

Henryk KOCOT, Roman KORAB, Kurt ŻMUDA
Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
Politechnika Śląska, Gliwice

METODYKA KRÓTKOOKRESOWYCH KOSZTÓW KRAŃCOWYCH W ZASTOSOWANIU DO OCENY EFEKTYWNOŚCI EKONOMICZNEJ INWESTYCJI SIECIOWYCH

Streszczenie. W artykule zaprezentowano zastosowanie metodyki krótkookresowych kosztów krańcowych do oceny efektywności inwestycji sieciowych w zamkniętych sieciach elektroenergetycznych. Omówiono globalne wskaźniki wynikające z tej metodyki, oceniające jednocześnie różne ograniczenia występujące w przesyłce energii elektrycznej. Zastosowanie tych wskaźników do oceny efektywności ekonomicznej inwestycji sieciowych pokazano na przykładzie analizy nowych, hipotetycznych punktów transformacji 400/220 kV.

AN APPLICATION OF SHORT RUN MARGINAL COSTS METHODOLOGY FOR ASSESSMENT OF TRANSMISSION NETWORK INVESTMENTS ECONOMIC EFFICIENCY

Summary. The paper presents an application of short run marginal costs methodology for assessment of investments in transmission network. In the paper there are discussed some global quantities (i.e. system balancing cost, network surplus, market surplus) designed for assessment network constraints. The defined quantities have been used for assessment of some new, hypothetical point of transformation 400/220 kV in Polish transmission network.

1. WPROWADZENIE

Rynek energii elektrycznej pociąga za sobą konieczność zmiany podejścia do procesu planowania rozwoju sieci, w szczególności sieci zamkniętej. Zapewnienie swobody działania podmiotów na rynku, przy jednoczesnej racjonalizacji kosztów funkcjonowania systemu, stanowi podstawowy cel tego planowania. Skutkiem działań rozwojowych i modernizacyjnych w sieci powinna być zwiększająca się elastyczność pracy sieci. Swobodny rynek energii wprowadza do procesu planowania rozwoju sieci zamkniętej nowe istotne elementy. Należą do nich m.in. [1]:

- kształtowanie się przepływów energii elektrycznej na podstawie zapotrzebowania i wielkości produkcji wynikających ze swobodnego kontraktowania dostaw,
- niepewność zapotrzebowania na energię wynikającą z rozwoju wytwarzania rozproszonego, programów zarządzania popytem oraz sprzężenia zwrotnego z cenami energii elektrycznej,
- niepewność rozwoju wytwarzania, wynikającą z podejmowania decyzji o budowie nowych źródeł na podstawie rynkowej oceny możliwości sprzedaży energii elektrycznej,

- niepewności wynikającej z realizacji kontraktów zawieranych poza granicami kraju (tranzyty energii) a mających wpływ na pracę danej sieci.

Skutkiem tych nowych, rynkowych elementów jest pojawianie się trudności w technicznej realizacji dostarczenia energii do wszystkich miejsc dostawy. Powodem tego są ograniczenia występujące w przesyłach energii, a są to przede wszystkim ograniczenia w przepustowości poszczególnych elementów sieci oraz ograniczenia napięciowe w węzłach sieciowych. Z tego powodu, aby rozwój sieci prowadzić w sposób efektywny, bardzo istotną sprawą w prowadzonych analizach jest poprawna wycena pojawiających się ograniczeń.

Wycena ograniczeń powinna znaleźć również odzwierciedlenie w systemie opłat przesyłowych. Efektywne modele opłat przesyłowych powinny prawidłowo wyceniać ograniczenia oraz identyfikować użytkowników mających największy wpływ na ich powstawanie. W [3] wykazano, że efektywne opłaty przesyłowe mogą być określane na podstawie krótkookresowych kosztów krańcowych w węzłach sieci. Taki model opłat i pożądane działania wynikające z tego modelu (zmniejszające ograniczenia sieciowe) powodują w niektórych przypadkach nawet możliwość zastępowania działań inwestycyjnych. Efektywność tych opłat przesyłowych upoważnia do zastosowania analogicznej metodyki, wykorzystującej koszty krańcowe, do oceny działań inwestycyjnych.

2. KRÓTKOOKRESOWY KOSZT KRAŃCOWY I JEGO SKŁADNIKI

Według klasycznej definicji krótkookresowy koszt krańcowy energii elektrycznej w węzle i (zwany również krótkookresową ceną węzłową energii elektrycznej ρ_{pi}) jest równy minimalnej zmianie całkowitego zmiennego kosztu wytwarzania i przesyłu energii w systemie elektroenergetycznym (SEE), spowodowanej zmianą zapotrzebowania w tym węzle. W warunkach rynku energii elektrycznej poprzez pojęcie „krótki okres” rozumie się zwykle okres równy jednej godzinie. W związku z tym w danej godzinie miarą odebranej/wygenerowanej w węzle i energii może być moc czynna. Definicję krótkookresowej ceny węzłowej można więc zapisać za pomocą zależności:

$$\rho_{pi} = SRMC_{si} = \frac{\partial K(\mathbf{P}_G)}{\partial P_{Li}}, \quad (1)$$

gdzie:

$K(\mathbf{P}_G)$ - całkowity (w danej godzinie) zmienny koszt wytwarzania i przesyłu energii w systemie elektroenergetycznym,

\mathbf{P}_G - wektor mocy czynnych generowanych, $\mathbf{P}_G = [P_{Gi}; i = 1, 2, \dots, n_G]$,

P_{Gi} - moc czynna generowana w węzle i ,

n_G - liczba węzłów wytwórczych,

P_{Li} - moc czynna odbierana w węzle i .

W celu określenia wartości cen węzłowych należy rozwiązać zadanie optymalizacji rozpyłu mocy (*OPF – Optimal Power Flow*).

W klasycznym zadaniu optymalizacji rozpyłu mocy poszukuje się minimum funkcji celu, którą jest całkowity zmienny koszt wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej w systemie, a ponieważ w zadaniu tym zakłada się godzinny okres optymalizacji, to miarą energii elektrycznej może być stała w danej godzinie moc czynna generowana lub odbierana w węzle i . Załóżmy, że węzły o numerach od 1 do n_G są węzłami wytwórczymi. Funkcję celu można więc zapisać za pomocą zależności:

$$K(\mathbf{P}_G) = \sum_{i=1}^{n_G} k_i(P_{Gi}), \quad (2)$$

w której funkcje $k_i(P_{Gi})$ odwzorowują całkowity zmienny koszt wytwarzania w poszczególnych jednostkach wytwórczych pracujących w danej godzinie w systemie elektroenergetycznym.

W celu umożliwienia zastosowania zadania *OPF* na rynku bilansującym energii, skonstruowanym według modelu obowiązującego w Polsce, należy dokonać jego modyfikacji polegającej na zastąpieniu funkcji celu (2) funkcją:

$$KCZ(\mathbf{P}_{Gp}, \mathbf{P}_{Gr}) = \sum_{i=1}^{n_G} \left[\sum_{p=m+1}^{m+n} C_{ip} P_{Gip} - \sum_{r=1}^m C_{ir} (P_{Gir}^o - P_{Gir}) \right], \quad (3)$$

gdzie:

- KCZ - całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania,
- P_{Gip} - zaakceptowana do produkcji moc z pasma p oferty przyrostowej zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą i , $\mathbf{P}_{Gp} = [P_{Gip}; i = 1, 2, \dots, n_G; p = m+1, \dots, m+n]$,
- P_{Gir}^o - moc oferowana w ramach pasma r oferty redukcyjnej zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą i ,
- P_{Gir} - zaakceptowana do produkcji moc z pasma r oferty redukcyjnej zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą i , $\mathbf{P}_{Gr} = [P_{Gir}; i = 1, 2, \dots, n_G; r = 1, 2, \dots, m]$,
- C_{ip} - jednostkowa cena energii w paśmie p oferty przyrostowej zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą i ,
- C_{ir} - jednostkowa cena energii w paśmie r oferty redukcyjnej zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą i ,
- m - liczba pasm oferty redukcyjnej zadeklarowanych przez jednostkę wytwórczą i ,
- n - liczba pasm oferty przyrostowej zadeklarowanych przez jednostkę wytwórczą i .

Zmiennymi decyzyjnymi podlegającymi optymalizacji w zadaniu *OPF* w warunkach rynkowych są wielkości mocy deklarowane przez poszczególne jednostki wytwórcze w pasmach ofert bilansujących, a ceny oferowane w tych pasmach są parametrami zadania. Skład jednostek wytwórczych nie ulega zmianie w wyniku przeprowadzenia obliczeń. W zadaniu tym poszukuje się minimum funkcji celu (3) w obszarze ograniczeń równościowych i nierównościowych [4].

Zadanie *OPF* jest klasycznym zadaniem programowania nieliniowego z ograniczeniami. Ze względu na duży rozmiar zadania jego rozwiązanie dla całej krajowej sieci zamkniętej (sieci przesyłowej o napięciu 400 i 220 kV wraz z siecią rozdzielczą o napięciu 110 kV) stanowi poważny problem obliczeniowy, wymagający zastosowania specjalnych technik numerycznych. Autorzy artykułu wykorzystują do wyznaczania kosztów krańcowych program *MATPOWER* [5] opracowany przez *Cornell University, Ithaca NY*.

W warunkach polskiego rynku energii (uwzględniając (3)) krótkookresowy koszt krańcowy energii w węźle i można zdefiniować jako:

$$\rho_{pi} = MC_{si} = - \frac{\partial KCZ(\mathbf{P}_{Gp}, \mathbf{P}_{Gr})}{\partial P_{Li}}. \quad (4)$$

Korzystając z właściwości funkcji Lagrange'a (utworzonej dla potrzeb zadania) mówiącej, że jej wartość w punkcie optymalnym jest równa minimalnej wartości funkcji optymalizowanej, cenę węzłową energii elektrycznej ρ_{pi} można wyznaczyć z zależności:

$$\rho_{pi} = \frac{\partial L}{\partial P_{Li}} = \lambda_{pi}, \quad (5)$$

gdzie λ_{pi} jest mnożnikiem Lagrange'a związanym z ograniczeniem równościowym w postaci bilansu mocy czynnej w węźle i .

Krótkookresowa cena węzłowa jest wyznaczana w stanie optymalnym, w którym żadna zmiana któregokolwiek z czynników nie jest w stanie poprawić sytuacji rynkowej jednego

uczestnika rynku bez pogorszenia sytuacji pozostałych. W związku z tym cena ta oraz cała sytuacja rynkowa są efektywne ekonomicznie według definicji Pareto.

Cenę węzłową można rozłożyć na następujące składniki:

$$\rho_{pi} = \left(1 + \frac{\partial P_{str}}{\partial P_{Li}}\right) \rho_{pb} + \frac{\partial Q_{str}}{\partial P_{Li}} \rho_{qb} + \sum_{g=1}^{n_g} \mu_g^{\max} \frac{\partial S_g}{\partial P_{Li}} + \sum_{j=1}^{n_w} \left(-\mu_{Uj}^{\min} + \mu_{Uj}^{\max}\right) \frac{\partial U_j}{\partial P_{Li}}, \quad (6)$$

gdzie:

ρ_{pb}, ρ_{qb} - cena węzłowa energii czynnej i biernej w węźle bilansującym,

P_{str}, Q_{str} - straty mocy czynnej i biernej w systemie elektroenergetycznym,

$\mu_{Uj}^{\min}, \mu_{Uj}^{\max}$ - mnożniki Kuhna-Tuckera związane z ograniczeniem nierównościowym nałożonym na poziom napięcia w węźle i odpowiednio dla minimalnej i maksymalnej wartości napięcia,

μ_g^{\max} - mnożnik Kuhna-Tuckera związany z ograniczeniem nierównościowym nałożonym na przepływ mocy pozornej w gałęzi g ,

S_g - przepływ mocy pozornej w gałęzi g ,

U_j - napięcie w węźle j -tym.

Z zależności (6) wynika, że cenę węzłową energii czynnej można rozłożyć na pięć składników. Składnik pierwszy, reprezentowany przez ρ_{pb} , jest równy cenie węzłowej energii czynnej w węźle bilansującym. Jeżeli założyć, że dowolny z węzłów krańcowych jest węzłem bilansującym (węzłem krańcowym jest węzeł wytwórczy, którego moc czynna generowana zawiera się pomiędzy minimalną a maksymalną dopuszczalną wartością mocy generowanej, czyli $P_{Gi}^{\min} < P_{Gi} < P_{Gi}^{\max}$), to cena węzłowa energii czynnej ρ_{pb} w tym węźle jest równa jednostkowej cenie energii czynnej C_{ir} lub C_{ip} zgłoszonej w ramach odpowiedniego pasma oferty bilansującej. Założenie o dowolności wyboru węzła bilansującego jest dopuszczalne, gdyż, jak wykazano w pracy [2], wartość ceny węzłowej nie zależy od wyboru węzła bilansującego. Drugi składnik – iloczyn ρ_{pb} i pochodnej strat mocy czynnej względem mocy czynnej odbieranej w węźle i – jest krańcowym kosztem związanym ze stratami mocy czynnej w systemie elektroenergetycznym. Składnik trzeci, wyrażony przez iloczyn ceny węzłowej energii biernej ρ_{qb} w węźle bilansującym oraz pochodnej strat mocy biernej względem mocy czynnej odbieranej w węźle i wyraża krańcowy koszt związany ze stratami mocy biernej w systemie. Czwarty składnik ceny węzłowej, równy iloczynowi mnożnika μ_g^{\max} i pochodnej określającej zmianę przepływu mocy pozornej w gałęzi g spowodowaną zmianą mocy czynnej odbieranej w węźle i , przedstawia krańcowy koszt związany z ograniczeniami gałęziowymi. Ostatni występujący w zależności (6) składnik ceny węzłowej energii czynnej, reprezentowany przez iloczyn mnożnika μ_{Uj}^{\min} lub μ_{Uj}^{\max} oraz pochodnej przedstawiającej zmianę napięcia węzłowego wynikającą ze zmiany mocy czynnej odbieranej w węźle i , jest krańcowym kosztem związanym z ograniczeniami napięciowymi. Przedstawiona interpretacja poszczególnych składników ceny węzłowej jest prawdziwa przy założeniu, że wszystkie pochodne występujące w zależności (6) liczone są względem węzła bilansującego b .

3. WYKORZYSTANIE KRÓTKOOKRESOWYCH KOSZTÓW KRAŃCOWYCH W OCENIE EFEKTYWNOŚCI INWESTYCJI SIECIOWYCH

3.1. Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania

Funkcja celu (3) przedstawia całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w godzinie h powstający w wyniku prowadzonych przez OSP działań polegających na dokonywaniu zakupu lub sprzedaży energii niezbędnej do zbilansowania różnicy pomiędzy aktualnym zapotrzebowaniem a podażą wynikającą z zawartych kontraktów dwustronnych i transakcji giełdowych, z uwzględnieniem ograniczeń systemowych. Wykorzystanie oferty przyrostowej

zgłoszonej przez danego wytwórcę traktowane jest jako zakup energii przez OSP (stanowi koszt ponoszony przez OSP), natomiast wykorzystanie oferty redukcyjnej traktowane jest jako sprzedaż energii przez operatora (stanowi przychód OSP). Zgodnie z przyjętymi zasadami rynku bilansującego rozliczenie energii kupowanej/sprzedawanej przez OSP na etapie planowania odbywa się po cenach zawartych w ofertach bilansujących (reguła *pay-as-bid*). Na wartość kosztu *KCZ* mają wpływ:

- relacja między prognozowanym zapotrzebowaniem a ilością energii wynikającą z zawartych umów kupna/sprzedaży energii elektrycznej,
- działania optymalizacyjne podejmowane przez OSP polegające na zastępowaniu drogich ofert redukcyjnych tańszymi przyrostowymi,
- ograniczenia systemowe (sieciowe i elektrowniane).

Koszt *KCZ* można podzielić na koszt bilansowania (koszt energii przeznaczony do zbilansowania zapotrzebowania, wyznaczony bez uwzględnienia ograniczeń systemowych) i koszt związany z ograniczeniami systemowymi, który można z kolei podzielić na koszt związany z ograniczeniami sieciowymi i elektrownianymi.

Określony zależnością (3) całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania może stanowić podstawę do oszacowania wpływu danej inwestycji sieciowej (np. wpływu uruchomienia nowego punktu transformacji 400/220 kV w KSE) na wysokość kosztów związanych z ograniczeniami sieciowymi ponoszonych przez Operatora Systemu Przesyłowego. Mianowicie oszacowaniem tych kosztów może być różnica między całkowitym kosztem pokrycia zapotrzebowania wyznaczonym dla układu z nową inwestycją (*KCZ*), a całkowitym kosztem pokrycia zapotrzebowania wyznaczonym dla układu bez inwestycji (układu bazowego – *KCZ^b*):

$$\Delta KCZ = KCZ - KCZ^b \quad (7)$$

Ponieważ dla układu z nową inwestycją i układu bez nowej inwestycji (bazowego) zadanie optymalizacji rozpyły mocy jest rozwiązywane dla jednakowych wartości mocy odbieranych w poszczególnych węzłach sieci oraz dla jednakowych zestawów jednostek wytwórczych, to dwa z wymienionych składników całkowitego kosztu pokrycia zapotrzebowania – koszt bilansowania oraz koszt ograniczeń elektrownianych – mają takie same wartości w układzie z nową inwestycją sieciową jak i w układzie bez tej inwestycji. W związku z tym określona zależnością (7) zmiana całkowitego kosztu pokrycia zapotrzebowania spowodowana jest wyłącznie zmianą ograniczeń sieciowych (ich liczby i/lub stopnia oddziaływania). Zatem wielkość ta może być wykorzystana jako rynkowy estymator wpływu nowej inwestycji sieciowej na wysokość kosztów związanych z ograniczeniami sieciowymi ponoszonych przez OSP.

3.2. Nadwyżka sieciowa

W ogólności, w każdym węźle sieci może wystąpić zarówno moc generowana P_{Gi} , jak i odbierana P_{Li} . Wykorzystując ceny węzłowe energii czynnej można wyznaczyć pewien wskaźnik świadczący o stanie sieci. Jeżeli ceny węzłowe stanowiłyby podstawę do rozliczeń w poszczególnych transakcjach kupna/sprzedaży energii elektrycznej, to pomiędzy sumarycznymi płatnościami odbiorców *PO* za zakupioną przez nich energię a sumarycznymi przychodami wytwórców *PW* za energię przez nich sprzedaną powstałaby różnica nazywana nadwyżką sieciową *NS*, określona zależnością:

$$NS = PO - PW = \sum_{i=1}^{n_w} \rho_{pi} (P_{Li} - P_{Gi}) = - \sum_{i=1}^{n_w} \rho_{pi} P_i, \quad (8)$$

w której moc węzłowa $P_i = P_{Gi} - P_{Li}$, natomiast n_w oznacza liczbę węzłów w sieci. Należy podkreślić, że nadwyżkę sieciową można także wyznaczać w przypadku stosowania innych (dowolnych) sposobów rozliczeń transakcji kupna/sprzedaży energii elektrycznej. Uwzględniając zależność (6), wzór (8) można przekształcić do postaci:

$$\begin{aligned}
 NS = & -\rho_{pb} \sum_{i=1}^{n_w} P_i + \rho_{pb} \sum_{i=1}^{n_w} \frac{\partial P_{str}}{\partial P_i} P_i + \rho_{qb} \sum_{i=1}^{n_w} \frac{\partial Q_{str}}{\partial P_i} P_i + \\
 & + \sum_{i=1}^{n_w} \sum_{g=1}^{n_g} \mu_g^{\max} \frac{\partial S_g}{\partial P_i} P_i + \sum_{i=1}^{n_w} \sum_{j=1}^{n_w} (-\mu_{Uj}^{\min} + \mu_{Uj}^{\max}) \frac{\partial U_j}{\partial P_i} P_i.
 \end{aligned} \quad (9)$$

Nadwyżka sieciowa może stanowić podstawę do oceny stanu sieci zamkniętej, gdyż jej składniki można rozdzielić na poszczególne elementy sieciowe (gałęzie i węzły), co pozwala stworzyć ranking elementów ze względu na wysokość kosztów związanych ze stratami mocy i ograniczeniami przesyłowymi powodowanymi przez te elementy.

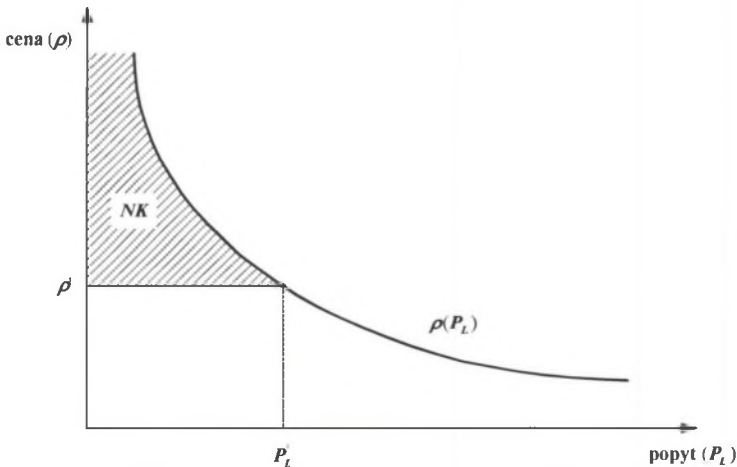
Zarówno cena węzłowa energii czynnej, jak i nadwyżka sieciowa zawierają po kilka składników wynikających ze strat mocy oraz ograniczeń sieciowych. Wartości cen węzłowych oraz nadwyżki sieciowej nie zależą od wyboru węzła bilansującego, jednak od jego wyboru zależą wartości poszczególnych składników występujących w zależnościach (6) i (9). Podział NS na poszczególne składniki jest jednoznaczny w przypadku zastosowania do wyznaczenia cen węzłowych modelu $DC - OPF$ [6].

Ponieważ, jak wykazano wyżej, na wartość nadwyżki sieciowej mają wpływ straty mocy oraz ograniczenia sieciowe, czyli czynniki ściśle związane ze stanem sieci, wielkość tę można wykorzystać do rynkowej oceny wpływu nowej inwestycji sieciowej na stan sieci. Wpływ ten można ocenić m.in. na podstawie zmiany nadwyżki sieciowej w układzie z nową inwestycją (NS) w stosunku do układu bez nowej inwestycji (układu bazowego – NS^b):

$$\Delta NS = NS - NS^b \quad (10)$$

3.3. Nadwyżka rynkowa

Kolejną rynkową miarą efektywności ekonomicznej nowej inwestycji sieciowej, globalnie oceniającą wpływ zmiany układu sieciowego na sytuację odbiorców i wytwórców, jest nadwyżka rynkowa. Jest ona sumą tzw. nadwyżki konsumenta i producenta [2].



Rys. 1. Krzywa popytu na produkt, interpretacja nadwyżki konsumenta
 Fig. 1. The demand curve, an interpretation of consumer surplus

Powstanie nadwyżki konsumenta może być wyjaśnione za pomocą rys. 1, który przedstawia krzywą popytu w układzie współrzędnych *cena - poziom popytu*. Niech ρ' będzie ceną równowagi, którą konsument aktualnie płaci za zużycie produktu (mocy) w ilości P_L^i .

Dla każdej ilości produktu $P_L < P_L^*$ konsument jest gotowy zapłacić cenę $\rho(P_L) > \rho'$. W związku z tym kupując pewną ilość P_L^* jednostek produktu po cenie ρ' konsument odnosi pewną korzyść. Korzyść ta jest nazywana nadwyżką konsumenta i jest ona równa polu powierzchni figury leżącej pod krzywą popytu powyżej linii wyznaczonej przez cenę ρ' . Oznaczając nadwyżkę konsumenta jako NK otrzymuje się:

$$NK = \int_0^{P_L^*} \rho(P_L) dP_L - \rho' P_L^* \quad (11)$$

Powyższa definicja nadwyżki konsumenckiej może być rozszerzona w celu zdefiniowania nadwyżki wynikającej ze skonsumowania zbioru produktów lub usług mających niezależne funkcje popytu. W przypadku rynku energii można tak traktować m.in. zapotrzebowanie w różnych węzłach sieciowych. W tym przypadku zależność na nadwyżkę konsumenta ma postać całki liniowej:

$$NK = \int_i \rho_i(P_{L1}, P_{L2}, \dots, P_{Lk}) d\mathbf{P}_L - \sum_i \rho_i' P_{Li}^* \quad (12)$$

Całkowanie w tym przypadku odbywa się po krzywej ograniczonej z jednej strony wektorem zapotrzebowania równym zero, a z drugiej strony wektorem \mathbf{P}_L^* , którego współrzędne określone są przez wartości P_{Li}^* .

W analogiczny sposób można zdefiniować nadwyżkę producenta, oznaczoną przez NP , która jest równa polu powierzchni figury leżącej powyżej krzywej podaży i poniżej linii wyznaczonej przez cenę ρ' . Można ją wyrazić w postaci:

$$NP = \sum_i \rho_i' P_{Gi}^* - K(P_{L1}^*, P_{L2}^*, \dots, P_{Lk}^*) \quad (13)$$

gdzie $K(P_{L1}^*, P_{L2}^*, \dots, P_{Lk}^*)$ jest całkowitym kosztem, który należy ponieść w celu zaspokojenia popytu $P_{L1}^*, P_{L2}^*, \dots, P_{Lk}^*$ i jest on równy całkowitemu kosztowi pokrycia zapotrzebowania KCZ .

Nadwyżkę rynkową można więc przedstawić jako:

$$\begin{aligned} NR &= NK + NP = \\ &= \int_i \rho_i(P_{L1}, P_{L2}, \dots, P_{Lk}) d\mathbf{P}_L - \sum_i \rho_i' P_{Li}^* + \sum_i \rho_i' P_{Gi}^* - K(P_{L1}^*, P_{L2}^*, \dots, P_{Lk}^*) \end{aligned} \quad (14)$$

Jeżeli przyjąć, że ceny energii ρ' są cenami krańcowymi węzłowymi, to nadwyżka rynkowa wyraża się zależnością:

$$NR = \int_i \rho_i(P_{L1}, P_{L2}, \dots, P_{Lk}) d\mathbf{P}_L - PO + PW - KCZ \quad (15)$$

Analogicznie do wprowadzonych wcześniej zmian nadwyżki sieciowej i kosztu pokrycia zapotrzebowania wprowadza się jako rynkową miarę efektywności inwestycji zmianę nadwyżki rynkowej jako różnicę pomiędzy nadwyżką rynkową w układzie z inwestycją (NR) w stosunku do układu bez nowej inwestycji (układu bazowego – NR^b). Przyjmując dodatkowo założenie o niezmienności krzywej popytu wraz ze zmianą układu sieciowego, nadwyżkę rynkową można określić jako:

$$\begin{aligned} \Delta NR &= NR - NR^b = (PW - PO - KCZ) - (PW^b - PO^b - KCZ^b) = \\ &= (PO^b - PO) + [(PW - KP) - (PW^b - KP^b)] = \\ &= -(\Delta KCZ + \Delta MS), \end{aligned} \quad (16)$$

przy czym górny indeks b przy danej wielkości oznacza, że została ona wyznaczona dla układu bazowego (bez nowej inwestycji), natomiast brak górnego indeksu wskazuje, że dana wielkość odnosi się do układu z nową inwestycją.

W procesie planowania rozwoju i modernizacji sieci elektroenergetycznej zasadniczym celem jest takie jej przygotowanie (sieci), które umożliwi maksymalizację efektów ekonomicznych leżących zarówno po stronie odbiorców, jak i po stronie wytwórców energii. Wykorzystanie nadwyżki rynkowej umożliwi dokonanie globalnej oceny efektywności ekonomicznej inwestycji sieciowej z punktu widzenia wszystkich użytkowników sieci – odbiorców i wytwórców. Realizacja inwestycji sieciowej cechującej się wysoką dodatnią wartością nadwyżki rynkowej powinna przede wszystkim skutkować zwiększeniem wytwarzania energii w jednostkach najtańszych, powodując tym samym zmniejszenie sumarycznych kosztów zakupu energii przez odbiorców oraz zwiększenie sumarycznego zysku wytwórców.

Zgodnie z definicją przedstawionych w punktach 3.1 + 3.3 estymatorów ujemne wartości zmian całkowitego kosztu pokrycia zapotrzebowania ΔKCZ oraz zmian nadwyżki sieciowej ΔNS oznaczają polepszenie warunków pracy systemu po wprowadzeniu nowych elementów sieciowych (zmniejszeniu ulegają bądź straty mocy, bądź ograniczenia sieciowe – ograniczenia w przepustowości linii lub ograniczenia poziomów napięć – lub jednocześnie jeden i drugi rodzaj ograniczeń), dodatnie zaś zmiany oznaczają pogorszenie warunków pracy systemu po jego modyfikacji. Dla zmiany nadwyżki rynkowej relacje te są odwrotne, tzn. dodatnia wartość ΔNR oznacza polepszenie warunków pracy systemu, zaś ujemna pogorszenie tych warunków.

4. WKORZYSTANIE RYNKOWEGO OSZACOWANIA STOPNIA ROZWOJU DO OCENY NOWYCH HIPOTETYCZNYCH PUNKTÓW TRANSFORMACJI 400/220 kV W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Rynkowe oszacowanie stopnia rozwoju sieci przedstawione w punkcie 3 zastosowano do oceny efektywności hipotetycznego wprowadzenia nowych punktów transformacji 400/220 kV w krajowym systemie elektroenergetycznym. Rozpatrywano przy tym trzy takie lokalizacje, które można scharakteryzować następująco:

- lokalizacja A – obszar sieciowy o dużym deficycie mocy produkowanej i dużych tranzytach (przesyłach) liniami 400 kV,
- lokalizacja B – obszar, w którym występują ograniczenia w przepustowości linii 220 kV dla stanów pracy normalnej sieci (w układach po optymalizacji OPF),
- lokalizacja C – obszar o dużej gęstości linii przesyłowych, dużej generacji i odbiorze mocy.

Obliczenia cen węzłowych dla poszczególnych węzłów KSE (sieci 400, 220 i 110 kV) zostały wykonane na podstawie układu normalnego przygotowanego dla zimowego szczytu wieczornego 2002/03. W układzie tym sumaryczna moc czynna pobierana (przez odbiorców końcowych, na potrzeby własne elektrowni oraz na eksport) wyniosła 24 580 MW. Sumaryczna moc czynna generowana przez źródła wytwórcze nie podlegające optymalizacji (generacja zdeterminowana oraz import) wyniosła 5 929 MW, natomiast dostępne zdolności wytwórcze źródeł systemowych (JWCD) wynosiły 20 681 MW. W przeprowadzonych analizach optymalny rozptył mocy wyznaczano przy przyjęciu jednakowych standardowych zmiennych kosztów wytwarzania dla wszystkich jednostek wytwórczych wchodzących w skład danej elektrowni.

Wyznaczone z wykorzystaniem opisanego w punkcie 2 zadania optymalizacji rozptyłu mocy wartości krótkookresowych cen węzłowych w poszczególnych węzłach sieci 400, 220 i 110 kV oraz wartości mocy czynnej generowanej w poszczególnych węzłach wytwórczych tych sieci pozwoliły na wyznaczenie wartości rynkowych estymatorów stanu pracy sieci elektroenergetycznej wg zależności przedstawionych w punkcie 3. W tabeli 1 przedstawiono statystyczną ocenę krótkookresowych cen węzłowych dla różnych wariantów pracy układu „Zima Szczyt Wieczorny 2002/03” w podziale na węzły sieci przesyłowej (400 i 220 kV) oraz węzły sieci 110 kV, natomiast w tab. 2 przedstawiono omówione rynkowe estymatory stanu sieci.

Z porównania wartości poszczególnych wielkości przedstawionych w tab. 1 wynika, że nowe transformacje 400/220 kV nie mają znaczącego wpływu na zmianę wartości krótkookresowych cen węzłowych w węzłach sieci 400, 220 i 110 kV KSE. Jest to szczególnie widoczne dla sieci przesyłowej. Jedyne w przypadku dwóch wariantów (lokalizacja B oraz jednoczesna lokalizacja A, B i C) obserwuje się nieco większe zróżnicowanie cen węzłowych w węzłach sieci 110 kV, przy czym wartości minimalne tych cen praktycznie nie ulegają zmianom. Spowodowane to jest głównie tym, że dla wszystkich wariantów układu „Zima Szczyt Wieczorny 2002/03” aktywne ograniczenia sieciowe występują wyłącznie w sieci 110 kV. Można to wytłumaczyć tym, że obliczenia optymalnego rozplywu mocy były wykonywane dla zadanego, niezmiennego w procesie optymalizacji, zestawu jednostek wytwórczych, a dla tego układu, podobnie jak dla wszystkich układów normalnych, zestaw jednostek (a także poziomy generacji) dobiera się tak, aby rozplyw mocy spełniał wszystkie ograniczenia sieciowe, przy czym należy zaznaczyć, że dobrany w układzie normalnym skład oraz obciążenia poszczególnych jednostek wytwórczych nie zapewniają osiągnięcia minimum całkowitego kosztu pokrycia zapotrzebowania (funkcji celu w zadaniu *OPF*). W procesie optymalizacji rozplywu mocy zmianie ulega rozkład generacji między poszczególnymi jednostkami wytwórczymi, jednak z uwagi na to, że skład jednostek wytwórczych nie ulega zmianie, możliwości zmiany rozkładu generacji są ograniczone (dodatkowo zmiany rozkładu generacji ograniczają wysokie wartości minimalnej mocy generowanej w poszczególnych jednostkach wytwórczych), co skutkuje tym, że uaktywnia się niewielka liczba ograniczeń gałęziowych. Wprowadzenie nowych punktów transformacji 400/220 kV także nie ma zbyt silnego wpływu na zmianę rozkładu generacji (a w efekcie rozplywu mocy). Innym możliwym sposobem rozwiązywania zadania *OPF* jest rozpoczęcie procesu obliczeniowego dla wszystkich dostępnych jednostek wytwórczych w KSE (z możliwością ograniczenia się jedynie do JWCD), a następnie odstawianie poszczególnych jednostek pracujących z mocą minimalną (tzw. algorytm *Unit Decommitment*). Takie rozwiązanie zadania *OPF* pozwoliłoby na ujawnienie się większej liczby ograniczeń sieciowych.

Z przedstawionych w tab. 2 wartości wynika, że we wszystkich wariantach z nowymi punktami transformacji 400/220 kV następuje niewielkie obniżenie kosztu *KCZ*. Największe obniżenie kosztu *KCZ* występuje w układach z nową transformacją 400/220 kV dla lokalizacji A, natomiast nowa transformacja w lokalizacji C w bardzo małym stopniu wpływa na jego zmniejszenie. Jak wspomniano w rozdziale 3 zmiana kosztu *KCZ* w układzie z nową transformacją w stosunku do układu bez tej transformacji (ΔKCZ) może służyć jako miara kosztów związanych z ograniczeniami sieciowymi ponoszonych przez Opeatora Systemu Przesyłowego.

Drugi charakterystyczny wskaźnik stanu sieci – nadwyżka sieciowa – w układach z nową transformacją przyjmuje wyższe wartości w stosunku do układu bazowego dla tych wariantów, w których została zamodelowana transformacja w lokalizacjach A i/lub C, przyczym osiąga on największą wartość w układzie z jednoczesną transformacją w tych węzłach. Natomiast nowa transformacja w lokalizacji B powoduje obniżenie wartości *NS* w stosunku do układu bazowego.

Tabela 1

Statystyczna ocena krótkookresowych cen węzłowych w węzłach sieci 400, 220 i 110 kV KSE dla układu „Zima Szczyt Wieczorny 2002/03”

Stan KSE		Układ bez nowych transform	Lokalizacja A	Lokalizacja B	Lokalizacja C	Lokalizacja A i C	Lokalizacja A, B i C
Węzły sieci 400 i 220 kV							
Wartość średnia	zł/MWh	107,57	107,51	107,50	107,58	107,53	107,44
Odchylenie standardowe	zł/MWh	5,38	5,29	5,33	5,34	5,25	5,24
Wartość maksymalna	zł/MWh	118,93	118,41	118,80	118,93	118,40	118,36
Wartość minimalna	zł/MWh	100,05	100,03	100,06	100,06	100,05	100,03
Rozstęp	zł/MWh	18,89	18,37	18,74	18,86	18,35	18,33
Węzły sieci 110 kV							
Wartość średnia	zł/MWh	109,14	109,05	109,04	109,20	109,10	109,00
Odchylenie standardowe	zł/MWh	6,75	6,75	6,57	6,70	6,71	6,75
Wartość maksymalna	zł/MWh	154,41	153,77	140,94	154,46	153,82	164,17
Wartość minimalna	zł/MWh	97,56	97,74	98,19	97,51	97,69	98,20
Rozstęp	zł/MWh	56,85	56,04	42,75	56,95	56,13	65,97

Tabela 2

Rynkowe estymatory stanu sieci dla różnych hipotetycznych lokalizacji nowych transformatorów

Stan KSE		Układ bez nowych transform.	Lokalizacja A	Lokalizacja B	Lokalizacja C	Lokalizacja A i C	Lokalizacja A, B i C
ΔKCZ	zł/h	0	-423	-358	-68	-489	-452
ΔNS	zł/h	0	670	-2 895	15	684	-774
ΔNR	zł/h	0	-248	3 253	52	-195	1 225
ΔP_{str}	zł/h	0	-3,78	-2,84	-0,48	-4,25	-4,30

Trzecim analizowanym rynkowym oszacowaniem stopnia rozwoju sieci, pozwalającym na dokonanie globalnej oceny efektywności ekonomicznej nowej inwestycji sieciowej, jest nadwyżka rynkowa, sumująca efekty wynikające z realizacji inwestycji występujące po stronie odbiorców i po stronie wytwórców energii. Zgodnie z definicją nadwyżki rynkowej dana inwestycja sieciowa jest uzasadniona ekonomicznie tylko wtedy, gdy związana z nią nadwyżka rynkowa jest dodatnia (abstrahuje się tutaj od bezwzględnej wartości nadwyżki rynkowej dla danej inwestycji, z której m.in. wynika okres zwrotu tej inwestycji). Z przeprowadzonych analiz wynika, że najwyższą efektywnością, z punktu widzenia wszystkich użytkowników sieci, spośród układów z pojedynczymi nowymi transformacjami 400/220 kV cechuje się układ z nową transformacją zlokalizowaną w B, dla którego nadwyżka rynkowa osiąga wartość 3253 zł/h, natomiast najniższą efektywność ekonomiczną (ujemna wartość nadwyżki rynkowej) posiada układ z nową transformacją zlokalizowaną w A, dla którego następuje pogorszenie sytuacji użytkowników sieci w stosunku do układu bazowego.

5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Rynek energii elektrycznej i swobodny dostęp do sieci coraz większej liczby uczestników tego rynku powoduje konieczność zmiany podejścia do prowadzenia ruchu sieci elektroenergetycznej. Objawia się to przede wszystkim w zarządzaniu ograniczeniami sieciowymi, które to uniemożliwiają w pełni swobodną i dowolną kontrakcję energii elektrycznej. Z drugiej strony nie jest pożądane zbudowanie takiej sieci, która umożliwiałaby pełną swobodę. Konieczne jest więc znalezienie pewnego optimum ponoszonych kosztów ograniczeń sieciowych przez jej użytkowników.

Zastosowanie spójnej metodologii kształtowania opłat przesyłowych z uwzględnieniem ograniczeń sieciowych oraz metodologii oceny stanu sieci i w konsekwencji planowania rozwoju tej sieci jest koniecznym zadaniem do realizacji, aby osiągnąć przedstawione cele. Krótkookresowe koszty krańcowe w węzłach sieci stanowią mogą wspólny element tych zagadnień. Same koszty krańcowe mogą być podstawą do wyznaczania stawek opłat przesyłowych w tzw. części za korzystanie z sieci. Przedstawione w artykule rynkowe oszacowania stopnia rozwoju sieci wyznaczone na podstawie krótkookresowych cen węzłowych stanowią z kolei podstawę do jednolitej wyceny ograniczeń sieciowych i tym samym do oceny efektywności inwestycji sieciowych.

Zaprezentowane wyniki przeprowadzonych analiz potwierdzają przydatność tych wskaźników, potwierdzając jednocześnie fakt, że klasyczne wskaźniki oceny stanu (brane pod uwagę w klasycznym modelu optymalizacji rozwoju sieci, jak np. straty sieciowe) nie zawsze dają pełny obraz efektów nowych inwestycji. W przedstawionym przykładzie w każdym z wariantów następuje obniżenie strat mocy, a wskaźniki rynkowe, np. zmiany nadwyżki rynkowej, są zarówno dodatnie jak i ujemne.

LITERATURA

1. Buchta F., Lubicki W., Przygodzki M., Tomasiak G.: Uwzględnienie uwarunkowań rynkowych w metodyce planowania rozwoju sieci funkcjonalnie przesyłowych. Konferencja „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” APE’03. Gdańsk-Jurata 2003.
2. Kocot H.: Planowanie rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV w warunkach rynku energii elektrycznej. Rozprawa doktorska, Gliwice 2000.
3. Korab R.: Modele efektywnych taryf przesyłowych. Rozprawa doktorska, Gliwice 2003.
4. Korab R., Żmuda K.: Zastosowanie zadania optymalizacji rozptyłów mocy do oceny stanu krajowej sieci przesyłowej i 110 kV w warunkach rynkowych. Konferencja „Optymalizacja w Elektroenergetyce” OPE’03. Jachranka 2003
5. Zimmerman R., Gan D.: MATPOWER – a MATLAB Power System Simulation Package. Version 2.0, Cornell University, December 1997.
6. Kocot H., Korab R., Żmuda K.: Wykorzystanie cen węzłowych mocy do oceny stanu sieci zamkniętej oraz do określania stawek opłaty przesyłowej. Konferencja „Rynek Energii Elektrycznej” REE’02. Kazimierz Dolny 2002.

Wpłynęło do Redakcji 2 kwietnia 2004 r.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Marian Sobierajski