolności wytwórczych w tym rejonie (przewagę zapotrzebowania nad odbiorem), a więc na pogarszanie się bezpieczeństwa dostaw energii odbiorcom końcowym. W przypadku modelu „miedzianej płyty” ceny zostają uśrednione na obszarze całej Polski, w efekcie czego informacja o potencjalnym zagrożeniu bezpieczeństwa dostaw w pewnych częściach kraju zostaje zatracona.

STAWKI WĘGLOWE PRZENOSZĄCE KOSZT STRAT I OGRANICZEŃ SIECIOWYCH

Krótkookresowe ceny węglowe LMP mogą stanowić podstawę do określania stawek opłaty przesyłowej, przenoszących koszty związane ze stratami mocy oraz ograniczeniami sieciowymi, tzw. stawek opłaty rynkowej

[1]. Pierwszym rodzajem stawek opłaty rynkowej są stawki typu punkt-punkt, mające zastosowanie w kontraktach dwustronnych, z jednoznacznie określonym węzłem wytwórczym i odbiorczym. Wartość stawki opłaty rynkowej punkt-punkt jest równa różnicy ceny węzłowej w węźle odbiorczym i ceny w węźle wytwórczym, między którymi został zawarty kontrakt dwustronny [3].

Właściwości energii elektrycznej jako towaru powodują, że w zakupie energii, np. na giełdzie lub w przedsiębiorstwie obrotu, nie można jednoznacznie wskazać węzła, w którym została ona wyprodukowana. Nie można więc kupowanej w ten sposób energii obciążyć opłatą rynkową typu punkt-punkt. Rozwiązanie tego problemu jest możliwe przy wykorzystaniu stawek węzłowych, określonych z wykorzystaniem koncepcji węzła wirtualnego [6]. Przy założeniu, że sumarycznie wytwórcy i odbiorcy ponoszą opłatę przesyłową w jednakowej proporcji (pokrywają koszty przesyłu po połowie), stawki opłat węzłowych dla wytwórcy i odbiorcy wyznacza się z zależności:

$$SO_{Gi} = LMP_{sr} - LMP_i \quad (3)$$

$$SO_{Li} = LMP_i - LMP_{sr} \quad (4)$$

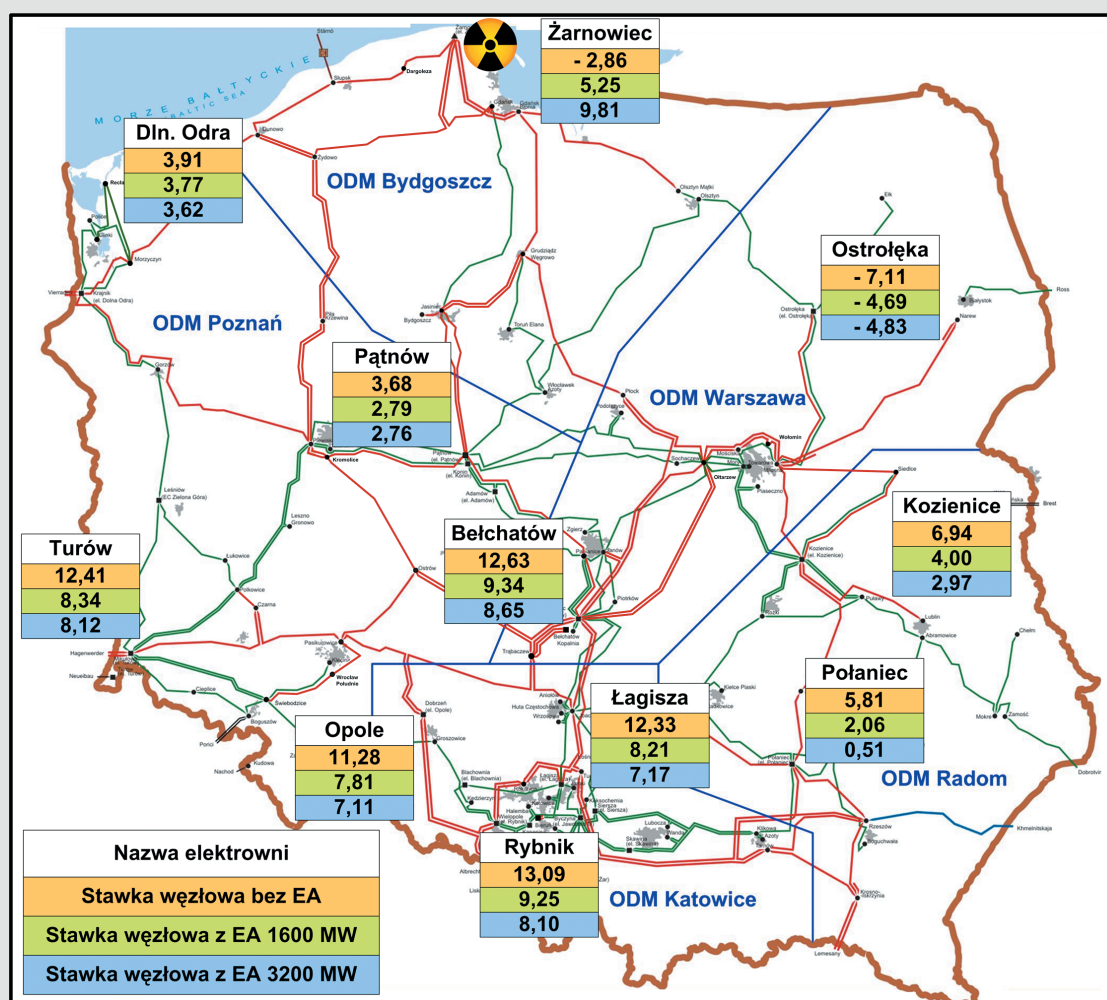
przy czym LMP_{sr} oznacza cenę w węźle wirtualnym, określoną wzorem:

$$LMP_{sr} = \frac{\sum_{i=1}^n LMP_i \times P_{Gi} + \sum_{i=1}^n LMP_i \times P_{Li}}{\sum_{i=1}^n P_{Gi} + \sum_{i=1}^n P_{Li}} \quad (5)$$

STAWKI WĘZŁOWE W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

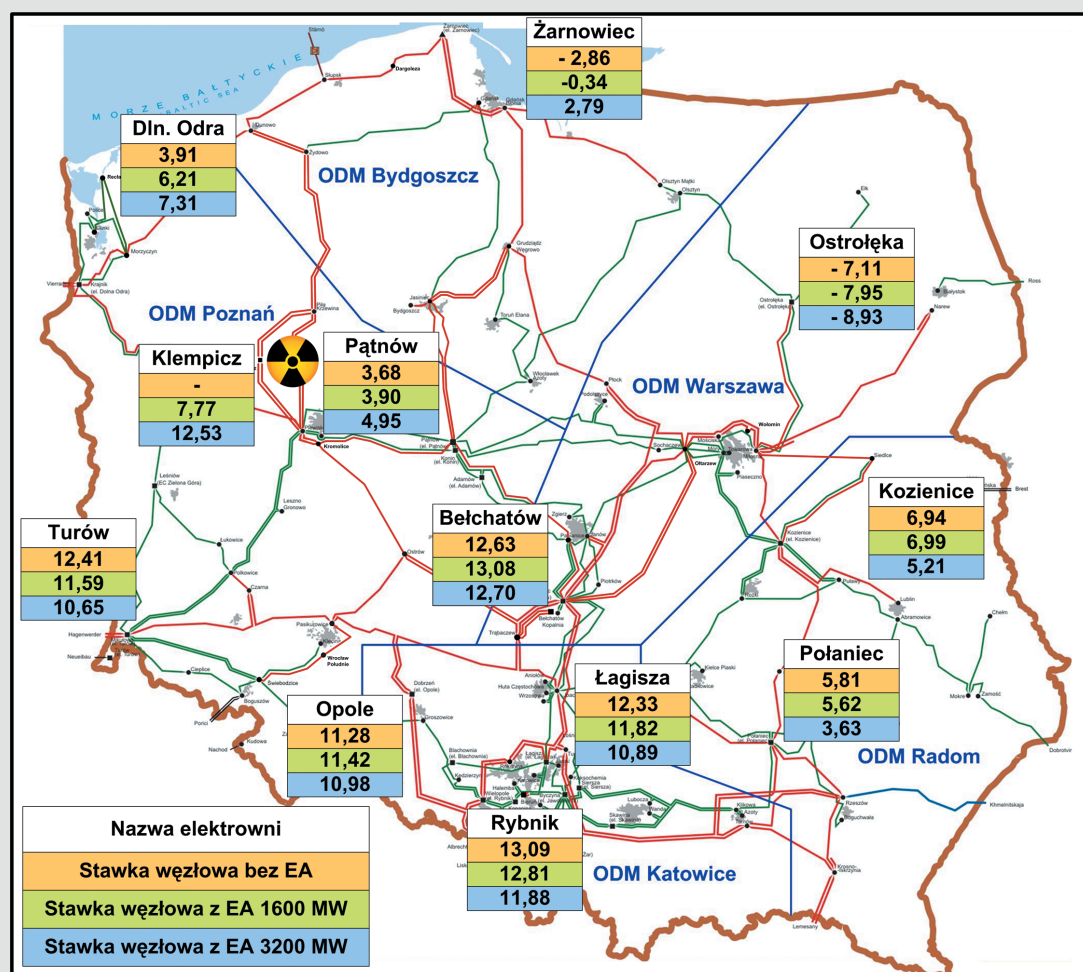
Stawki węzłowe opłaty rynkowej, podobnie jak same ceny węzłowe, jednoznacznie wskazują pożądane, ze względów na poprawę warunków pracy sieci elektroenergetycznej, miejsca lokalizacji nowych jednostek wytwórczych (wysokie ceny węzłowe prowadzą do niskich stawek opłaty dla wytwórców). Najkorzystniejszymi lokalizacjami są węzły, gdzie stawki opłaty przyjmują wartości ujemne, co oznacza, że w modelu rynku, w którym również wytwórcy uczestniczą w pokrywaniu kosztów przesyłu, wytwórca przyłączony do takiego węzła nie tylko nie musi pokrywać części kosztów związanych z przesyłem energii, ale jeszcze otrzymuje dopłatę od operatora. Dopłata ta wynika z tego, że generacja mocy w węźle z ujemną stawką opłaty wpływa korzystnie na funkcjonowanie całego systemu, poprzez zmniejszenie kosztów związanych ze stratami i ograniczeniami sieciowymi. Aktualnie obszarem KSE o najniższych stawkach węzłowych jest północna część Polski. Poniżej przedstawiono wartości stawek węzłowych w wybranych węzłach wytwórczych, w krajowej sieci 400 i 220 kV, dla dwóch wariantów rozwoju KSE: przy założeniu budowy elektrowni atomowej oraz analogicznego, pod względem mocy zainstalowanej, rozwoju generacji rozproszonej.

W analizach wykorzystano model krajowego systemu elektroenergetycznego 400/220/110 kV uwzględniający planowany rozwój sieci 400 i 220 kV (według planów z połowy roku 2008). Rozwój ten dotyczył przede wszystkim poprawy zasilania aglomeracji warszawskiej, wrocławskiej i poznańskiej, wzmocnienia sieci przesyłowej w północnej Polsce, a także poprawy zdolności przesyłowych KSE na przekroju północ – południe. Zapotrzebowanie na moc czynną było równe 29,3 GW. W wariantcie z elektrownią atomową uwzględniono dwie najbardziej prawdopodobne lokalizacje tego typu źródła, tj. miejscowości Żarnowiec oraz Klempicz [9]. Na rys. 5 i 6 przedstawiono wartości stawek węzłowych w wybranych węzłach wytwórczych o napięciu 400 i 220 kV, w układzie bez i z elektrownią atomową Żarnowiec i Klempicz (rozpatrzono dwa poziomy mocy elektrowni: 1600 i 3200 MW).



Rys. 5. Stawki węzłowe opłaty rynkowej w wybranych węzłach wytwórczych o napięciu 400 i 220 kV, w układzie bez i z elektrownią atomową Żarnowiec

W układzie bez elektrowni atomowej stawki węzłowe opłaty rynkowej dla wytwórców przyjmują wartości ujemne w dwóch (spośród wybranych) węzłach: Żarnowiec i Ostrołęka. Jest to jednoznaczny sygnał wskazujący na deficyt zdolności wytwórczych w tych obszarach. W pozostałych węzłach stawki opłaty są dodatnie, przy czym osiągają one najwyższe wartości w węzłach, do których przyłączone są elektrownie: Bełchatów, Turów oraz elektrownie śląskie. Przyłączenie elektrowni atomowej o mocy 1600 MW do węzła Żarnowiec zmienia rozptył mocy w sieci, prowadząc m.in. do obniżenia strat oraz złagodzenia siły oddziaływania i liczby aktywnych ograniczeń sieciowych, efektem czego jest zmiana cen węzłowych i w konsekwencji stawek węzłowych opłaty rynkowej. Z punktu widzenia większości krajowych wytwórców systemowych zmiana stawek węzłowych, wynikająca z przyłączenia elektrowni atomowej do węzła Żarnowiec, jest korzystna, ponieważ stawki opłaty obciążającej produkowaną przez nich energię ulegają zmniejszeniu. Z kolei rozpatrując sytuację węzła Żarnowiec, można stwierdzić, że przyłączenie elektrowni o mocy 1600 MW do tego węzła jest niekorzystne z punktu widzenia wytwórców tam zlokalizowanych, bowiem stawka opłaty przez nich ponoszonej zauważalnie wzrasta. Świadczy to o tym, że ze względu na zbilansowanie lokalnego zapotrzebowania taka wartość mocy jest zbyt duża. Zaobserwowane efekty pogłębiają się przy zwiększeniu mocy elektrowni atomowej przyłączonej do węzła Żarnowiec do poziomu 3200 MW.

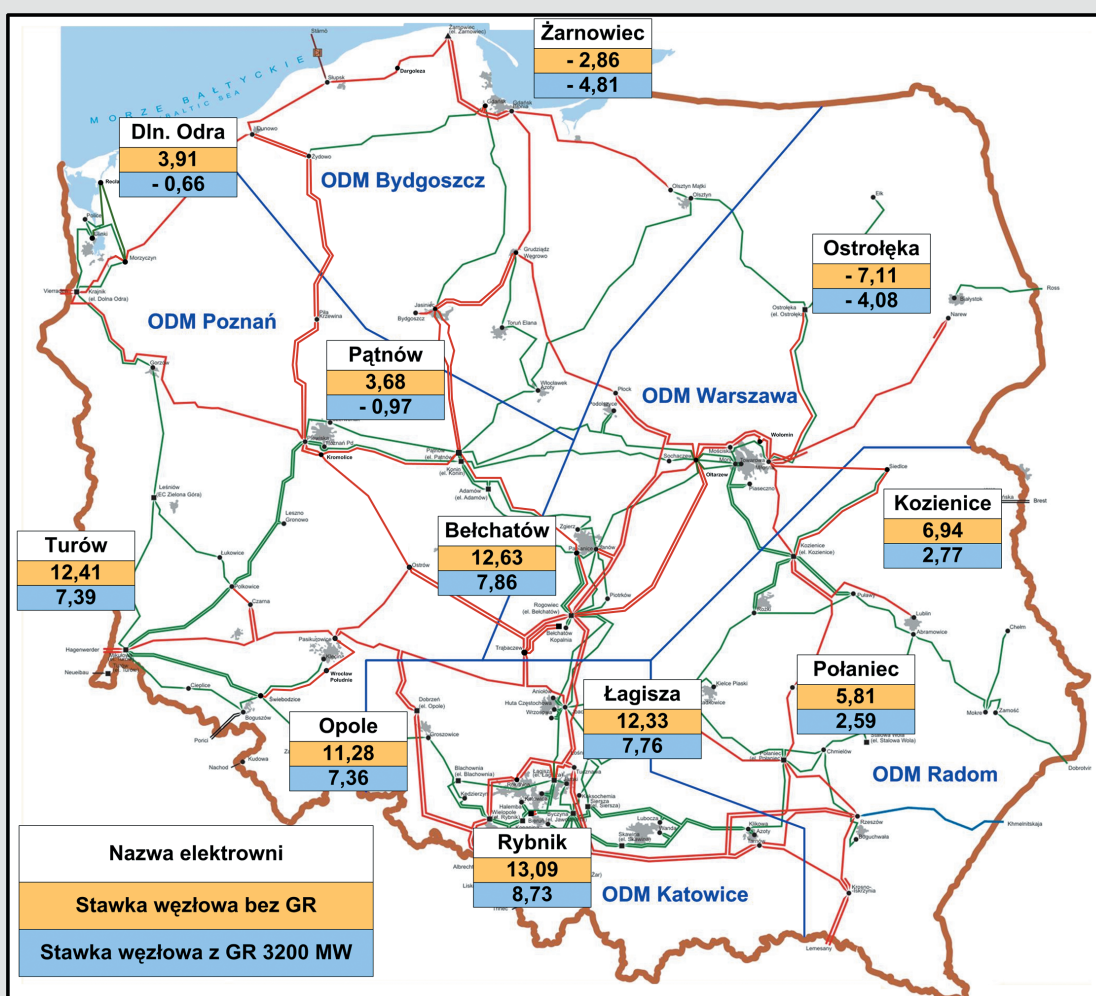


Rys. 6. Stawki węzłowe opłaty rynkowej w wybranych węzłach wytwórczych o napięciu 400 i 220 kV, w układzie bez i z elektrownią atomową Klempicz

Omówione wyniki analiz wykonanych przy założeniu lokalizacji elektrowni atomowej w węźle Żarnowiec wskazują, że rozwój mocy wytwórczych w Polsce północnej będzie korzystnie wpływał na warunki pracy całego KSE. Z kolei w przypadku lokalizacji elektrowni atomowej w Klempiczu efekty nie są już tak jednoznaczne, bowiem lokalizacja ta znajduje się w niedalekiej odległości od kilku istniejących elektrowni systemowych. W efekcie w niektórych węzłach następuje wzrost stawek węzłowych. Dotyczy to np. węzłów, do których przyłączone są elektrownie kondensacyjne Bełchatów, Pątnów i Dolna Odra oraz elektrownia wodna Żarnowiec. Wysokie wartości stawek węzłowych w samym węźle Klempicz świadczą z kolei o nadmiernej koncentracji mocy wytwórczych w tym regionie. Przy podejmowaniu ewentualnej decyzji o lokalizacji elektrowni atomowej w KSE aspekty te powinny zostać uwzględnione.

Alternatywnym, w stosunku do budowy elektrowni atomowej, wariantem rozwoju podsektora wytwórczego w KSE może być rozwój energetyki rozproszonej. W celu dokonania oceny efektów, jakie uzyskuje się w wyniku wprowadzenia do pracy źródeł rozproszonych, przeanalizowano wiele stanów pracy KSE, dla których założono rozwój generacji rozproszonej o łącznej mocy 3200 MW (moc odpowiadająca jednemu z wariantów rozpatrzonych przy analizie wpływu elektrowni atomowej), przy czym założono dodatkowo, że połowa tej mocy będzie zainstalowana w źródłach wiatrowych, a pozostała część w źródłach rozproszonych, wykorzystujących inne technologie wytwarzania, np. w źródłach opartych na spalaniu biogazu. W wykonanych analizach źródła rozproszone były przyłączane losowo do istniejących węzłów sieci zamkniętej KSE – źródła wiatrowe na obszarze Polski północnej, natomiast pozostałe źródła generacji rozproszonej na obszarze całego kraju. Również moc tych źródeł podlegała losowaniom (wylosowana moc farm wiatrowych mieściła się w przedziale od 20 do 40 MW, natomiast moc pozostałych źródeł od 1 do 5 MW). Wykonano 50 losowań. Dla każdego stanu pracy KSE wyznaczono wartości cen i stawek węzłowych. Na rys. 7 przedstawiono wyniki obliczeń stawek węzłowych (wartości średnie z 50 losowych stanów pracy KSE) w wybranych węzłach wytwórczych o napięciu 400 i 220 kV.

Analizując uzyskane wyniki, można stwierdzić, że rozwój energetyki rozproszonej w KSE będzie prowadził do wyraźnego zmniejszenia stawek węzłowych w węzłach wytwórczych 400 i 220 kV (wyjątkiem jest elektrownia Ostrołęka, w której obserwuje się wzrost stawki węzłowej, jednak jej wartość cały czas pozostaje ujemna). Wynika to głównie z przeniesienia wytwarzania bliżej odbioru, w efekcie czego zmniejszają się straty przesyłowe oraz zostają złagodzone ograniczenia sieciowe. Z kolei porównując wartości stawek węzłowych dla stanów pracy KSE z założonym rozwojem energetyki rozproszonej (rys. 7) z odpowiednimi stanami pracy z zamodelowaną elektrownią atomową (rys. 5 i 6), można zaobserwować, że dla lokalizacji elektrowni atomowej w Żarnowcu rezultaty w większości węzłów wytwórczych są podobne, z tą różnicą, że przy rozwoju generacji rozproszonej nie występuje negatywny efekt w postaci wzrostu stawki węzłowej w węźle Żarnowiec. Natomiast lokalizacja elektrowni atomowej w Klempiczu daje zdecydowanie gorsze rezultaty niż wynikające z rozwoju źródeł rozproszonych.



Rys. 7. Stawki węzłowe opłaty rynkowej w wybranych węzłach wytwórczych o napięciu 400 i 220 kV, w układzie bez i ze źródłami generacji rozproszonej o łącznej mocy 3200 MW

PODSUMOWANIE

W warunkach rynkowych funkcjonowania sektora elektroenergetycznego to rynek powinien kreować odpowiednie sygnały ekonomiczne wspomagające kształtowanie polityki inwestycyjnej. Sygnałem takim może być np. cena energii – wyższa w obszarze, w którym występuje deficyt mocy wytwórczych. Zróżnicowanie cen w zależności od usytuowania poszczególnych wytwórców i odbiorców w systemie jest właśnie istotą modelu rynku opartego na koncepcji cen węzłowych LMP.

Wskazanej cechy nie ma natomiast aktualnie funkcjonujący w Polsce model „miedzianej płyty”, charakteryzujący się jednakową ceną energii w każdym węźle systemu. Brak zróżnicowania lokalizacyjnego cen w modelu

„miedzianej płyty” jest kolejnym czynnikiem zniechęcającym potencjalnych inwestorów do inwestowania w tych obszarach kraju, które już obecnie są zapóźnione pod względem rozwoju infrastruktury zapewniającej bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Efektem tego może być dalsze pogłębianie się różnic między poszczególnymi regionami Polski oraz wzrost ryzyka utraty bezpieczeństwa dostaw na niektórych obszarach kraju.

Sygnały ekonomiczne generowane przez mechanizm rynkowy oparty na modelu cen węzłowych, oprócz jednoznacznego wskazywania obszarów preferowanych do lokalizacji nowych mocy wytwórczych, mogą być również pomocne do oszacowania ilości tych mocy wymaganych w poszczególnych lokalizacjach ze względu na zbilansowanie występującego tam zapotrzebowania. Przedstawione wyniki analiz wskazują, że nadmierna koncentracja mocy wytwórczych w pojedynczym węźle prowadzi do pogorszenia sytuacji przyłączonych do niego wytwórców. W przypadku instalowania większej liczby mniejszych źródeł ten negatywny efekt nie występuje. Model cen węzłowych jest zatem spójny z nowymi trendami rozwojowymi w sektorze elektroenergetycznym, których istotą jest szerokie wykorzystanie źródeł generacji rozproszonej.

Przedstawione wyniki badań zostały uzyskane w ramach Projektu Badawczego Zamawianego „Bezpieczeństwo Elektroenergetyczne Kraju” (PBZ-MEiN-1/2/2006), realizowanego przez konsorcjum politechnik: Gdańskiej, Śląskiej, Warszawskiej i Wrocławskiej.

BIBLIOGRAFIA

1. Popczyk J., Żmuda K., Kocot H., Korab R., Siwy E., Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.
2. Caramanis M.A., Bohn R.E., Schweppe F.A., Optimal Spot Pricing: Practice and Theory. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, nr 9, September 1982.
3. Schweppe F.Z., Caramanis M.Z., Tabors R.D., Bohn R.E., Spot Pricing of Electricity, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/London, 1988.
4. Rivier M., Perez-Arriaga I., Computation and decomposition of spot prices for transmission pricing. 11th PSC Conference, Avignon, France, August 1993.
5. Xie K., Song Y.H., Stonhan J., Yu E., Liu G., Decomposition model and interior point methods for optimal spot pricing of electricity in deregulation environments. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, nr 1, February 2000.
6. Kocot H., Planowanie rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV w warunkach rynku energii elektrycznej, rozprawa doktorska, Gliwice 2000.
7. Korab R., Modele efektywnych taryf przesyłowych w sieciach elektroenergetycznych, rozprawa doktorska, Gliwice 2003.
8. Wood A.J., Wollenberg B.F., Power Generation, Operation and Control, J. Wiley & Sons Inc., New York 1996.
9. Kasprzyk S., Program polskiej energetyki jądrowej – najkorzystniejsze lokalizacje, moce w tych lokalizacjach, rozwój i modernizacja sieci NN i rozdzielni NN, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 9, 2009.