

Metoda śledzenia przepływów mocy – opis przepływów finansowych związanych z wykorzystaniem elementów SEE

Streszczenie. Problem alokacji kosztów jest przykładem ogólnego problemu alokacji kosztów i korzyści wśród podmiotów, które współpracują przy budowie (wykorzystaniu) wspólnego zasobu, np. infrastruktury technicznej związanej z przesyłem czy dystrybucją energii (mocy), drogi czy np. obiektu użyteczności publicznej. W artykule – na podstawie przykładu – zostało zaprezentowane wykorzystanie metody śledzenia przepływów mocy do opisu przepływów finansowych za wykorzystanie elementów systemu – (w tym przypadku) gałęzi (linii, transformatorów).

Abstract. Cost allocation problem is an example of a general cost allocation and profits sharing among the companies (subjects) that cooperate in the construction of a common good e.g. technical infrastructure connected with transmission or distribution of power, a road or other community facilities. The paper presents an example of application of tracing power flow method to the description of financial flows for the use of elements of power system – grids (lines, transformers). (**Power flow tracing method – description of financial flows connected with the use of power system elements.**)

Słowa kluczowe: system przesyłowy, alokacja kosztów, metoda śledzenie przepływów mocy.

Keywords: power system, cost allocation, tracing power flow method.

Wstęp

Na przestrzeni ostatnich dziesięcioleci sektor elektroenergetyczny uległ silnej restrukturyzacji, taka sytuacja miała miejsce zarówno w krajach rozwiniętych jak i przechodzących poszczególne etapy rozwoju. Jednym z celów przemian jest wprowadzenie do sektora elektroenergetycznego mechanizmów rynkowych, przy jednoczesnym zachowaniu przepisów chroniących interesy odbiorców specyficznego towaru, jakim jest energia elektryczna. Wspólnym elementem zmian wprowadzonych do sektora elektroenergetycznego (na całym świecie) było wyodrębnienie następujących obszarów działalności: wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i obrotu energią elektryczną. Dodatkowo obszary te często uległy otwarciu na użytek wszystkich kwalifikujących się uczestników rynku w ramach formuły otwartego systemu dostępu. Doprowadziło to do większej konkurencji w sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym. Powodem powiększenia zakresu konkurencji była również chęć zapewnienia: poprawy ogólnie rozumianej efektywności technicznej – ekonomicznej, stworzenia szeregu zachęt i możliwości w celu przyciągnięcia podmiotów zainteresowanych osiągnięciem zysków z tytułu zaangażowania własnego kapitału [12].

W warunkach rozwiązań rynkowych - co do zasady - powinno się dążyć do przyjęcia takiego systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, który nie tylko będzie pokrywał koszty związane z przesyłem czy dystrybucją energii elektrycznej ale dodatkowo będzie akumulował środki, które umożliwią prowadzenie inwestycji powodujących rozwój SEE. Powinno to być oparte na podstawach czysto ekonomicznych zarówno od strony wytwórców jak i odbiorców energii elektrycznej.

Przejrzystość w kształtowaniu cen jest kluczem w restrukturyzowanym rynku energii elektrycznej. Zainteresowane strony, spełniające określone wymagania, powinny mieć zapewniony niedyskryminacyjny dostęp do sieci i być jednakowo traktowane. Zasady kształtowania taryf i kalkulacji stawek opłat powinny być jednakowe dla wszystkich podmiotów korzystających z danego rodzaju usług: przesyłowych, dystrybucyjnych. Wszyscy klienci dokonujący zakupu dóbr w jednym czasie i miejscu powinni „mieć dostęp” do jednakowej ceny bazowej (w zakresie pool).

Wysokość opłaty przesyłowej wnoszonej przez użytkowników usług przesyłowych, dystrybucyjnych powinna wynikać z lokalizacji, warunków dostawy energii oraz stopnia wykorzystania sieci przez danego odbiorcę

energii elektrycznej. Opłaty płacone przez poszczególnych odbiorców powinny zatem odpowiadać faktycznie ponoszonym kosztom świadczonych usług jakie ponosi właściciel sieci uwzględniając przy tym uzasadniony zysk.

Rozwój udziału niezależnych producentów energii i odbiorców w SEE spowodował, że system opłat przesyłowych przesunął się w kierunku centrum uwagi. Generalnie – działania w których jeden czynnik wywiera wpływ na innych uczestników powodują, że związany z tym odpowiedni (sprawiedliwy) podział kosztów staje się trudny do zbadania (określenia). Problem alokacji kosztów przesyłu jest przykładem ogólnego problemu alokacji kosztów i korzyści wśród podmiotów, które współpracują przy budowie wspólnego zasobu, np. infrastruktury technicznej związanej z przesyłem czy dystrybucją mocy (energii), drogi czy np. obiektu użyteczności publicznej.

Od momentu podjęcia zmian w sektorze składowa kosztów (cen) jaki stanowi koszt wykorzystania majątku sieciowego stała się sprawą podlegającą dyskusji. Cena za usługi przesyłowe powinna być przypisywana w sposób całkowicie transparentny, niedyskryminujący żadnego z uczestników rynku, ze wzięciem pod uwagę odpowiadającemu rzeczywistości wpływowi każdej transakcji na SEE. Każda transakcja powinna być zatem obciążona także składową kosztu wykorzystania majątku sieciowego.

Ponieważ system pracuje jako zestaw połączonych elementów to związane z tym uzależnienia mogą zmniejszać przejrzystość na gruncie ekonomicznym, lecz podejmowane są próby aby mimo to - wychodząc od uzależnień natury technicznej - zbudować na tej podstawie uzależnienia natury ekonomicznej.

W bogatej literaturze dotyczącej zagadnień ustalania opłat przesyłowych można znaleźć wiele różnych podejść. Według [7] przyjęto iż „Usługi przesyłowe zapewnią konkurencyjność na rynku energii elektrycznej dzięki bezstronnemu świadczeniu usług przesyłowych wobec wszystkich podmiotów dokonujących zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, przy godziwym (sprawiedliwym) odzyskaniu kosztów świadczonych usług”.

Jednak składowe opłaty za przesył mogą być kształtowane z podstawową stawką za ratę kapitałową powiększoną o przyjęty (w miarę jednolite w skali systemu) współczynnik *narzutów* za utrzymanie i konserwację. Odsunęłoby to spotykaną tendencję do stanowienia tych opłat na zasadzie uznaniowej, wynikającej z podejścia, iż „mniej zorientowani użytkownicy - prawdopodobnie - nie sprzeciwią się”.

W celu pokrycia kosztów pracy systemu elektroenergetycznego uczestnicy rynku zobowiązani są do ponoszenia kosztów, które powinny być zdefiniowane w sposób jasny i klarowny umożliwiając jednocześnie podejmowanie właściwych decyzji technicznych i ekonomicznych związanych z modernizacją i rozbudową wszystkich sektorów systemu elektroenergetycznego tj. wytwarzania, przesyłu i dystrybucji (z uwzględnieniem właścicielstwa tych sektorów).

Zadaniem opłat przesyłowych jest odzyskanie obecnie ponoszonych oraz nowych kosztów funkcjonowania systemu przesyłowego. Stanowią je głównie raty kapitałowe za kredyt zaangażowany w budowę powiększone o niezbędne koszty utrzymania bieżącego, uwzględniające również odpisy amortyzacyjne z tytułu użytkowania środków trwałych (maszyny i urządzenia zainstalowane w związku z inwestycją) wynikające z przyjętych normatywnych stawek amortyzacji oraz sposobu amortyzacji środków trwałych (amortyzacja liniowa czy degresywna).

Istnieje szereg metod do określania kosztów za wykorzystanie elementów majątku sieciowego. W artykule pt. – „Koszty wykorzystania elementów SEE w powiązaniu ze stanami pracy SEE – właściwości podejścia opartego na idei wpływu” PE – przedstawiono rodzinę tych metod oraz przykład wykorzystania metody MW-mile w ujęciu przyrostowym.

W niniejszym artykule zaprezentowane będą metody oparte na udziale.

Metoda śledzenia przepływów mocy

Metody śledzenia przepływów mocy w sieciach elektroenergetycznych oraz ich zastosowania zostały bardzo szeroko i dokładnie przedstawione w pracach [1], [10], [11].

Podstawową zasadą na której opiera się większość metod śledzenia przepływów mocy jest proporcjonalność udziałów w przepływach mocy – przede wszystkim – czynnych. W podejściu klasycznym śledzenie przepływów mocy obejmuje moce czynne jednak przepływy mocy biernych również zaznaczają swój udział w stratach mocy czynnej (i przepływach), obciążają moce czynne (co, nie kłóci się znacząco z praktyką, gdyż dodatkowe straty mocy czynnej z tytułu przesyłu mocy biernej obciążają rozliczenia mocy czynnych).

Zasada proporcjonalnego udziału wiąże się z przyjęciem, że w węzłach sieci następuje idealne „wymieszanie przepływów”, tak że nie jest możliwe wskazanie, które „kwanty energii” dopływające do węzła wpływają do linii odprowadzających. Takie podejście jest usprawiedliwione na gruncie akceptowania rozliczeń według udziałów mocy, a nie wpływów.

Użycie metody śledzenia przepływów mocy [8] pozwala spojrzeć na opis stanów pracy systemu jako superpozycję stanów obserwowanych w poszczególnych domenach, a także wprowadzić pojęcie lokalności, rozumiane w sposób naturalny.

Dzięki zastosowaniu metody śledzenia przepływów mocy możliwe jest dodatkowo wyznaczenie szeregu współczynników określających udział indywidualnych odbiorców, wytwórców w wykorzystaniu poszczególnych elementów systemu przesyłowego (gałęzie, węzły). Uzyskane współczynniki mogą zostać użyte przy wyznaczaniu opłat sieciowych (związanych z przesyłem) i odzwierciedlać istotę udziału poszczególnych użytkowników systemu, co leży u podstaw metody śledzenia przepływów mocy.

Do wyznaczenia przepływów finansowych z tytułu wykorzystania majątku sieciowego gałęzi (linie, transformatory) oraz stacji elektroenergetycznych można posłużyć się

równaniami 1 i 2 otrzymanymi w wyniku przekształceń macierzy pseudoadmitancyjnych węzłowych [9].

$$(1) \quad \mathbf{P}^{\leftarrow} = \mathbf{D}_{\leftarrow D_p} \mathbf{P}_D$$

$$(2) \quad \mathbf{P}^{\rightarrow} = \mathbf{D}_{\rightarrow G_p} \mathbf{P}_G$$

Równania te określają, w jakich proporcjach moce czynne odbierane w poszczególnych węzłach składają się na moce czynne dopływające poszczególnymi gałęziami do węzłów (równanie 1) i (równanie 2) – w jakich proporcjach moce czynne generowane w poszczególnych węzłach składają się na moce czynne odpływające poszczególnymi gałęziami od węzłów.

Koszty wykorzystania majątku sieciowego w ustalonym stanie pracy można odnieść do jednostki czasu – w rozważaniach będzie to godzina – koszty godzinowe. Podstawę do wyznaczania udziałów poszczególnych użytkowników sieci będą stanowiły współczynniki uzyskiwane z macierzy dystrybucji, które zostały opisane powyżej. Będą to udziały wynikające z zajmowania pewnej części przepustowości gałęzi (linii, transformatora) oraz wykorzystania stacji elektroenergetycznych.

Natomiast pozostała część przepustowości również może być określana na bazie wyznaczania udziałów poszczególnych użytkowników. Według zaprezentowanego sposobu można ustalać proporcje partycypowania w tych częściach kosztów stałych elementów majątku sieciowego.

Zakłada się, że wszyscy odbiorcy dołączeni są do sieci na stałe, zawsze pobierają moc (energię) więc płacą ratę kapitałową (w zł/MWh) mnożoną przez wolumen pobranej mocy (energii).

Generalnie – założenia są podobne jak w artykule poprzednio złożonym – lecz udziały w pokrywaniu rat kapitałowych wyznaczone są trybie ex-post i współczynniki udziału wynikają z udziałów strumieni przepływów w poszczególnych mocach gałęziowych sieci. Powoduje to pojawienie się związanych ze śledzeniem przepływów domen sieciowych, które grupują źródła i odbiory związane bezpośrednio strumieniem przepływów (można wyodrębnić część sieci, która wiezie moc do danego odbioru mimo, że elektrownia związana kontraktem zasila – z punktu widzenia śledzenia przepływów – (inne) odbiory).

W dalszej części artykułu przedstawiony został przykład obliczeniowy, który obrazuje sposób wykorzystania metody śledzenia przepływów mocy do wyznaczenia opłat z tytułu korzystania z elementów systemu dla układu przesyłowego (testowego) jak na rysunku 1.

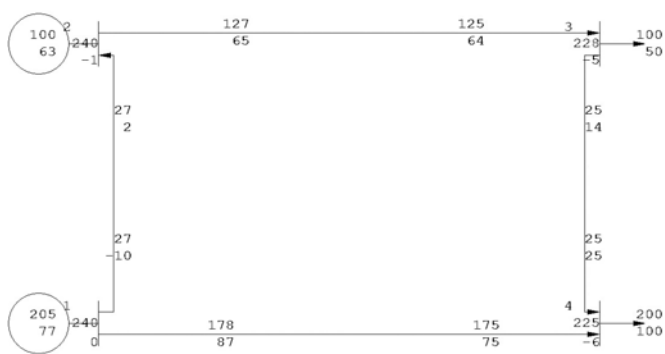
Następnie uzyskane wyniki kalkulowane według metody śledzenia przepływów mocy – idei udziału – zostaną zestawione i porównane z wynikami dla tego samego przykładu, dla którego obliczenia wykonano według metod opartych na idei wpływu i zaprezentowano we wcześniejszym artykule dotyczącym wykorzystania idei wpływu.

Przykład 4x4n

Poniżej (rysunek 1) przedstawiono prosty układ przesyłowy składający się z czterech węzłów z których dwa stanowią węzły generatorowe (1 i 2) oraz dwa węzły odbiorcze (3 i 4). Węzły połączone są napowietrznymi liniami przesyłowymi o napięciu 220 kV i długości 84 km każda.

Dla takiego układu na bazie teorii śledzenia przepływów mocy wyznaczone zostaną koszty wykorzystania majątku sieciowego – w naszym przypadku – ograniczone do gałęzi (linii przesyłowych z polami liniowymi i transformatorów). W przykładzie przyjęto również, że koszty wykorzystania elementów systemu będą pokrywane jedynie przez odbiory,

zatem koszty godzinowe (strumienie finansowe) na rzecz właścicieli (operatorów) poszczególnych elementów będą wynikały ze stopnia wykorzystania gałęzi przez moce P_D . Założono również, że strumień finansowy będzie zależny od udziałów mocy czynnych odbieranych uzyskiwanych: dla wariantu 1 – w normalnych stanach pracy oraz założonych dla potrzeb niniejszego przykładu, wybranych w warunkach zakłóceń (przede wszystkim pracy w stanach quasi-ustalonych przy wyłączeniach w warunkach zastosowania kryterium $N-1$). Natomiast dla wariantu 2 podstawę kalkulacji opłat będzie stanowił: 1) składnik za zajęta część przepustowości linii i wynikające z macierzy dystrybucji współczynniki uzyskane z metody śledzenia przepływu mocy czynnych, 2) składnik opłaty za pozostałą (rezerwową) część przepustowości linii związany z utrzymaniem odpowiedniego marginesu (poziomu) bezpieczeństwa (który może zostać wykorzystany w trakcie pojawienia się ewentualnych, nieprzewidzianych stanów zakłóceń) pokrywany przez odbiory według metody – dla uproszczenia – znaczka pocztowego.



Rys. 1. Schemat prostego układu przesyłowego $4 \times 4n$ w normalnym stanie pracy z mocami węzłowymi stanowiącymi 100% obciążenia - okres zimowy

Po uwzględnieniu powyższych założeń na gruncie przedstawionej teorii śledzenia przepływów mocy – równania godzinowego przepływu finansowego od odbiorców do właścicieli poszczególnych gałęzi można zapisać następująco:

$$(3) \mathbf{K}^L = \sum_{s \in Y_o} \mathbf{k}_s^L \mathbf{T}_o^L \mathbf{P}_s^{\leftarrow-1} \mathbf{D}_{\leftarrow D_p s} \mathbf{P}_{D_s} + \sum_{k \in Y_n} \mathbf{k}_k^L \mathbf{T}_n^L \mathbf{P}_k^{\leftarrow-1} \mathbf{D}_{\rightarrow D_p k} \mathbf{P}_{D_k}$$

Zapis powyższego równania należy odczytać następująco [10]:

- od odbiorców płynie do właściciela każdej gałęzi strumień finansowy, który można uzależnić liniowo (dla wybranego przedziału czasu) od mocy czynnej odbieranej,
- ów strumień finansowy wynika – przede wszystkim – z udziałów mocy czynnych odbieranych w stanach pracy normalnej, wynikających z kontraktów (pierwszy człon równania 3),
- na drugą część strumienia oddziałują możliwe stany (traktowane jako *quasi-ustalone*) wyłączeń poszczególnych elementów systemu - dla kryterium $N-1$, które kształtują inne udziały mocy czynnych odbieranych w urządzeniach przesyłowych – drugi człon równania 3.

Rozpatrując godzinowe koszty wykorzystania majątku sieciowego należy przyjąć, że w ciągu roku wykorzystanie elementów systemu wynosi 8760 h. Z uwagi na występującą w ciągu roku zmienność obciążeń dla uproszczenia (dla potrzeb niniejszego przykładu) można rozpatrzeć np. trzy okresy: zimowy, wiosenno-jesienny i letni, którym można przyporządkować odpowiednio

godzinowe wykorzystanie majątku sieciowego: okres zimowy – przyjęto 2190 h, okres wiosenno-jesienny – 4380 h oraz okres letni – 2190 h (nie ma przeszkód aby nie podzielić tego w dokładniejszy sposób).

Z uwagi na fakt, że maksymalne obciążenie systemu występuje (zazwyczaj) w szczycie zimowym przyjmujemy, że 100% obciążenia systemu (dla mocy generowanych i odbieranych) odpowiada okresowi zimowemu. Dla kolejnych okresów można przyjąć odpowiednio: dla okresu wiosenno-jesiennego (w przybliżeniu) 80%, a dla okresu letniego 60% (w przybliżeniu) obciążenia szczytowego systemu.

Założone czasy przerw pracy systemu w stanach zakłóceń dla kryterium $N-1$ (każda z gałęzi rozpatrywanego układu będzie wyłączana po kolei wg tego kryterium) przyjęto na poziomie 60 h dla każdej z gałęzi w ciągu roku (zatem czas wyłączenia każdej gałęzi wyniesie odpowiednio po 15 h w okresie zimowym i letnim oraz 30 h w okresie wiosenno-jesiennym). Czasy te nie wynikają z danych statystycznych dotyczących rzeczywistej pracy elementów systemu i towarzyszących im czasów przerw, gdyż stanowiłyby zaledwie niewielki ułamek rozpatrywanego okresu. Są sztucznie (względnie) powiększone aby odwzorować większą typową zmienność stanów pracy i powiększyć akcent kładziony na tych okresach pracy systemu w których utrzymywanie właściwych zapasów przepustowości służy wszystkim podmiotom w SEE utrzymując nieprzerwanie funkcjonalność SEE (jest to jednak kwestia umowy (lub poczynionych założeń)).

Natomiast dzięki uzyskiwanym wg macierzy dystrybucji współczynnikiem oraz wyznaczanym na ich podstawie udziałom poszczególnych użytkowników możliwe jest określenie (wyznaczenie) opłat za wykorzystanie części przepustowości w nienormalnych stanach (w tym przypadku przy zastosowaniu reguły $N-1$) – wariant 1.

Dla schematu jak na rysunku 1 wynikające ze śledzenia przepływów mocy równania, określające zależność mocy czynnych wpływających do węzłów z gałęzi od mocy odbiorów $\mathbf{P}^{\leftarrow} = \mathbf{D}_{\leftarrow D_p} \mathbf{P}_D$, w normalnych stanach pracy są następujące:

– okres zimowy 100% obciążenia,

$$\begin{bmatrix} P_{12}^{\leftarrow-} \\ P_{23}^{\leftarrow-} \\ P_{34}^{\leftarrow-} \\ P_{41}^{\leftarrow-} \\ P_{21}^{\leftarrow-} \\ P_{32}^{\leftarrow-} \\ P_{43}^{\leftarrow-} \\ P_{14}^{\leftarrow-} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.873 \\ 0 & 0.213 & 0.216 & 0.027 \\ 0 & 0 & 1.000 & 0.127 \\ 0 & 0 & 0 & 0.127 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 200 \\ 100 \end{bmatrix}$$

– okres wiosenno-jesienny 80% obciążenia szczytowego,

$$\begin{bmatrix} P_{12}^{\leftarrow-} \\ P_{23}^{\leftarrow-} \\ P_{34}^{\leftarrow-} \\ P_{41}^{\leftarrow-} \\ P_{21}^{\leftarrow-} \\ P_{32}^{\leftarrow-} \\ P_{43}^{\leftarrow-} \\ P_{14}^{\leftarrow-} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.8738 \\ 0 & 0.2099 & 0.212 & 0.0268 \\ 0 & 0 & 1.0 & 0.1266 \\ 0 & 0 & 0 & 0.1262 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 160 \\ 80 \end{bmatrix}$$

– okres letni 60% obciążenia szczytowego,

$$\begin{bmatrix} P_{12}^{\leftarrow-} \\ P_{23}^{\leftarrow-} \\ P_{34}^{\leftarrow-} \\ P_{41}^{\leftarrow-} \\ P_{21}^{\leftarrow-} \\ P_{32}^{\leftarrow-} \\ P_{43}^{\leftarrow-} \\ P_{14}^{\leftarrow-} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.8741 \\ 0 & 0.2071 & 0.2085 & 0.0263 \\ 0 & 0 & 1.0 & 0.1261 \\ 0 & 0 & 0 & 0.1259 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 120 \\ 60 \end{bmatrix}$$

Poniżej

Przyjmując orientację gałęzi jak w równaniu określającym zależność mocy czynnych wpływających do węzłów z gałęzi od mocy odbiorów – $P^* = D_{\leftarrow DP} \cdot P_D$, przedstawione powyżej wartości z równania 1 mają następujące znaczenie:

Pierwszy składnik równania stanowi macierz zgłaszanych oczekiwanych kosztów godzinowych za wykorzystanie linii. Jednakowy koszt godzinowy – 179,8 zł/h – każdej linii wynika z faktu przyjęcia w przykładzie jednakowej długości każdej linii przesyłowej oraz jej jednostkowych kosztów budowy *na kilometr*.

Drugi składnik określa w godzinach czas pracy linii w ciągu roku w wybranym stanie pracy (stan normalny – 2130 h, stan zakłócenowy – 15 h).

Kolejny składnik stanowi macierz odwrotną macierzy określającej wartość mocy w MW płynącej daną linią przesyłową.

Następny składnik stanowi wynikającą ze śledzenia przepływów mocy macierz współczynników określających moc czynną wpływającą do węzłów z gałęzi od mocy odbioru oraz macierz mocy odbieranych. W macierzy współczynników podstawowe znaczenie mają trzecia i czwarta kolumna, gdyż w tych węzłach znajdują się odbiory, (które będą pokrywały koszty wykorzystania majątku sieciowego).

W przykładzie założono, że tylko odbiory będą pokrywać koszty wykorzystania elementów systemu, zatem z węzłów pobierających moce P_{d3} i P_{d4} (węzły odbiorcze) do właścicieli gałęzi będą płynąć strumienie finansowe odpowiadające przedstawionym poniżej macierzom przepływów pieniężnych.

Macierze przepływów pieniężnych uzyskane w normalnym stanie pracy pokrywające część podstawową składnika K^{L^*} – linii przesyłowych oraz odpowiadające im strumienie finansowe dla właścicieli tych linii (gałęzi) przedstawiają się następująco:

– 100% obciążenia – okres zimowy

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 382962 \\ 0 & 0 & 305408 & 77556 \\ 0 & 0 & 305345 & 77618 \\ 0 & 0 & 0 & 382962 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 80% obciążenia – okres wiosenno-jesienny

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 765925 \\ 0 & 0 & 611356 & 154569 \\ 0 & 0 & 611175 & 156750 \\ 0 & 0 & 0 & 765925 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 60% obciążenia – okres letni

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 382962 \\ 0 & 0 & 305813 & 77150 \\ 0 & 0 & 305832 & 77131 \\ 0 & 0 & 0 & 382962 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

W stanie pracy normalnej we wszystkich okresach (zima, wiosna-jesień, lato) dla właścicieli gałęzi $L12/L21$

oraz gałęzi $L23/L32$ płynie strumień finansowy od odbiorów P_{d3} i P_{d4} . Natomiast do właścicieli gałęzi $L34/L43$ i $L41/L14$ płynie strumień finansowy tylko od odbiorcy P_{d4} .

Drugą część (poniżej) stanowią macierze przepływów pieniężnych oraz odpowiadające im strumienie finansowe pokrywające pozostałą część składnika K^{L^*} jaką właściciele gałęzi będą uzyskiwali na podstawie stopnia wykorzystania gałęzi przez moc (energie) płynącą przez część czasu w warunkach zakłóceń przy zastosowaniu kryterium $N-1$:

– 100% obciążenia – wyłączona linia $L12$

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3595.89 & 0 \\ 0 & 0 & 15.40 & 3580.49 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3595.89 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 100% obciążenia – wyłączona linia $L23$

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1209 & 2387 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3596 & 0 \\ 0 & 0 & 1209 & 2386 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 100% obciążenia – wyłączona linia $L34$

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 3596 \\ 0 & 0 & 3596 & 0 \\ 0 & 0 & 3596 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 100% obciążenia – wyłączona linia $L41$

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1167 & 2429 \\ 0 & 0 & 1167 & 2429 \\ 0 & 0 & 0 & 3596 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 80% obciążenia – wyłączona linia $L12$

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 7192 & 0 \\ 0 & 0 & 32 & 7160 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 7192 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 80% obciążenia – wyłączona linia $L23$

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 2412 & 4780 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 7192 & 0 \\ 0 & 0 & 2412 & 4780 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 80% obciążenia – wyłączona linia L34

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 7192 \\ 0 & 0 & 7192 & 0 \\ 0 & 0 & 7192 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 80% obciążenia – wyłączona linia L41

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2361 & 4831 \\ 0 & 0 & 2361 & 4831 \\ 0 & 0 & 0 & 7192 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 60% obciążenia – wyłączona linia L12

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3596 & 0 \\ 0 & 0 & 11 & 3585 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3596 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 60% obciążenia – wyłączona linia L23

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1203 & 2393 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3596 & 0 \\ 0 & 0 & 1203 & 2393 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 60% obciążenia – wyłączona linia L34

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 3596 \\ 0 & 0 & 3596 & 0 \\ 0 & 0 & 3596 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

– 60% obciążenia – wyłączona linia L41

$$\begin{bmatrix} K_{L12} \\ K_{L23} \\ K_{L34} \\ K_{L41} \\ K_{L21} \\ K_{L32} \\ K_{L43} \\ K_{L14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1187 & 2409 \\ 0 & 0 & 1187 & 2409 \\ 0 & 0 & 0 & 3596 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ P_{d3} \\ P_{d4} \end{bmatrix}$$

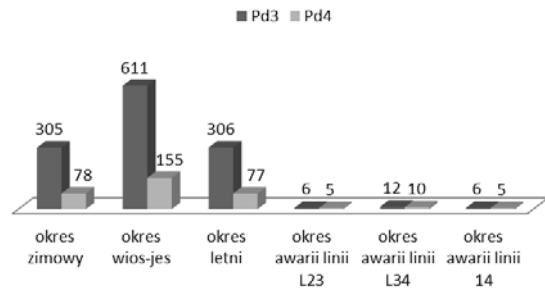
Z przedstawionych powyżej macierzy przepływów pieniężnych oraz strumieni finansowych dotyczących zakłóceń stanów pracy wynika, że zwrot kosztów z tytułu korzystania z elementów systemu otrzymują tylko te gałęzie które biorą w danej chwili udział w przepływach mocy (energii).

Wyniki otrzymane według zaproponowanej metody pokazują, że właściciele gałęzi otrzymują w ciągu roku zwrot kosztów funkcjonowania systemu do pełnej wysokości kosztów tj. 1,575 mln zł/rok na każdą linię przesyłową, co w perspektywie 40 lat daje kwotę 63 mln zł

odpowiadającą poniesionym kosztom na jej budowę (pomijając – jak wspomniano – postępowanie dyskontowe).

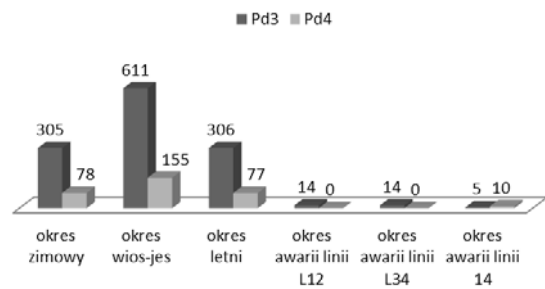
Poniżej na wykresach przedstawiono podział kosztów ponoszonych przez odbiorców P_{d3} i P_{d4} z tytułu wykorzystania poszczególnych gałęzi w ciągu roku w czasie normalnych stanów pracy oraz w czasie quasi-ustalonych stanów zakłóceń – wariant 1.

Podział kosztów z tytułu wykorzystania gałęzi L12 w ciągu roku w tys. zł



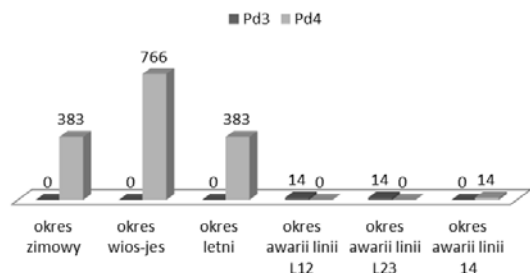
Rys.4. Podział kosztów z tytułu wykorzystania gałęzi L12 przez odbiory P_{d3} i P_{d4} w ciągu roku.

Podział kosztów z tytułu wykorzystania gałęzi L23 w ciągu roku w tys. zł



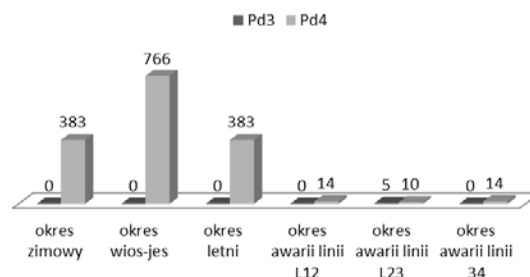
Rys.5. Podział kosztów z tytułu wykorzystania gałęzi L23 przez odbiory P_{d3} i P_{d4} w ciągu roku.

Podział kosztów z tytułu wykorzystania gałęzi L34 w ciągu roku w tys. zł



Rys.6. Podział kosztów z tytułu wykorzystania gałęzi L34 przez odbiory P_{d3} i P_{d4} w ciągu roku.

Podział kosztów z tytułu wykorzystania gałęzi L14 w ciągu roku w tys. zł



Rys.7. Podział kosztów z tytułu wykorzystania gałęzi L14 przez odbiory P_{d3} i P_{d4} w ciągu roku.

Poniżej przedstawiono również przepływy strumieni pieniężnych od odbiorców do właścicieli poszczególnych gałęzi dla układu przesyłowego jak na rysunku 1 w układzie całego roku według wariantu 1.

- przepływ strumieni pieniężnych od odbiorców do właścicieli gałęzi dla układu znajdującego w normalnym stanie pracy

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 1\,222\,576P_{d3} + 309\,274P_{d4} = 1\,531\,850 & k_{P_{d3}} &= 2\,444\,927 \\ K_{L23} &= 1\,222\,351P_{d3} + 309\,499P_{d4} = 1\,531\,850 & k_{P_{d4}} &= 3\,682\,471 \\ K_{L34} &= 1\,531\,849P_{d4} = 1\,531\,849 \\ K_{L41} &= 1\,531\,849P_{d4} = 1\,531\,849 \end{aligned}$$

- przepływ strumieni pieniężnych od odbiorców do właścicieli gałęzi dla układu znajdującego w zakłóceńowych stanach pracy

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 23\,922P_{d3} + 19\,228P_{d4} = 43\,150 & k_{P_{d3}} &= 91\,065 \\ K_{L23} &= 33\,482P_{d3} + 9\,668P_{d4} = 43\,150 & k_{P_{d4}} &= 81\,537 \\ K_{L34} &= 28\,767P_{d3} + 14\,384P_{d4} = 43\,151 \\ K_{L41} &= 4\,894P_{d3} + 38\,257P_{d4} = 43\,151 \end{aligned}$$

Dla wariantu 2 mamy następujące strumienie przepływów pieniężnych:

- a. składnik związany z zajęcią częścią przepustowości gałęzi

– 100% obciążenia – okres zimowy

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 22296P_{d3} + 5662P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 125\,616 \\ K_{L23} &= 103319P_{d3} + 26264P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 238\,564 \\ K_{L34} &= 26181P_{d4} \\ K_{L41} &= 180458P_{d4} \end{aligned}$$

– 80% obciążenia – okres wiosenno-jesienny

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 35046P_{d3} + 8861P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 200\,357 \\ K_{L23} &= 163311P_{d3} + 41857P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 381\,339 \\ K_{L34} &= 41724P_{d4} \\ K_{L41} &= 288897P_{d4} \end{aligned}$$

– 60% obciążenia – okres letni

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 12925P_{d3} + 3261P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 74\,917 \\ K_{L23} &= 61992P_{d3} + 15634P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 142\,878 \\ K_{L34} &= 15609P_{d4} \\ K_{L41} &= 108374P_{d4} \end{aligned}$$

Daje to łączną sumę wpłat za wykorzystanie elementów systemu przez odbiorców P_{d3} i P_{d4} w następujących kwotach:

$$\begin{aligned} k_{P_{d3}} &= 400\,889 \\ k_{P_{d4}} &= 762\,782 \end{aligned}$$

- b. składnik za rezerwową część przepustowości (podział kosztów według metody znaczka pocztowego)

– 100% obciążenia – okres zimowy

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 121931P_{d3} + 243861P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 403\,607 \\ K_{L23} &= 88056P_{d3} + 176111P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 807\,213 \\ K_{L34} &= 122523P_{d3} + 245046P_{d4} \\ K_{L41} &= 71097P_{d3} + 142195P_{d4} \end{aligned}$$

– 80% obciążenia – okres wiosenno-jesienny

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 247864P_{d3} + 495729P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 856\,101 \\ K_{L23} &= 193444P_{d3} + 386888P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 1\,712\,203 \\ K_{L34} &= 248592P_{d3} + 497184P_{d4} \\ K_{L41} &= 166201P_{d3} + 332402P_{d4} \end{aligned}$$

– 60% obciążenia – okres letni

$$\begin{aligned} K_{L12} &= 125855P_{d3} + 251709P_{d4} & k_{P_{d3}} &= 452\,402 \\ K_{L23} &= 105375P_{d3} + 210749P_{d4} & k_{P_{d4}} &= 904\,803 \\ K_{L34} &= 126047P_{d3} + 252094P_{d4} \\ K_{L41} &= 95125P_{d3} + 190251P_{d4} \end{aligned}$$

Składnik kosztów za rezerwową część przepustowości gałęzi ponoszonych przez odbiorców P_{d3} i P_{d4} wynoszą odpowiednio:

$$k_{P_{d3}} = 1\,712\,110$$

$$k_{P_{d4}} = 3\,424\,219$$

Podział kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego według metody śledzenia przepływów mocy w *rozbiciu* na poszczególnych odbiorców energii (płatników) na rok dla wariantu 1 i 2 został przedstawiony w tabeli 1.

Tabela 1. Podział kosztów wykorzystania majątku sieciowego (w ujęciu rocznym), według metody śledzenia przepływów mocy

nr węzła	Koszt wykorzystania majątku sieciowego w tys. zł	
	Wariant 1	Wariant 2
P_{d3}	2 536	2 113
P_{d4}	3 764	4 187
suma	6 300	6 300

Oczywiście przedstawione obliczenia – jak założono – nie uwzględniają zmiany wartości pieniężnej w czasie oraz zostały wykonane tylko dla jednego roku. Dla uproszczenia (rachunkowego) pominięto wzrost – z roku na rok – średniego zapotrzebowania na energię.

Poniżej w tabeli 2 zaprezentowano zestawienie wyników otrzymanych dla obliczeń jakie wykonano dla identycznego przykładu przy wykorzystaniu metody opartej na idei wpływu z wykorzystaniem macierzy wrażliwości i metody MW-mile tylko z dodatnią zmianą MW-mile – wariant 1, wariant 2 – macierzy wrażliwości, metody MW-mile tylko z dodatnią zmianą MW-mile (za zajęciem część przepustowości linii) i metody znaczka pocztowego (za rezerwową część przepustowości linii), wariant 3 – metody MW-mile podejście uwzględniające również ujemne zmiany MW-mile (za zajęciem część przepustowości linii) i metody znaczka pocztowego (za rezerwową część przepustowości linii) – obliczenia zaprezentowano w artykule, który ukazał się wcześniej – oraz metody opartej na idei udziału z wykorzystaniem metody śledzenia przepływów mocy – wariant 1, wariant 2 – metody śledzenia przepływów mocy (za zajęciem część przepustowości linii) i metody znaczka pocztowego (za rezerwową część przepustowości linii).

Tabela 2. Podział kosztów wykorzystania majątku sieciowego (w ujęciu rocznym) dla metod opartych na idei wpływu i udziału

nr węzła	Koszt wykorzystania elementów systemu w tys. zł				
	Metoda wpływu			Metoda udziału	
	W 1	W 2	W 3	W 1	W 2
P_{d3}	2 620	2 128	2 076	2 536	2 113
P_{d4}	3 680	4 172	4 224	3 764	4 187
suma	6 300	6 300	6 300	6 300	6 300

Wnioski

Zastosowanie metody śledzenia przepływów mocy pozwala na rozwiązywanie problemów napotykanych podczas analizowania stanów pracy, w których znajomość strumieni przepływów energii może ułatwić diagnostykę, identyfikację, wspomóc procesy kontrolowanego podziału i łączenia podsystemów oraz służyć ocenie dolegliwości limitów [10].

Według zaprezentowanego sposobu można ustalać proporcje partycypowania w tych częściach kosztów stałych elementów majątku sieciowego.

Zaletą tego podejścia jest ściśle sumowanie się narzutów do pełnej wysokości np. strat czy narzutów za wykorzystanie elementów systemu.

Próby wyodrębniania podstawowych składników kosztów na podstawie śledzenia przepływów mocy może rzucić nowe światło na sposoby rozliczania za korzystanie z elementów SEE. Tym bardziej, że metody oparte na idei wpływu oraz oparte na idei udziału mogą się wzajemnie

uzupełniać, a każde z tych podejść będzie akcentowało cechy, które nie są mocną stroną drugiego podejścia

Wykaz ważniejszych oznaczeń

- P^+ – wektor mocy czynnych dopływających do węzłów – składający się z wszystkich mocy gałęziowych wziętych w orientacji początek – koniec,
- P^- – wektor mocy czynnych odpływających od węzłów – składający się z wszystkich mocy gałęziowych wziętych w orientacji początek – koniec,
- P_D – wektor mocy węzłowych odbieranych P_{di} ,
- P_G – wektor mocy węzłowych generowanych P_{gi} ,
- K^{L^+} – potencjalne koszty godzinowe za wykorzystanie gałęzi,
- P_{ij}^M – macierz diagonalna przepływów (gałęziowych) mocy w gałęzi (wzięta w przybliżeniu, dla mocy czynnych),
- k_{ij}^L – macierz diagonalna zgłaszanych (oczekiwanych) kosztów godzinowych za wykorzystanie gałęzi,
- t_o^L – przyjęte (w godzinach) czasy pracy systemu w stanach normalnych odpowiadające przyjętym okresom (zimowy i letni – po 2130 h, oraz wiosenno-jesienny 4260 h),
- t_{-k}^L – przyjęte (w godzinach) czasy pracy systemu w danym zakłóceniovym stanie pracy,
- $D_{-Dp}P_D$ – moce gałęziowe ($D_{-Dp}P_D = P^+$) dopływające do węzłów, wywołane poborem mocy P_D , w normalnych stanach pracy,
- $D_{-Gp}P_G$ – moce gałęziowe ($D_{-Gp}P_G = P^+$) odpływające od węzłów, wywołane poborem mocy P_D , w normalnych stanach pracy,
- $D_{-DpS}P_{DS}$ – moce gałęziowe ($D_{-DpS}P_{DS} = P^+$) dopływające do węzłów, wywołane poborem mocy P_{DS} , w normalnym stanie pracy dla określonego okresu roku,
- $D_{-Dpk}P_{Dk}$ – moce gałęziowe ($D_{-Dpk}P_{Dk} = P^+$) dopływające do węzłów, wywołane poborem mocy P_{Dk} , w k-tym *quasiustalonym* nienormalnym stanie pracy,
- γ – zbiór *quasiustalonych* nienormalnych stanów pracy (przede wszystkim pracy w warunkach wyłączeń, np. w warunkach po zastosowaniu kryterium *N-1 (contingency)*),
- γ_o – zbiór okresów roku (zimowy, wiosenno-jesienny, letni) - odpowiadających normalnym stanom pracy,

LITERATURA

- [1] Białek J.W., Tracing the flow of electricity. IEE Proc. – Gen. Transm. Distrib., vol. 143, July 199, pp. 313-320.
- [2] Białek J.W., Podział kosztów wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej metodą śledzenia przepływów mocy, Kazimierz Dolny, 24-25 April 1997.
- [3] Białek J.W., Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access. IEEE Trans. Power Systems, Vol. 12, pp. 1185-1193, November 1997.
- [4] Białek J.W., Kattuman P., Abi-Samra N., Electricity tracing and co-operative game theory. 13th PSCC in Trondheim, 1999.
- [5] Białek J.W., Ziemianek S., Economic Efficiency of Transmission Pricing for Cross-border Trades: Marginal Versus Tracing-based Pricing. 37rd International Universities Power Engineering Conference, Stafford, 9-11 September 2002.
- [6] Białek J.W., Ziemianek S., Tracing-based Transmission Pricing of Cross Border Trades: Elimination of Graph Cycles. IEEE Bologna Power Tech Conference, 23 - 26 June 2003.
- [7] Coxe R., Ilic S., System planning under Competition, in Power System Restructuring – Economics and Engineering, Ilic M., Galiana F. and Fink L., Eds Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [8] Hassan M.Y., Radzi N.H., Abdullah M.P., Hussin F., Majid M.S., Wheeling charge methodology for deregulated electricity markets using tracing-based postage stamp method. International Journal of Integrated Engineering Vol. 3, No.2 pp. 39-46, 2011.
- [9] Lee W.J., Lin C.H., Swift L.D Wheeling Charge Under a Deregulated Environment , IEEE Transactions on Industries Applications vol.37 No.1, January/February 2001.
- [10] Ziemianek S., Metody śledzenia przepływów w sieciach elektroenergetycznych w zastosowaniu do analiz techniczno – ekonomicznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2008.
- [11] Ziemianek S., Śledzenie przepływów mocy w sieciach elektroenergetycznych jako mechanizm na drodze ewolucji opisu SEE. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2013.
- [12] Warkad S.B., Khedkar M.K., Dhole G.M., Optimal Electricity Transmission Pricing in a Restructured Electricity Market, International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol. 1, No. 4, pp. 1793-8163, October, 2009.
- [13] Wood A. J., Wollenberg B. F., Power generation, operation and control. John Wiley & Sons, Second Ed., 1996.

Autor: mgr inż. Daniel Saganek, ul. Jaworowa 34/1, 02-798 Warszawa, E-mail: danielsaganek@wp.pl;