ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1994
Seria: ELEKTRYKA, z. 137 Nr kol. 1244

Szymon CIURA
Henryk KOCOT

ROZDZIAŁ STRAT ENERGII W SIECIACH PRZESYŁOWYCH MIĘDZY WĘZŁY ODBIORCZE ZASILANE Z TYCH SIECI

Streszczenie. W artykule przedstawiono problemy, związane z aktualnym dla energetyki zagadnieniem, dotyczącym przyporządkowania strat przesyłowych poszczególnym użytkownikom, kupującym energię z sieci przesyłowych. Omówiono dokładniej metodę tzw. względnych przyrostów, służącą do rozdzielenia określonej ilości strat przesyłowych między użytkowników, zwracając przy tym uwagę na możliwe uproszczenia metodyczne przy praktycznym zastosowaniu tej metody.

PARTITIONNING OF ENERGY LOSSES IN THE TRANSMISSION NETWORKS BETWEEN CONSUMING NODES SUPPLIED FROM THESE NETWORKS

Summary. The actual problem of partitioning of energy losses between separate consumers supplied from the nodes of the transmission networks has been presented. A method of so-called relative increses, which is applied to partitionning the losses, has been treated more detailed. A special attention is payed to possible methodical simplifications which may appear in a practical usage of this method.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМНЫХ СЕТЯХ МЕЖДУ ПРИЕМНЫЕ УЗЛЫ ПИТАЕМЫЕ ОТ ЭТИХ СЕТЕЙ

Резюме. В статье указаны вопросы связанные с весьма актуальной в энергетике проблемой соотнесения потерь в линиях электропередачи с поотдельными потребителями покупающими энергию из системных сетей. Более подробно обсуждается так называемый метод удельных приростов, с применением которого реализуется распределение потерь между потребителями. Обращается внимание на возможные упрощения при практическом применении вышеуказанного метода.

1. WPROWADZENIE

Uwzględnienie strat przesyłowych w rozliczeniach za energię elektryczną między podmiotami gospodarczymi, zajmującymi się obrotem energią elektryczną, jakimi są PSE SA oraz zakłady energetyczne (ZE), aktualne jest już tak długo, jak długo trwają rozliczenia za energię elektryczną pomiędzy tymi jednostkami. Do tej pory jednak interes obu stron był inny niż jest aktualnie i niż będzie w przyszłych latach, po wprowadzeniu tzw. taryfy hurtowej. Do tej pory bowiem cena zakupu energii od PSE SA była relatywnie niższa dla tych ZE, którym przyporządkowane zostały większe straty energii w sieciach rozdzielczych i przesyłowych. Straty w sieciach rozdzielczych wyznaczano przy tym wg określonej zależności regresyjnej, jednakowej dla wszystkich ZE, natomiast straty w sieciach przesyłowych przyjmowane były na poziomie rzeczywistych strat, występujących w sieciach przesyłowych, zasilających określony ZE. Straty te rozumiane były przy tym jako różnica energii wprowadzonej do sieci przesyłowych określonego ZE i energii z tej sieci zakupionej przez ten sam ZE oraz oddanej do sąsiednich obszarów. W ten sposób w niektórych gałęziach sieci przesyłowych, zwykle blisko węzłów wytwórczych, występowały straty wskutek przesyłania energii do innych ZE, ale przypisywane zakładom, będącym właścicielami tych gałęzi sieci przesyłowych, jeśli tylko zakłady te były zasilane za pośrednictwem tych gałęzi. Po przejęciu sieci przesyłowych przez PSE SA koszt strat energii w tych sieciach doliczany jest do ceny energii, kupowanej przez poszczególne spółki dystrybucyjne (ZE SA) od PSE SA. W interesie tych spółek będzie teraz wykazanie, że w zasilających je sieciach straty przesyłowe są bardzo małe, znacznie mniejsze niż w latach poprzednich. Dlatego niezwykle ważnym zagadnieniem staje się opracowanie metody, służącej do przyporządkowania określonemu użytkownikowi takiej ilości strat przesyłowych, jaką ten użytkownik w sieciach przesyłowych powoduje, przy czym suma tych strat musi być zgodna z rzeczywistymi stratami, które wystąpiły w ww. sieciach.

Zagadnienie to stanie się jeszcze ważniejsze po wprowadzeniu taryfy hurtowej i odstąpieniu od subwencjonowanych cen sprzedaży energii przez PSE SA, przystosowanych do istniejącej sytuacji finansowej poszczególnych ZE SA.

2. AKTUALNY STAN ZAGADNIENIA

Powyższe zadanie nie doczekało się do tej pory rozwiązania, satysfakcjonującego zarówno teoretyków, jak i praktyków. Przyczyna tego stanu tkwi m.in. w tym, że tzw. straty obciążeniowe, stanowiące przeważającą część łącznych strat energii, zmieniają się nieliniowo wraz ze zmianą obciążenia poszczególnych węzłów odbiorczych i zależą jed-

nocześnie od obciążenia pozostałych węzłów. Nie są przy tym znane udziały poszczególnych źródeł w pokryciu obciążenia poszczególnych węzłów odbiorczych i tym samym nie jest jednoznacznie określone wykorzystanie poszczególnych gałęzi sieci przesyłowych przez ww. odbiory. Zatem każdy sposób przyporządkowania strat przesyłowych poszczególnym użytkownikom sieci będzie w takim przypadku tylko sposobem umownym, w mniejszym lub większym stopniu uzasadnionym teoretycznie lub praktycznie.

Oprócz wymienionego już przyporządkowania strat ze względu na miejsce ich powstawania, w praktyce proponowany jest ich podział proporcjonalnie do obciążenia szczytowego poszczególnych węzłów odbiorczych NN/110 kV lub do ilości zakupionej energii z tych węzłów. Podziały te nie uwzględniają jednak najważniejszego wymogu, jakim jest zróżnicowanie strat energii w zależności od lokalizacji użytkowników, którymi to użytkownikami są zarówno odbiorcy, jak i producenci energii [1].

Metodą, uwzględniającą odległość odbiorców od źródeł energii oraz ilość pobieranej z sieci przesyłowej energii przez każdego z odbiorców, jest metoda transportowa [2], zaproponowana do rozwiązania powyższego zadania w pracy [3]. Budzi ona dość poważne wątpliwości w aspekcie podziału strat obciążeniowych, zależnych od kwadratu "transportowanej" mocy oraz od odległości elektrycznej, a nie geometrycznej, jak się to w [3] proponuje. Najodpowiedniejszą metodą wydaje się być tzw. metoda względnych przyrostów strat, zaproponowana w pracy [1] do rozwiązania postawionego wyżej zadania. Metodę względnych przyrostów strat proponuje się również w pracy [4] do wyznaczania tzw. kosztów krańcowych przesyłu energii, służących do kalkulacji cen energii biernej, dostarczanej przez PSE SA poszczególnym odbiorcom z sieci przesyłowych.

Podstawą ww. metody jest założenie, że procentowe udziały strat, przyporządkowane poszczególnym węzłom odbiorczym, są proporcjonalne do przyrostów procentowych strat mocy w sieciach przesyłowych, wywołanych kolejnymi przyrostami mocy czynnej w węzłach odbiorczych od mocy $P = 0$ do mocy ustalonej i-tego węzła, przy niezmienionych mocach w pozostałych węzłach. Względne przyrosty strat mocy czynnej wyznaczane są z wykorzystaniem rozpływów mocy w sieciach przesyłowych, uzyskiwanych za pomocą odpowiednich komputerowych programów rozpływowych. W metodzie tej można pominąć wpływ zmian mocy biernej w węzłach odbiorczych na wielkość strat przesyłowych. Wg [5] składowa strat mocy czynnej, pochodząca od przepływów mocy biernej w szczycie obciążenia, nie przekracza 5,5%. Zatem łączne straty przesyłowe, pochodzące od przepływów mocy czynnej i mocy biernej, można bez większego błędu rozdzielać między poszczególne węzły odbiorcze proporcjonalnie do przyrostów strat mocy czynnej, wywołanych tylko przyrostami mocy czynnej.

Jak wynika z danych, przytoczonych w pracy [6], przejście od strat mocy czynnej do strat energii można uzyskać z wystarczającą dla praktyki dokładnością, zakładając jako

obciążenie dla węzłów odbiorczych wartości średnie mocy w okresie T (np. jednego miesiąca, kwartału, roku), wynikające z ilości produkowanej i pobieranej energii w tym okresie.

Względne przyrosty strat mocy czynnej w ogólności można dla i-tego węzła wyznaczyć jako:

$$k_i = \frac{P_{str}(P_i + \Delta P_i) - P_{str}(P_i - \Delta P_i)}{2\Delta P_i}$$
$$m_i = \frac{P_{str}(Q + \Delta Q_i) - P_{str}(Q_i - \Delta Q_i)}{2\Delta Q_i}, \qquad (1)$$

gdzie:

P_i, Q_i - odpowiednio czynne i bierne obciążenie i-tego węzła, średnie w rozpatrywanym okresie T;

ΔP_i, ΔQ_i - zmiana obciążenia czynnego i biernego określonego węzła odbiorczego;

$P_{str}(.)$ - straty mocy czynnej, odpowiadające zadanym obciążeniom poszczególnych węzłów odbiorczych.

Wartości k_i oraz m_i względnych przyrostów strat mocy czynnej przy ΔP_i oraz ΔQ_i malejących do zera, to oczywiście pochodne strat mocy czynnej względem mocy czynnej i biernej każdego z węzłów odbiorczych, oznaczane dalej - dla uproszczenia - w ten sam sposób (pochodne te przyjmują oczywiście również te same wartości, jak ilorazy różnicowe (1)). Pochodne takie wg pracy [5] można wyznaczyć, wykorzystując w tym celu dwa rozpływy mocy w sieciach przesyłowych i rozpływ rzeczywisty mocy oraz tzw. rozpływ dualny. Po podzieleniu wartości zespolonych napięć węzłowych dualnych przez wartości zespolone sprzężone napięć rzeczywistych otrzymuje się wartości operatora zespolonego $\underline{T}_i$ dla każdego z węzłów sieci przesyłowych, którego składowe określają - po pewnym przekształceniu - wartości wspomnianych pochodnych. Niezależnie od sposobu wyznaczania wartości względnych przyrostów k_i oraz m_i, wyznaczane są one zawsze przy założeniu, że przyrosty ΔP oraz ΔQ poboru mocy pokrywane są z określonego (jednego lub ewentualnie kilku) tzw. węzła bilansującego. Wynika stąd, że wybór węzła bilansującego do wyznaczenia rozpływu mocy i wartości pochodnych k_i oraz m_i może mieć istotny wpływ na wartości tych pochodnych. Pojawia się zatem pytanie, które węzły uznać za bilansujące wzrost obciążenia, jeśli w rzeczywistości obciążenia ustalone węzłów odbiorczych pokrywane są z wielu źródeł, zgodnie z systemem ERO, a w krajowym systemie brak jest węzła bilansującego w pełnym tego słowa znaczeniu? Z jakimi udziałami wybrane węzły wytwórcze będą pokrywać wzrost obciążenia każdego z węzłów odbior-

czych, aby uzyskany tą drogą rozdział strat przesyłowych odpowiadał wspomnianym już wymaganiom [1], co oznacza również zaakceptowanie tego rozdziału przez wszystkich użytkowników? Jak wykorzystać do tego celu standardowe programy rozpływowe? Próbę odpowiedzi na powyższe pytania zawiera dalszy ciąg niniejszego artykułu.

3. TEORETYCZNE PODSTAWY ANALIZY

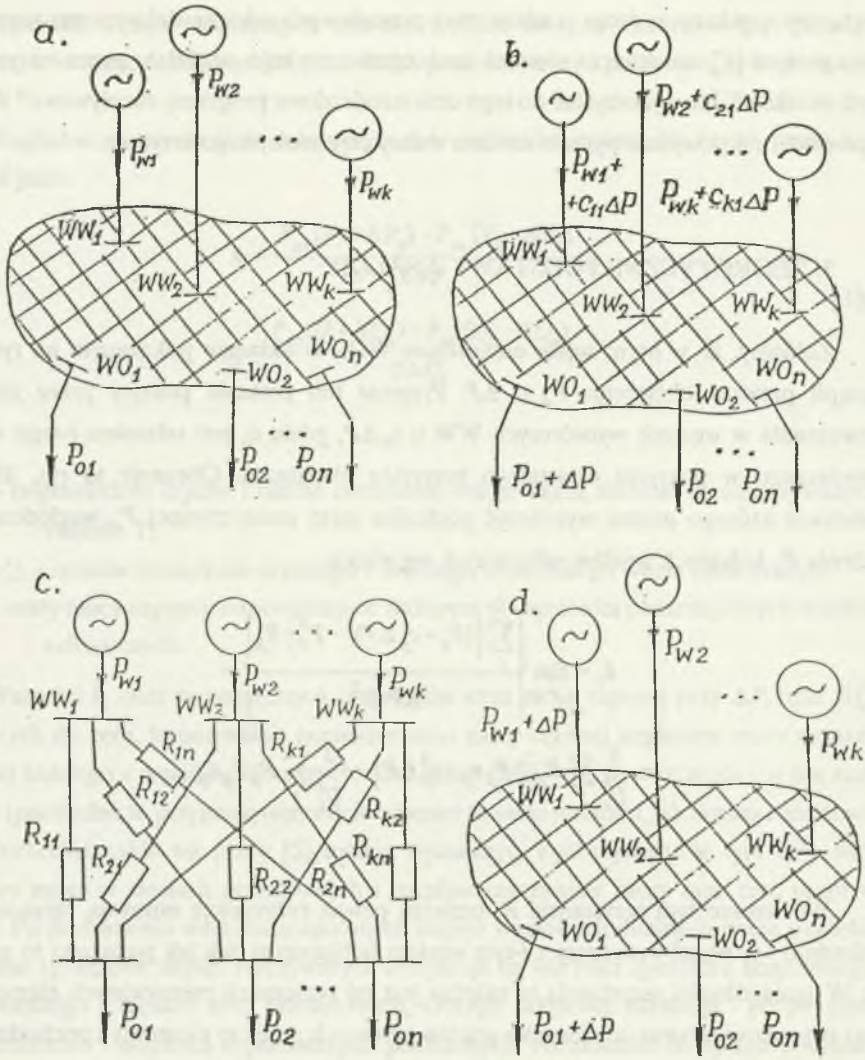
Załóżmy, że w i-tym węźle odbiorczym WO_i, w układzie pokazanym na rys. 1a, nastąpił przyrost obciążenia P_{oi} o ΔP. Przyrost ten zostanie pokryty przez zmianę wytwarzania w węzłach wytwórczych WW o $c_{ji}\,\Delta P$, gdzie c_{ji} jest udziałem j-tego węzła wytwórczego w pokryciu powstałego przyrostu obciążenia. Obrazuje to rys. 1b, na podstawie którego można wyznaczyć pochodne strat mocy czynnej P_{str} względem obciążenia P_{oi} kolejnych węzłów odbiorczych wg wzoru

$$k_i = \lim_{\Delta P \to 0} \left\{ \frac{\sum_j \left[(P_{ji} + c_{ji}\Delta P)^2 - P_{ji}^2 \right] \cdot R_{ji}}{\Delta P \cdot U_i^2} \right\} = \tag{2}$$

$$= \frac{1}{U_i^2} \sum_j R_{ji} \left[2P_{ji}c_{ji} + c_{ji}^2 \Delta P \right] \to \frac{2}{U_i^2} \sum_j R_{ji} P_{ji} c_{ji} \,.$$

We wzorze tym rezystancja R_{ji} oznacza pewną rezystancję umowną, łączącą bezpośrednio j-ty węzeł wytwórczy z i-tym węzłem odbiorczym, tak jak pokazano to na rys. 1c. W szczególności rezystancja ta zależna jest od rezystancji rzeczywistych elementów sieci przesyłowych oraz od stosunku prądów płynących przez te elementy i pochodzących od sąsiednich źródeł do prądu, pochodzącego od j-tego źródła. Wynika stąd, że pochodne określone wzorem (2) zmieniają swe wartości w przybliżeniu liniowo wraz ze zmianą obciążenia węzłów. Wobec tego do obliczenia strat energii, przypadających na określony węzeł odbiorczy, należałoby przyjmować średnią arytmetyczną wartości pochodnych $k_i(0)$ oraz $k_i(P_{oi})$, czyli

$$k_{sri} = \frac{k_i(0) + k_i(P_{oi})}{2} \tag{3}$$



Rys. 1. Schemat wyjściowy do analizowanego układu w stanie ustalonym (a), po wymuszeniu dodatkowego obciążenia ΔP w węźle odbiorczym WO_1 i jego pokryciu przez wszystkie węzły wytwórcze (b) z ilustracją umownych rezystancji międzywęzłowych R_{ji} (c) oraz po wymuszeniu dodatkowego obciążenia ΔP i jego pokryciu przez jeden tylko węzeł wytwórczy

Fig. 1. The scheme of analysed system with power flux in stationary state (a), after constraint of additional load ΔP in the consuming node WO_1 and its covering by all producing nodes (b) with an illustration of conventional inter-node resistances R_{ji} (c), as well as after constraint of additional load ΔP and its covering only by one producing node

oraz

$$A_{str\,i} = A_{str} \frac{k_{sri} P_{oi}}{\sum_i k_{sri} P_{oi}}, \tag{4}$$

gdzie:

A_{str} - obciążeniowe straty energii w sieciach przesyłowych;

$k_i(0)$, $k_i(P_{oi})$ - wartości pochodnych strat mocy czynnej w i-tym węźle odbiorczym, odpowiadające odpowiednio obciążeniu węzła $P = 0$ oraz $P = P_{oi}$.

Nieuwzględnienie zmian pochodnych strat wraz ze zmianą obciążenia w węzłach odbiorczych od $P = 0$ do $P = P_{oi}$ może prowadzić do kilkuprocentowych błędów w określeniu wartości A_{stri}. Uwzględnienie tych zmian mocno komplikuje i wydłuża proces obliczeń, gdyż wymaga dodatkowo tylokrotnego rozwiązania zadania rozpływowego rzeczywistego i dualnego dla $P \neq P_{oi}$, ile węzłów odbiorczych zasilanych jest z sieci przesyłowych. Należałoby przy tym każdorazowo dokonać rozdziału obciążeń zgodnie z wymaganiami ERO, ustalając nowe warunki pracy rozpatrywanego układu. Aby uniknąć tych niedogodności, można dopuścić założenie, że wartości pochodnych strat mocy w każdym węźle odbiorczym zmieniają się w ten sam sposób (z takim samym nachyleniem) wraz ze zmianą obciążenia poszczególnych węzłów, wskutek czego wystarczy wyznaczyć wartości tych pochodnych dla $P = P_{oi}$, przyjmując następnie we wzorze (4) $k_{śri} = k_i(P_{oi})$.

Rozdzielenie strat energii między poszczególne węzły odbiorcze wg wzoru (4) będzie w pełni poprawne tylko wtedy, kiedy - zgodnie z rys. 1b - wartości wypadkowe poszczególnych pochodnych k_i byłyby wyznaczane przy spełnionym warunku, że zmianę obciążenia i-tego węzła odbiorczego pokrywać będą równocześnie wszystkie węzły wytwórcze. Wtedy zarówno wartości R_{ji}, jak również P_{ji} oraz c_{ji} ze wzoru (2) wynikałyby w sposób naturalny z zadanych warunków pracy sieci przesyłowych oraz ich konfiguracji i parametrów poszczególnych elementów sieci.

Spełnienie powyższego warunku w standardowym programie rozpływowym jest jednak kolejnym, dość znacznym utrudnieniem. Należałoby bowiem każdemu węzłowi odbiorczemu przyporządkować rzeczywisty wektor napięcia (inny dla $P = P_{oi}$ i inny przy ewentualnym $P \neq P_{oi}$, w granicznym przypadku przy $P = 0$), tak aby uzyskane rozpływy mocy odpowiadały rozpływom w układzie rzeczywistym przy określonych warunkach obciążeniowych i napięciowych. Alternatywą dla takiego postępowania może być rozwiązanie zadania rozpływowego zgodnie z rys. 1d: przyrost obciążenia kolejnych węzłów odbiorczych pokrywany jest z założonego węzła wytwórczego, nazywanego w programie rozpływowym węzłem bilansującym, a wypadkową pochodną strat dla i-tego węzła odbiorczego wyznacza się - powtarzając obliczenia dla wszystkich węzłów wytwórczych - jako

$$k_i = \lim_{\Delta P \to 0} \left\{ \frac{\sum_j c_{ji}\left[(P_{ji} + \Delta P)^2 - P_{ji}^2\right] R_{ji}}{\Delta P U_i^2} \right\} = \tag{5}$$

$$= \frac{1}{U_i^2} \sum_j R_{ji} c_{ji} (2P_{ji} + \Delta P) \to \frac{2}{U_i^2} \sum_j R_{ji} P_{ji} c_{ji} = \sum_j c_{ji} k_{ji} .$$

Jak wynika z porównania wzorów (2) i (5), istnieje tożsamość pochodnych k_i, wyznaczonych oboma sposobami. W pierwszym przypadku jednak nie jest potrzebna znajomość udziałów c_{ji}, gdyż wartości pochodnych wypadkowych są wyznaczane w sposób naturalny, zgodnie z rozpływami w zastępczej sieci z rys. 1.c. W drugim przypadku natomiast znane są wartości pochodnych k_{ji} względem każdego z węzłów wytwórczych, ale wartości rzeczywistych udziałów c_{ji} nie są możliwe do określenia. Można je natomiast przyjąć wg określonego umownego kryterium. Obiecujące może być np. założenie, że zmiany obciążenia węzłów odbiorczych pokrywane są z poszczególnych węzłów wytwórczych z udziałami, odpowiadającymi udziałom energii (jeśli rozpatruje się obciążenia średnie w okresie T) wytwarzanej w tych węzłach do sumarycznej ilości energii, wytwarzanej we wszystkich węzłach pokrywających krajowe zapotrzebowanie. Istniejący, średni w okresie T, rozdział obciążeń na współpracujące źródła można bowiem uznać za rozdział spełniający wymagania ERO w tym okresie. W takim przypadku niewielki przyrost obciążenia któregoś z węzłów może zostać rozdzielony wg takich samych zasad, czyli proporcjonalnie do średniej mocy wytwarzanej w poszczególnych źródłach.

W praktyce okazuje się jednak, że nie wszystkie węzły wytwórcze mogą pokrywać przyrost obciążenia dowolnego z węzłów odbiorczych. Świadczą o tym liczne wartości pochodnych $k_{ji} < 0$, co oznacza, że przyrosty obciążenia czynnego w i-tym węźle odbiorczym, pokrywane z j-tego węzła wytwórczego, prowadzą do zmniejszenia strat przesyłowych. Możliwe jest to w dwu przypadkach.

1° Węzłem bilansującym jest węzeł o niewielkiej produkcji energii, pokrywający zapotrzebowanie tylko najbliższych węzłów odbiorczych, natomiast rozpatrywanym węzłem odbiorczym jest węzeł dalszy, którego obciążenie pokrywane jest w stanie ustalonym z innych węzłów wytwórczych (co wynika z analizy rozpływu mocy wokół tych węzłów). Przyrost produkcji energii w tym węźle bilansującym, wymuszony przyrostem poboru mocy w rozpatrywanym węźle odbiorczym, może spowodować korzystną z punktu widzenia strat zmianę przepływu mocy między tymi węzłami (zmniejszenie obciążenia elementów łączących te węzły).

2° Węzłem bilansującym jest węzeł pracujący w tzw. obszarze importującym, w którym moc źródeł wytwórczych jest za mała w stosunku do potrzeb odbiorców, natomiast rozpatrywanym węzłem odbiorczym jest węzeł z obszaru eksportującego energię, charakteryzującego się nadmiarem mocy w węzłach wytwórczych w stosunku do potrzeb najbliższych odbiorców. Podobnie jak i w pierwszym przypadku, przyrost obciążenia tego węzła odbiorczego, wymuszający odpowiedni przyrost produkcji w węźle bilansującym, jest korzystny z punktu widzenia rozpływu mocy, co w konsekwencji prowadzi do ujemnej wartości pochodnej k_{ji}.

W obu przypadkach proponuje się zatem rozpatrywać pewne "strefy zasilania" z określonych węzłów wytwórczych, dla których to stref uzyskuje się dodatnie wartości pochodnych k_{ji}. Strefy te można określić na podstawie analizy rozpływów mocy w stanach ustalonych w sieciach przesyłowych. Wynikają one ponadto z istniejących powiązań sieciowych między poszczególnymi obszarami kraju a źródłami. Dopiero dla węzłów odbiorczych, znajdujących się w obrębie takiej strefy, można wyznaczyć pochodne wypadkowe ze współczynnikami udziału c_{ji}, liczonymi tylko z uwzględnieniem produkcji węzłów A_j, zasilających określoną strefę:

$$k_i = \frac{\sum_j k_{ji} A_j}{\sum_j A_j}, \tag{6}$$

przy czym:

$$A_j = \begin{cases} A_j, \text{ jesli } k_{ji} > 0 \\ 0\ , \text{ jesli } k_{ji} \le 0\ . \end{cases} \tag{7}$$

Uwzględnienie wszystkich możliwych źródeł jako potencjalnych węzłów bilansujących zmiany obciążenia węzłów odbiorczych, niezależnie od ich wzajemnego położenia, prowadzi do wyników praktycznie nie do przyjęcia, właśnie ze względu na dużą liczbę węzłów z ujemnymi wartościami pochodnych k_{ji}.

4. PROPONOWANY SPOSÓB ROZDZIELENIA STRAT ENERGII

Po wyznaczeniu wypadkowych wartości pochodnych strat mocy czynnej dla kolejnych węzłów odbiorczych wg wzoru (6) rozdzielenie łącznych strat energii między te węzły odbywać się powinno wielostopniowo.

a) W pierwszej kolejności od łącznych strat energii ΔA należy odjąć sumę strat napięciowych (jałowych) k transformatorów odbiorczych:

$$A'_{str} = \Delta A - T\sum_{k} G_k U_k^2 \tag{8a}$$

oraz ewentualnie sumę strat napięciowych transformatorów sprzęgłowych, blokowych i linii NN:

$$\Delta A_{l,t} = T\sum_{l,t} G_{l,t} U_{l,t}^2 \tag{8b}$$

$$A_{str} = A'_{str} - \Delta A_{l,t} \,. \tag{8c}$$

b) Straty A_{str} rozdziela się między poszczególne węzły odbiorcze wg wzoru (4), w którym k_{in} należy zastąpić odpowiednio wypadkową wartością pochodnej k_i, wyznaczoną dla i-tego węzła odbiorczego wg wzoru (6).

c) Dla każdego węzła odbiorczego należy dodać jałowe straty energii w transformatorach odbiorczych NN/110 kV

$$\Delta A_i = A_{str\,i} + TG_i U_i^2 \tag{9}$$

oraz straty jałowe w liniach NN, transformatorach sprzęgłowych i blokowych, określone wzorem (8b). Straty te w krajowych liniach przesyłowych ocenia się na ok. 10-15% ogólnej ilości strat rocznych i możliwe są tutaj trzy warianty postępowania.

1. Straty $\Delta A_{l,t}$ można rozdzielić między poszczególne węzły odbiorcze w najprostszy sposób, czyli proporcjonalnie do ustalonego obciążenia tych węzłów:

$$(\Delta A_{l,t})_i = \Delta A_{l,t} \frac{P_{oi}}{\sum_i P_{oi}} \,. \tag{10}$$

2. Straty $\Delta A_{l,t}$ można rozdzielić między poszczególne węzły odbiorcze tak jak straty obciążeniowe, czyli wg wzoru (4). Wtedy operacje (8b) i (8c) nie są już konieczne i rozdziałowi podlegają straty określone wzorem (8a). Ten sposób rozdziału strat jałowych uwzględnia w pewnym przybliżeniu podstawowy wymóg [1] o zróżnicowaniu przydzielonych strat (również jałowych) w zależności od lokalizacji odbiorców energii w sieciach przesyłowych.

3. Straty ΔA_{ti} można rozdzielić między poszczególne węzły odbiorcze proporcjonalnie do stopni wykorzystania zdolności przesyłowych poszczególnych elementów sieci (linii, transformatorów) przez odbiory zasilane z ww. węzłów. Takie postępowanie stwarza jednak istotną trudność, gdyż wymagana jest znajomość wspomnianych stopni wykorzystania. Określenie tych stopni byłoby możliwe tylko "przy okazji" wyznaczania zmienności wartości pochodnych strat dla kolejnych węzłów odbiorczych w zależności od zmienności obciążenia tych węzłów (od $P = 0$ do $P = P_{\alpha i}$), co - jak już wspomniano - jest bardzo kłopotliwe i czasochłonne. Wobec stosunkowo niewielkiego udziału strat jałowych w ww. elementach w ogólnej ilości strat rocznych wydaje się uzasadniony ich rozdział tak jak strat obciążeniowych.

5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Z przeprowadzonej analizy wynika, że metoda względnych przyrostów strat mocy może być skutecznym narzędziem matematycznym, służącym do przyporządkowania poszczególnym węzłom odbiorczym ilości strat energii, proporcjonalnej do strat wywołanych przez określony węzeł w sieciach przesyłowych 750, 400 i 220 kV. Metoda ta może dać wyniki łatwe do interpretacji oraz akceptowalne przez poszczególnych użytkowników kupujących energię z sieci przesyłowych tylko wtedy, jeśli tzw. względne przyrosty strat rozpatruje się względem węzłów wytwórczych, zasilających poszczególne węzły odbiorcze w stanach ustalonych, o czym decydują kierunki przepływu mocy czynnych w tych stanach. Dla celów praktycznych wystarczy przy tym rozpatrywać przepływy mocy średnich, wynikających z poboru i produkcji energii w określonym czasie.

Omówiona wyżej metoda znalazła swe zastosowanie praktyczne przy rozdziale strat energii między poszczególnych użytkowników sieci przesyłowych, eksploatowanych w naszym kraju [7].

LITERATURA

1. Zasady hurtowego rynku energii elektrycznej. Faza I. Podsumowanie. Opracowanie wykonane przy współudziale firmy Coopers & Lybrand. PSE SA, Warszawa, styczeń 1994.
2. Kryński H., Badach A.: Zastosowanie matematyki do podejmowania decyzji ekonomicznych. PWN, Warszawa 1976.
3. Metoda uwzględniania kosztów przesyłu w różnych punktach odbioru energii elektrycznej z sieci przesyłowej dla potrzeb rozliczeń między PSE SA a zakładami energetycznymi. Etap I. Opracowanie Instytutu Energetyki - Zakładu Rozwoju Systemu. Warszawa, sierpień 1992.

4. Szostek T.: Problemy optymalizacji gospodarki mocą bierną w krajowej elektroenergetyce w nowej strukturze organizacyjnej. Biuletyn Energopomiaru, Energetyka nr 4, 1992.

5. Szostek T.: Metoda wyznaczania pochodnych cząstkowych strat mocy czynnej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Biuletyn Energopomiaru, Energetyka nr 7/8, 1990.

6. Ciura Sz.: Możliwości zastosowania rozkładu β do wyznaczania obciążeniowych strat energii w sieciach wysokiego napięcia. Materiały III Sympozjum "Metody matematyczne w elektroenergetyce", Sekcja IV. Zakopane, listopad 1993.

7. Program mikrokomputerowy do wyznaczania kosztów energii w węzłach sieciowych, uwzględniający koszty zmienne przesyłu (strat sieciowych). Opracowanie Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Pol. Śl. Gliwice, marzec 1994.

Recenzent: Prof. dr inż. Tadeusz Szostek

Wpłynęło do Redakcji dnia 22 marca 1994 r.

Abstract

The problem of taking into consideration the energy losses costs in the energy price is new one in Poland. It appeared with the reconstruction of power industry structure. Particularly difficult is the problem of partition of energy losses in the HV-networks among receivers supplied from these networks. Differentiation of energy losses can be dependent on the distance of receivers from electric energy sources.

A method of so-called relative increases of energy losses is proposed to be used in the paper. The energy losses are divided among receivers proportionally to the derivative values of the real power losses with regard of real power of successive receivers $k_i = \partial P_{ar}/\partial P_{ai}$ (the formula (4)). The average power, calculated from consumption of energy in the time of period T, is taken as a power P_i.

Partition of the energy losses according to the equation (4) will be completely correct if the increase of a load ΔP of each receiver in the network from Fig. 1a are covered at the same time (Fig. 1b). This condition is difficult to satisfy in computer calculating programs. It is proposed to calculate derivates k_i by means of formula (5) which is represented in Fig 1d. The c_{ij} values must be assumed then conventionally. These are proposed to be taken as equal to the ratio of energy (produced by successive sources supplying the given receivers from the HV-network) onto summary energy produced by these sources (formula (6)). Every source has also its own "supply zone" characterised by the condition $k_{ji} > 0$, which can determine analyzing of active power flux directions in the transmission networks during their stationary state.