

Przegląd metod rozliczeń za moc bierną

Streszczenie. Moc bierna nie jest mocą użyteczną, ale jest niezbędna z punktu widzenia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz wielu maszyn i urządzeń elektrycznych. Ze względu na odmienną, wciąż niejednoznaczną interpretację fizyczną mocy biernej w porównaniu z mocą czynną, opłaty za nią są kształtowane w odrębny sposób, nie w pełni odpowiadający wymogom konkurencyjnego rynku energii. Tworzenie właściwego systemu rozliczeń za moc bierną jest przedmiotem wielu prac naukowych i dyskusji z udziałem praktyków elektroenergetyków. W artykule dokonano przeglądu dotychczasowych propozycji nowych rozwiązań sposobu kształtowania opłat i rozliczeń za moc (energię) bierną, które mogą posłużyć jako punkt wyjścia przy poszukiwaniu najlepszych rozwiązań na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej.

Abstract. Reactive power is non-active power but it is indispensable for well-functioning of electric power system as well as for proper operation of different electric machines and devices. The still unclear physical interpretation of reactive power causes that its pricing is based on quite different rules as compared with pricing methods used in the case of active power (and active energy). Creation of adequate reactive power pricing has been a subject of large scientific research with substantial involvement of power system practitioners. This paper provides a critical literature review of different proposals of reactive power pricing that may serve as a starting point in seeking the best pricing methods to be implemented in competitive electric energy market. (**Reactive power pricing – State of the art**).

Słowa kluczowe: moc bierna, rynek energii, opłaty za moc bierną, kształtowanie opłat za energię

Keywords: reactive power, power market, payment for reactive power, power pricing

Wstęp

Moc bierna, jako moc nieaktywna, w przeciwieństwie do mocy czynnej, nie jest zamieniana na pracę użyteczną. Jest ona marą energii, jaka gromadzi się w wytwarzanych, zmiennych w czasie, polach elektromagnetycznych elementów reaktancyjnych. Jej pojawianie się jest immanentnym zjawiskiem, charakterystycznym dla układów prądu przemiennego. Przesył mocy biernej wiąże się z szeregiem niekorzystnych zjawisk, wpływających negatywnie na proces dostarczania energii elektrycznej do odbiorców (m.in. spadki i straty napięć, dodatkowe straty mocy czynnej na przesyle, ograniczenie zdolności wytwarzania energii czynnej i zdolności przepustowych), o czym szczegółowo informują podręczniki z zakresu podstaw elektroenergetyki. Powyższe sprawia, że pobieranie mocy biernej przez odbiorców końcowych powinno podlegać określonym restrykcjom. Z drugiej strony, ze względu na reaktancyjny charakter wielu elementów sieciowych, istnieje nieunikniona konieczność wytwarzania określonych wartości mocy biernej w systemie elektroenergetycznym (SEE). Utrzymanie bilansu mocy biernej w poszczególnych obszarach SEE, warunkuje jego stabilność napięciową.

W warunkach rynkowych, wytwarzanie i dostarczanie użytecznej formy energii jest traktowane jako usługa komercyjna i powinno być realizowane zgodnie z zasadami ekonomii oraz wolności gospodarczej. Usługi związane z utrzymaniem niezawodności procesu dostarczania energii elektrycznej, jako usługi systemowe (pomocnicze, *ancillary services*) również powinny podlegać zdrowym regułom wolnego rynku. Za taką usługę można uznać pobór i generację mocy biernej w węzłach sieci. Właściwe gospodarowanie mocą bierną jest elementem wpływającym na niezawodność i efektywność dostaw energii elektrycznej. Sposób kształtowania rozliczeń za użytkowanie mocy (energii) biernej przez podmioty przyłączone do sieci powinien uwzględniać rzeczywiste znaczenie usługi dla funkcjonowania SEE w danych warunkach (zarówno *in plus*, jak i *in minus*). Problem ten stał się tematem wielu prac naukowych.

Problem rozliczeń za moc bierną

Pierwotnie, alokacja kosztów związanych z utrzymaniem właściwej pracy SEE opierała się na rozliczeniach jedynie za moc (energię) czynną. Z biegiem czasu, na niektórych

rynkach energii wprowadzono płatności za pobór mocy biernej w węzłach odbiorczych na zasadach karnych opłat. W [1] pokazano, że ten sposób alokacji kosztów dostarcza błędne sygnały dla uczestników rynku energii, podczas gdy poprzez sterowanie poziomem użytkowania mocy biernej przez podmioty można realizować potrzebną usługę systemową, w ramach konkurencyjnego rynku. Autorzy we wspomnianej pracy zaproponowali również prostą metodę kształtowania cen za energię bierną, opartą na kosztach operacyjnych generacji tej mocy. Zastosowanie dodatkowo procedur optymalizacji rozpyłów mocy, minimalizuje wprowadzoną funkcję kosztów operacyjnych generacji energii.

Zasadniczo, rozważane są dwa rodzaje ustalania płatności za dostarczanie mocy biernej – oparte na:

- kontraktach dwustronnych lub ustalonych taryfach, gdzie otrzymujący płatność uczestnik jest obowiązany do wytwarzania lub konsumpcji mocy biernej w pełnym, oferowanym przez siebie zakresie;
- wycenie jednostki tej mocy (energii) dokonywanej na bieżąco (*real-time*), najczęściej w formie aukcji na ryku typu *spot*.

Istnieją możliwości wprowadzenia do segmentu usług związanych z przesyłem i utrzymaniem infrastruktury sieciowej takich elementów, które nie wprost prowadzą do pełnego urynkwienia, lecz stanowią podstawę do racjonalizacji kształtowania opłat przesyłowych [2].

Metody ustalania cen za moc (energię) bierną

Dotychczasowa, realizowana w praktyce, formuła kontraktów wykorzystuje zazwyczaj tradycyjną, dominującą pozycję operatora systemu. Ten proces nie wykorzystuje właściwych mechanizmów, jakie oferuje konkurencyjny rynek [3]. W związku z powyższym rozważane są różne metody formułujące rozliczenia za moc bierną.

Za jedno z pierwszych prac, w których prezentowane są rozważania dotyczące kształtowania zasad rozliczeń za użytkowanie mocy biernej w oparciu o znaczenie techniczno-ekonomiczne tej wielkości w SEE można uznać prace [4] – [6].

W [7] zasygnalizowano możliwość prowadzenia rozliczeń za moc bierną na zasadzie spodziewanych odszkodowań pieniężnych, odgórnie określonych, tj. poza systemem aukcji w czasie rzeczywistym.

W [8] proponowane są reguły rozliczeń za moc bierną generowaną/odbieraną na zasadzie uczestnictwa w rynku usług. Rozliczenia powinny być wykonywane według stawek negocjowanych między stronami, a podstawą do negocjacji powinny być koszty realizacji usług odniesione do tzw. kosztów unikniętych. Uwzględnienie pewnych, niepolityczalnych aspektów (np. wykorzystywanie w zastępstwie innych urządzeń, możliwości zakupu usługi od innych oferentów, znaczenie usługi w konkretnym obszarze sieci) może odbyć się za pomocą współczynników wagowych. Proponowaną należność za tego typu usługi K_Q , wyznacza się z zależności:

$$(1) \quad \begin{aligned} K_Q &= p_e K_e + p_s K_s \\ p_e + p_s &= 1 \end{aligned}$$

gdzie: K_e – koszty usługodawcy; K_s – wartość usług wg usługobiorcy; p_e , p_s – współczynniki wagowe kosztów odpowiednio: usługodawcy oraz usługobiorcy (kosztów unikniętych). Wartości kosztów (K_e i K_s) powinny być odgórnie oszacowane, zaś wartości współczynników mogą podlegać negocjacji.

W pracy [9] autorzy zaproponowali metodę wyznaczania opłat w ramach rynku energii, opartą na określaniu rozlokowania strat mocy czynnej i biernej oraz rozplywów mocy gałęziowych. Zdaniem autorów ta metoda może być użyta do rozwiązywania zaawansowanych problemów kształtowania cen w warunkach konkurencyjności podmiotów na rynku energii i to na zasadach bezstronności oraz przejrzystości, zarówno na poziomie przesyłu jak i dystrybucji energii elektrycznej.

W [10] przedstawiono ideę kształtowania lokalnych cen krańcowych za energię czynną i bierną (*Locational Marginal Price, LMP*), opartą na zmiennoprądowej optymalizacji rozplywów (*AC Optimal Power Flow, AC OPF*), gdzie koszty wytwarzania mocy biernej w różnych źródłach zostały zagregowane do jednej funkcji celu. Cena krańcowa za energię LMP zawiera trzy składowe: poziom odniesienia, wynikający z optymalnego rozplywu mocy wg algorytmu OPF; koszt strat mocy czynnej i biernej oraz koszt wynikający z przeciążeń w sieci. W pracy zwrócono również uwagę, że dopóki zarządzanie mocą bierną na poziomie lokalnym będzie ograniczone, w porównaniu z wolumenem wynikającym z możliwości jednostek konwencjonalnych, nie rozwiną się możliwości wyceny rynkowej tego typu usług.

Kolejna, autorska metoda wyznaczania cen krańcowych za energię czynną i bierną została przedstawiona w [11]. Proponowany model opiera się na optymalizacji rozplywów mocy, której funkcją celu jest minimalizacja kosztów wytwarzania zarówno energii o charakterze czynnym jak i biernym. Sprawdzając metodę na testowej strukturze (IEEE-14), autorzy pracy zauważyli, że:

- ceny krańcowe za energię czynną mogą być rozważane niezależnie od kosztów produkcji mocy biernej,
- koszty inwestycyjne urządzeń kompensujących mogą być uwzględniane w cenach za energię bierną,
- współczynnik mocy obciążeń ma przeważający wpływ na ceny krańcowe energii biernej, zwłaszcza w warunkach bliskich osiągnięciu ograniczeń systemowych,
- ceny krańcowe za energię bierną mogą służyć jako wskaźnik zapotrzebowania na moc bierną i konieczności poprawy warunków napięciowych oraz jako zachęta do pilnej poprawy współczynnika mocy u odbiorców,
- dochody uzyskiwane przez uczestników rynku na podstawie cen krańcowych za energię bierną mogą być są wyraźnie wyższe niż w przypadku opierania się na uśrednionych cenach za tą energię.

Praca [12] wprowadza koncepcję dwuwymiarowej funkcji ceny LMP, jako lepiej odzwierciedlającej obciążenie mocą bierną podczas obliczeń optymalizacyjnych rozplywów mocy. Cena LMP może bowiem zależeć nie tylko od lokalizacji podmiotu, lecz również od współczynnika mocy w przyporządkowanym mu węźle sieci.

W artykule [13] pokazano, że w modelu rynku, opierającym się na optymalizacji rozplywów mocy metodą zmiennoprądową (AC OPF) i pozbawionym dodatkowych mechanizmów, jak np. usługi systemowe czy płatności za moc bierną, poziom cen węzłowych LMP może być wykorzystywany jako sygnał skłaniający odbiorców do kompensowania swojego poboru mocy biernej. Cena węzłowa LMP za energię (czynną) kompromisuje wiele elementów, w tym koszty strat na przesyśle, eksploatacji elementów sieci i również, co pokazuje artykuł, może pośrednio zależeć od wielkości pobieranej mocy biernej. Zarządzający rynkiem jest zainteresowany maksymalizacją zysku lub minimalizacją kosztów wytwarzania energii, operator sieci – minimalizacją strat, zaś odbiorca – jak najniższą ceną za energię. Zaprezentowane przykłady pokazują, że każdy z tych celów może być osiągnięty przy różnych poziomach kompensacji mocy biernej w danym węźle sieci, jednakże możliwe jest wytyczenie ogólnej tendencji, prowadzącej do osiągnięcia funkcji celu, tj. ograniczenia strat oraz obniżenia ceny węzłowej LMP w węźle odbiorczym.

W [14] zaproponowano strukturę rynku mocy biernej w ramach konkurencyjnego rynku energii, dobowo dzielonego na strefy geograficzne. Uczestnikami mogą być różne podmioty w postaci wytwórców lub dostawców usług systemowych. Kształtowanie się cen odbywa się na dwóch poziomach: w oparciu o kontrakty między operatorem systemu a dostawcą mocy biernej oraz w oparciu o sygnały dla strony popytowej. Główny mechanizm określania cen w proponowanym rozwiązaniu opiera się na szacowaniu korzyści, wynikających z wpływu realizacji usług sterowania mocą bierną na stan pracy SEE.

W artykule [15] przedstawiono koncepcję zarządzania mocą bierną przez operatora systemu, ograniczającą funkcję kosztów operatora z tytułu płatności na rzecz wytwórców za dostarczanie mocy biernej. Składową tych kosztów są koszty utraconych korzyści z tytułu ograniczenia produkcji energii czynnej, powodowanej osiągnięciem dopuszczalnej obciążalności przez generatory.

Moc bierna na rynku spot

Koncepcje ustalania cen za moc bierną w czasie rzeczywistym powstają od lat 90-tych XXw [4], gdzie zaproponowano mechanizm kształtowania cen, oparty na kosztach krańcowych dostarczania energii czynnej i biernej.

W artykule [16] zaprezentowano opis koncepcji rynku energii biernej o charakterze rynku spot. W takiej konstrukcji, uczestnik rynku jest zobowiązany do określenia swojej pozycji dotyczącej zapotrzebowania na moc bierną na bieżąco, na podstawie aktualnych cen, co może prowadzić do osiągnięcia wyższej efektywności eksploatacji sieci elektroenergetycznej, niż w przypadku rozliczeń administracyjnie ustalanych z góry. Operator systemu elektroenergetycznego zarządza rynkiem, dobierając oferty uczestników – zarówno wytwórców, odbiorców jak i dystrybutorów, maksymalizując określoną funkcję celu (*social welfare*). Uczestnicy składają oferty, biorąc pod uwagę funkcję określonych parametrów, w szczególności:

- wielkość mocy (energii),
- sposób generacji,
- możliwość sterowania kątem fazowym,
- ograniczenia przesyłowe, zakres nastaw transformacji napięcia,

- dostępność łączników,
- możliwości nastaw urządzeń FACTS.

Wprowadzenie reguł proponowanych w pracy [16], pozwoli zdaniem jej autorki m.in. na wymuszenie wśród niezależnych uczestników rynku (w tym wytwórców) konieczności utrzymania na dostatecznym poziomie zdolności bilansowania mocy biernej i udziału w utrzymaniu bezpiecznej pracy lokalnego systemu elektroenergetycznego. Struktura ta nie wyklucza możliwości zawierania kontraktów na użytkowanie mocy biernej na ryku terminowym (*forward*), co sprzyja niezależnieniu się od chwilowych wahań cen.

Zwolennicy rozwiązań płatności za moc bierną w ramach rynku *spot* podkreślają, że taki rynek może dostarczać odpowiednie sygnały ekonomiczne, skłaniające uczestników do inwestycji w utrzymywanie urządzeń służących optymalizacji wykorzystania źródeł mocy biernej. To rozwiązanie stanowi potencjał do ograniczania kosztów bilansowania [6]. Rozwiązania rynkowe oparte na modelu rynku typu *spot* w odniesieniu do rozliczeń za moc bierną posiadają jednakże wyraźne wady [17]:

- słabość rynku – ograniczone zdolności do realizacji zadań oczekiwanych od rynku energii z powodu lokalnego charakteru związanego z zapotrzebowaniem i generacją mocy biernej oraz ograniczonymi możliwościami jej przesyłu;
- w warunkach pracy normalnej SEE utrzymuje się bardzo niska cena za jednostkę mocy biernej, większe wahania cen pojawiają się dopiero w sytuacjach awaryjnych [18], [19], a to nie sprzyja do inwestowania w źródła tej mocy;
- ceny ustalone w czasie rzeczywistym na rynku *spot* mogą być bardzo wrażliwe na warunki pracy SEE i przybierać stochastyczny charakter, co wiąże się z ryzykiem ponoszonym zarówno przez dostawców, jak i odbiorców energii [20];
- czasochłonność obliczeń optymalizacyjnych (np. AC OPF) utrudnia ich wykorzystanie do wyznaczania cen w czasie rzeczywistym, ponadto dyskusyjnym jest, czy należyte zostało udowodnione, że dostępne komercyjnie metody kształtują właściwe poziomy krótkookresowych cen węzłowych LMP za energią bierną.

Podkreślane jest, że ceny za energię, uzyskiwane z rynku *spot* mogą stanowić tylko część pokrycia nakładów z tytułu dostarczania energii. Trend kształtowania się wartości rynkowej jednostek energii, zależy również m.in. od zdolności do wstrzymania konsumpcji (i/lub generacji), możliwości odroczenia inwestycji sieciowych i innych, bardziej abstrakcyjnych korzyści, których wartość nie może być ustalona wprost na rynku [21]. Autorzy [17] poddają w wątpliwość, czy moc bierna powinna być w ogóle rozliczana w oparciu o warunki wolnego rynku, zwłaszcza w czasie rzeczywistym na konkurencyjnym rynku *spot*.

Dostarczanie mocy biernej jako usługa systemowa

Obecnie stosowane w wielu krajach rozliczenia za pobór/generację mocy biernej mają charakter restrykcji za przekroczenie określonego poziomu współczynnika mocy. Taka sytuacja ma miejsce w Polsce. Problem nieadekwatności obowiązującej w kraju struktury opłat za moc bierną został poruszony w [22].

Problem możliwego zarządzania mocą bierną w SEE poprzez sygnały ekonomiczne w ramach rynku usług systemowych został zidentyfikowany w publikacjach z początku XXI w. [23] – [27].

Za utrzymanie właściwych rezerw tej mocy w SEE jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego. Na konkurencyjnych rynkach energii operator musi uzyskać

usługi regulacji od niezależnych wytwórców. Duży wytwórca energii elektrycznej są obowiązani do utrzymania określonych rezerw mocy biernej i świadczenia usług systemowych w postaci jej dostarczenia. Tacy wytwórcy mogą nie otrzymywać żadnych płatności za udostępnienie zasobów mocy biernej w przypadku, gdy ich jednostka pracuje w odgórnie zadany zakres współczynnika mocy (np. Norwegia: od 0,92 ind. do 0,98 poj.; Kalifornia i Ontario: od 0,9 ind. do 0,93 poj.; 0,9 ind. a 0,95 poj.). W Wielkiej Brytanii, duży wytwórca powinien spełnić obowiązek minimalnej zdolności wykonania usługi, dotyczącej udostępnienia mocy biernej. W celu otrzymania płatności za usługę tego typu, podmiot musi uczestniczyć w specjalnych mechanizmach płatności (domyślnym, obowiązkowym, dodatkowym). Z kolei w Szwecji, gdzie operator obowiązany jest do utrzymania praktycznie zerowych przepływów mocy biernej między obszarami systemu, nie przewidziano rozliczeń za bilansowanie mocy biernej.

Podmiotami biorącymi udział w bilansowaniu mocy biernej w SEE mogą być jednostki generacyjne, w tym tzw. generacja rozproszona, odbiorcy, a także inne podmioty dysponujące źródłami tej mocy. Odpowiedni system rozliczeń za moc bierną może zachęcać użytkowników energii elektrycznej do efektywnego i pożądanego, z punktu widzenia operatora SEE, gospodarowania mocą bierną oraz może być źródłem dodatkowych korzyści finansowych dla użytkowników energii [28].

Na problem możliwych korzyści, wynikających ze sterowania zasobami mocy biernej, jakie tkwią w źródłach generacji rozproszonej w ramach struktur *smart grid* zwrócono uwagę w [29]. Celem sterowania może być utrzymanie właściwych profili napięciowych i maksymalizacja wytwarzania mocy czynnej w jednostkach generacyjnych. W pracy [29] zaproponowana została metoda koordynacji lokalnego sterowania mocą bierną, oparta na analizie wrażliwości charakterystyk mocowo-napięciowych. Procedura ta może być realizowana w ramach usług systemowych dla sieci dystrybucyjnych.

Procedury funkcjonowania konkurencyjnego rynku dla mocy biernej, predestynowanego dla jednostek generacji rozproszonej w sieci dystrybucyjnej przedstawiono również w [30]. Obecnie, zwłaszcza w krajowym systemie potencjał generacji rozproszonej w zakresie gospodarowania mocą bierną nie jest wykorzystywany [31], aczkolwiek temat możliwości świadczenia systemowych usług regulacyjnych przez energetykę rozproszoną i prosumencką pojawił się w publikacjach krajowych, np.: [31] – [36].

Podsumowanie

Z uwagi na fizyczne znaczenie mocy biernej w SEE, należy traktować jej dostarczanie jak usługę systemową o charakterze lokalnym i taki też charakter powinien mieć rynek mocy biernej, do którego powinni być dopuszczeni wszyscy użytkownicy energii elektrycznej, włączając w to odbiorców końcowych. Podmioty te stałyby się prosumentami w zakresie użytkowania mocy (energii) biernej. Pojawi się wówczas nisza biznesowa dla nowych usług energetycznych, oferujących agregację mniejszych podmiotów i racjonalne wykorzystanie ich potencjału w tym zakresie.

Kluczową kwestią, mającą wpływ na obecne i przyszłe prawidłowe funkcjonowanie SEE w warunkach rynkowych, jest zbudowanie zdrowych relacji ekonomicznych pomiędzy uczestnikami rynku. Temu celowi służy wprowadzenie odpowiedniego mechanizmu rozliczeń, obejmującego również rozliczenia za gospodarowanie mocą (energiją) bierną. Z tym problemem wiążą się następujące pytania [37]: Czy mechanizm rozliczeń powinien być całkowicie oparty na systemie aukcji (gielda), zarządzanym przez

operatora systemu, który wybiera najlepsze (z jego punktu widzenia) oferty, czy też pozostawić możliwość swobodnego zawierania kontraktów między podmiotami? Jeżeli wybrany zostanie system giełdowy, to czy jednolita cena powinna obowiązywać w całym SEE, czy też system powinien być podzielony na obszary, w których ceny będą kształtowane niezależnie? Czy cena powinna być formowana w oparciu o krótkookresowe ceny węzłowe LMP, których poziom może być różny w zależności od węzła? Ponadto rozważane są koncepcje oddzielnego funkcjonowania rynku mocy (i energii) czynnej oraz rynku mocy (energii) biernej (decoupling) [23].

Z dokonanego przeglądu wynika, że sam problem kształtowania rozliczeń za moc bierną pomiędzy operatorami systemu oraz pozostałymi uczestnikami rynku energii jest złożony, wciąż dyskutowany i przez to wymagający dalszych badań oraz analiz.

LITERATURA

- [1] Umamaheswari K., Somasundaram P.: Pricing Framework for Reactive Power as Ancillary Service. *IEEE International Conference on Electronics and Communication Systems (ICECS)*, 13-14 Feb. 2014 s.1-6
- [2] Kocot H.: Oplaty przesyłowe węzłowe. Czy nadszedł już czas wdrożenia w Polsce. *Rynek Energii* 2(111)/2014r., s.35-40
- [3] Singh A., Kalra P., Chauhan D.: New approach of procurement market model for reactive power in deregulated electricity market. *Proc. Int. Conf. Power Syst.*, Kharagpur, India, Dec. 27-29, 2009, s. 1-6.
- [4] Baughman M.L., Siddiqi S.N.: Real time pricing of reactive power. Theory and case study results," *IEEE Trans. Power Syst.*, Feb.1991, s. 23-29
- [5] Alvarado F., Broehm R., Kirsch L., Panvini A.: Retail pricing of reactive power service. *Proceedings of the EPRI Conference on Innovative Approaches to Electricity Pricing*, La Jolla, California, March 1996.
- [6] Hao S., Papalexopoulos A.: Reactive Power Pricing and Management, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.12, no.1, Feb. 1997, s. 95-104
- [7] Zhong J.: Reactive Power Market Design and Its Impact on Market Power. *Power and Energy Society General Meeting*, July 2008, s.1-4.
- [8] Lubośny Z., Pochyluk R., Siodelski A., Szczerba Z., Zajczyk R.: Sterowanie poziomami napięć i rozpięciem mocy biernej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Rozdział 15, w: *Problemy systemów elektroenergetycznych* pod red. K. Wilkosza. Sekcja Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej 2002
- [9] Wu Z.Q., Chen G.Z.: MVA power flow and loss analysis for electricity market. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings – Vol. 148, Issue 2*, 2001, s.153-158.
- [10] Momoh J., Xia Y., Garfield B.: Locational Marginal Pricing for Real and Reactive Power. *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008
- [11] Moger T., Dodjoo S.: A Comprehensive Analysis of Reactive Power Pricing in a Competitive Electricity Markets. *IEEE-International Conference on Advances in Engineering, Science and Management (ICAESM-2012)* 30-31 2012, s. 472-477
- [12] Sarkar V., Khaparde S.: Reactive Power Constrained OPF Scheduling With 2-D Locational Marginal Pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 1, February 2013, s.503-512
- [13] Vaskovskaya T.A.: Market Price Signals for Customers for Compensation of Reactive Power. *IEEE 11th International Conference on the European Energy Market EEM14*, Kraków, 28-30 May 2014, s.1-4
- [14] Sagar K., Gupta S., Singh M.: Reactive Power Pricing in Stressed & Unstressed Condition with System Security in Deregulated Market. *IEEE Fifth Power India Conference*, 19-22 Dec. 2012, s.1-6
- [15] Mahesh V., Deeppeha J., Kamaraj N.: Reactive Power Dispatch and its Pricing in Re-Structured Electricity Markets. *2013 International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, IEEE 2013, s.377-38
- [16] Fisher E.B: Spot Markets for Reactive Power. *Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. IEEE 2008 s.1-4.
- [17] Ganger D., Zhao J., Hedayati M., Mandadi A.: A Review and Simulation on Real Time Reactive Power Spot Markets. *IEEE North American Power Symposium (NAPS)*, 22-24 Sept. 2013
- [18] Staff report, "Principles for efficient and reliable reactive power supply and consumption," FERC Publication, Docket No. AD05-1-000, Feb. 2005.
- [19] Banerjee K., Mitra P., Sarkar A., Liu Y., Chathadi S.: Reactive Power Markets: a Possible Future? *IEEE North American Power Symposium (NAPS)*, 22-24 Sept. 2013
- [20] Rabiee A., Shayanfar H. A., Amjadi N.: Reactive power pricing. The business scene. *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 7, no. 1, 2009, s. 18 – 32.
- [21] Krawiec F.: *Energia. Zasoby, procesy, technologie, rynki, transformacje, modele biznesowe, planowanie rozwoju*. Difin 2012
- [22] Bielecki S.: Oplaty za pobór mocy biernej. Czy są słuszne? *Elektro.info* 12/2013 s.23-25.
- [23] Paucar V., Rider M.: Reactive power pricing in deregulated electrical markets using a methodology based on the theory of marginal costs, *Proceedings of the IEEE Large Engineering Systems Conference on Power Engineering*, July 2001, s.7-11
- [24] Bhattacharya K., Zhong J.: Reactive power as an ancillary service," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, May 2001, s.294-300
- [25] Zhong J., Bhattacharya K.: Toward a competitive market for reactive power, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, Nov. 2002, s. 1206-1215
- [26] Hao S.: A reactive power management proposal for transmission operators. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, Nov. 2003, s.1374-1381
- [27] Zhong J., Nobile E., Bose A., Bhattacharya K.: Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, Aug. 2004, s.1555-1561
- [28] Saraswat A., Saini A., Saxena A.K.: Reactive Power Management and Pricing Policies in Deregulated Power System. A Global Perspective. *National Conference on Emerging Trends in Electrical, Instrumentation & Communication Engineering, Innovative Systems Design and Engineering*. Vol. 4, No.7, 2013, s.63-68
- [29] Calderaro V., Galdi V., Lamberti F., Piccolo A.: Coordinated local reactive power control in smart distribution grids for voltage regulation using sensitivity method to maximize active power. *Journal of Electrical Systems* 9-4 (2013), s.481-493
- [30] Rueda-Medina A., Padilha-Feltrin A.: Distributed Generators as Providers of Reactive Power Support – A Market Approach. *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.28, no.1 Feb. 2013, s. 490-502
- [31] Lis R., Łabuzek R.: Simulation of Reactive Power Imbalances in the Transmission Power Grid Threatened by the Problem of Voltage Instability. *Acta Energetica* 4/17 (2013), s. 77-85
- [32] Korpkiwicz J., Bronk L., Pakulski T.: Capabilities Deliver Ancillary Services Provided by Decentralized Energy Generation. *Acta Energetica* 2/19 (2014), s. 70-74
- [33] Korpkiwicz J., Bronk L., Pakulski T.: Methodology of Using Ancillary Services Provided by Distributed Generation for Planning and Development of MV Network Processes. *Acta Energetica* 4/17 (2013), s. 61-65
- [34] Skoczkowski T., Bielecki S.: Warunki świadczenia usług systemowych przez prosumentów, *XIX Konferencja Euro POWER*, Warszawa, 2014, s. 1-20.
- [35] Klucznik J.: Udział farm wiatrowych w regulacji napięcia w sieci dystrybucyjnej. *Acta Energetica* 1/2010, s.39-46
- [36] Kołodziej D., Klucznik J.: Usage of Wind Farms in Voltage and Reactive Power Control. *Acta Energetica* 1/18 (2014), s. 59-66
- [37] El-Samahy I.: Secure Provision of Reactive Power Ancillary Services on Competitive Electricity Market. PhD Thesis University of Waterloo, Ontario, Canada 2008

Autor: dr inż. Sławomir Bielecki
Instytut Techniki Ciepłej im. B. Stefanowskiego, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa, Politechnika Warszawska, 00-665 Warszawa, ul. Nowowiejska 21/25, e-mail: slawomir.bielecki@itc.pw.edu.pl