

POLITECHNIKA WROCLAWSKA

WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY

Instytut Energoelektryki

PRACA DOKTORSKA

**ANALIZA TARYF PRZESYŁOWYCH JAKO ELEMENTU
BEZPIECZNEGO I EFEKTYWNEGO KIEROWANIA PRACĄ
SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

Autor: mgr inż. Andrzej TYMOREK

Promotor: dr hab. inż. Artur WILCZYŃSKI, prof. ndzw. Pol. Wr.

Wrocław, 2005

SPIS TABEL I RYSUNKÓW	5
WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ	7
1. WPROWADZENIE	12
1.1. Stan zagadnienia	12
1.2. Cel, zakres i tezy pracy	14
2. FUNKCJE I ZADANIA TARYF PRZESYŁOWYCH	16
2.1. Wstęp	16
2.2. Podstawowe kryteria i zasady tworzenia taryf sieciowych	16
2.3. Redystrybucja kosztów ogólnosystemowych poprzez taryfę przesyłową	19
2.3.1. Składnik jakościowy	20
2.3.2. Składnik rekompensujący	21
2.3.3. Składnik wyrównawczy	22
2.4. Rola taryf przesyłowych na rynku energii	22
2.5. Struktura taryfy przesyłowej stosowanej w Polsce właściwie realizująca funkcje i zadania	24
2.5.1. Ocena dotychczasowych rozwiązań taryf przesyłowych	24
2.5.2. Propozycja zmian struktury taryfy przesyłowej	27
3. TARYFY PRZESYŁOWE STOSOWANE W RÓŻNYCH KRAJACH	30
3.1. Wstęp	30
3.2. Szczegółowa analiza taryf przesyłowych	31
3.2.1. Finlandia	31
3.2.2. Szwecja	32
3.2.3. Norwegia	33
3.2.4. Francja	36
3.2.5. Dania (Zachód)	37
3.2.6. Belgia	38
3.2.7. Holandia	40
3.2.8. Anglia i Walia	42
3.3. Wnioski z przeglądu taryf przesyłowych	44
4. KONCEPCJE METODYCZNE BUDOWY TARYF PRZESYŁOWYCH	46
4.1. Wstęp	46
4.2. Czynniki determinujące rodzaj stosowanej taryfy przesyłowej	47
4.3. Analizy wykonywane dla celów projektowania taryf przesyłowych	49
4.3.1. Zastosowanie metod geostatystycznych w analizie kosztów krańcowych	50
4.3.2. Ocena agregacji użytkowników sieci	61
4.4. Ogólne zasady kalkulacji taryf	63
4.4.1. Podstawa kalkulacji stawek opłat przesyłowych	63
4.4.2. Taryfy wykorzystujące informację o transakcjach bilateralnych	65

4.5. Taryfy dwuczłonowe	65
4.5.1. Stawki opłat obowiązujące w szczycie obciążenia	65
4.5.2. Cenowa elastyczność popytu na usługi przesyłowe	66
4.6. Dynamiczne taryfy przesyłowe	68
4.7. Metody określające stopień wykorzystania sieci na podstawie rozplywów mocy	72
4.7.1. Metoda przyrostowa	72
4.7.1.1. Obliczenia dla pojedynczych węzłów	73
4.7.1.2. Obliczenia dla pary węzłów wytwórca – odbiorca	74
4.7.1.3. Zastosowanie stałoprądowego rozplywu mocy w określaniu stopnia wykorzystania sieci przez jej użytkowników	74
4.7.2. Metoda śledzenia rozplywów	76
4.8. Metody stosowane w kalkulacji taryf przesyłowych	79
4.8.1. Metoda znaczka pocztowego	79
4.8.2. Metoda punkt-punkt	80
4.8.3. Metoda dystansowa	80
4.8.3.1. Metoda najkrótszych odległości	81
4.8.4. Metoda przepływów granicznych	83
4.8.5. Metoda MW-km	84
4.8.6. Metoda modułowa	87
4.8.7. Metoda saldowania przepływów	87
4.8.8. Metoda przeważającego przepływu	88
4.8.9. Metoda współczynników rozkładu mocy węzłowych	89
4.8.10. Metody kosztów krańcowych	91
4.8.10.1. Krótkookresowy koszt krańcowy	91
4.8.10.2. Długookresowy koszt krańcowy	93
4.8.11. Metoda warstw i słupów podziału kosztów	94
4.8.12. Propozycja wskaźników wykorzystania infrastruktury sieciowej	96
4.8.12.1. Wskaźniki wynikające z zastosowania metody przyrostowej	96
4.8.12.2. Wskaźniki wynikające z zastosowania metody śledzenia rozplywów	103
4.9. Ocena zastosowania wskaźników wykorzystania infrastruktury sieciowej w kalkulacji opłat przesyłowych	105
5. SPOSOBY LIKWIDOWANIA OGRANICZEŃ PRZESYŁOWYCH	121
5.1. Wstęp	121
5.2. Rodzaje ograniczeń sieciowych	122
5.3. Przeszkody w rozwijaniu międzysystemowego rynku energii	124
5.3.1. Dostępne zdolności przesyłowe na połączeniach międzysystemowych	124
5.3.2. Taryfikacja na połączeniach międzyobszarowych i ich rozliczanie	125
5.4. Zarządzanie ograniczeniami w przesyłach międzyobszarowych	126
5.4.1. Kryteria i zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi	126
5.4.2. Charakterystyka metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi	128
5.4.2.1. Metoda oparta na publikowanych wielkościach zdolności przesyłowych netto	128
5.4.2.2. Metoda aukcji	129
5.4.2.3. Metoda podziału rynku	130
5.4.2.4. Metoda powtórnego rozplywu	131

5.4.2.5. Koordynowany powtórny rozptyw	132
5.4.3. Zasady realizacji usług przesyłowych	134
5.4.3.1. Zasada pierwszeństwa zgłoszeń	134
5.4.3.2. Zasada oparta na cenach ofertowych	135
5.4.3.3. Zasada ograniczania przepływów proporcjonalnie do zamawianych zdolności przesyłowych	135
5.4.3.4. Zasada współczynnika udziału zawieranej transakcji w powstawaniu ograniczeń przesyłowych	135
5.5. Ocena metod zarządzania ograniczeniami	136
6. PODSUMOWANIE I WNIOSKI	139
LITERATURA	142
ZAŁĄCZNIKI	149
A. Zestawienie charakterystycznych wyników obliczeń względnych wartości wskaźników dla węzłów sieci 400, 220 i 110 kV wraz z częstością ich występowania	150
B. Zestawienie wyników obliczeń względnych wartości wskaźników oraz ich zmian dla węzłów sieci testowej w stanie zmiany jej obciążenia i konfiguracji	200
C. Zestawienie porównawcze zasad świadczenia usług przesyłowych stosowanych w różnych krajach	215
D. Porównanie metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi poprzez węzłowe ceny krańcowe	221

SPIS TABEL I RYSUNKÓW

- Tabela 3.1. Składniki opłat za przesył z podziałem na wytwórców i odbiorców
- Tabela 3.2. Strefy doby i roku stosowane w taryfach przesyłowych
- Tabela 3.3. Podział tygodnia na strefy doby
- Tabela 4.1. Czynniki determinujące rodzaj taryfy przesyłowej
- Tabela 4.2. Rodzaj analiz dla potrzeb kształtowania taryf przesyłowych
- Tabela 4.3. Zestawienie średnich ze wszystkich wskaźników wartości udziałów liczby węzłów z wartościami wskaźników poniżej średniej w grupie wszystkich węzłów
- Tabela 4.4. Rozstęp zmian wartości względnych wskaźników przy zmianach układu pracy sieci testowej wg wskaźnika
-
- Rys. 2.1. Struktura taryfy za usługę świadczoną przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej – stan obecny
- Rys. 2.2. Struktura kosztów taryfy przesyłowej
- Rys.2.3. Propozycja struktury opłat za usługę przesyłową i dystrybucyjną
- Rys. 3.1. Miejsca rozliczeń usług przesyłowych
- Rys. 4.1. Siatka elementarna, stosowana podczas estymacji wykonywanej za pomocą techniki krigingu, z naniesionymi lokalizacjami, dla których zostały obliczone wartości jednostkowych kosztów krańcowych energii elektrycznej
- Rys. 4.2. Wariogramy izotropowe dla doliny nocnej w okresie letnim
- Rys. 4.3. Wariogramy izotropowe dla szczytu wieczornego w okresie letnim
- Rys. 4.4. Wariogramy izotropowe dla doliny nocnej w okresie zimowym
- Rys. 4.5. Wariogramy izotropowe dla szczytu rannego w okresie zimowym
- Rys. 4.6. Wariogramy izotropowe dla szczytu wieczornego w okresie zimowym
- Rys. 4.7. Róża przebiegów kierunkowych wariogramów empirycznych dla doliny nocnej w okresie letnim
- Rys. 4.8. Róża przebiegów kierunkowych wariogramów empirycznych dla szczytu wieczornego w okresie letnim
- Rys. 4.9. Róża przebiegów kierunkowych wariogramów empirycznych dla doliny nocnej w okresie zimowym
- Rys. 4.10. Róża przebiegów kierunkowych wariogramów empirycznych dla szczytu rannego w okresie zimowym
- Rys. 4.11. Róża przebiegów kierunkowych wariogramów empirycznych dla szczytu wieczornego w okresie zimowym
- Rys. 4.12. Mapa średnich estymowanych Z^* jednostkowych kosztów krańcowych w węzłach sieci NN dla obciążenia podczas doliny nocnej w okresie letnim
- Rys. 4.13. Mapa średnich estymowanych Z^* jednostkowych kosztów krańcowych w węzłach sieci NN dla obciążenia podczas szczytu rannego w okresie letnim

- Rys. 4.14. Mapa średnich estymowanych Z^* jednostkowych kosztów krańcowych w węzłach sieci NN dla obciążenia podczas doliny nocnej w okresie zimowym
- Rys. 4.15. Mapa średnich estymowanych Z^* jednostkowych kosztów krańcowych w węzłach sieci NN dla obciążenia podczas szczytu rannego w okresie zimowym
- Rys. 4.16. Mapa średnich estymowanych Z^* jednostkowych kosztów krańcowych w węzłach sieci NN dla obciążenia podczas szczytu wieczornego okresu zimowego
- Rys. 4.17. Zmienność w czasie dynamicznego wskaźnika opłaty przesyłowej
- Rys. 4.18. Dynamiczny wskaźnik opłaty przesyłowej w zależności od ATC/TTC wg [91]
- Rys. 4.19. Zmienność wLD z zapotrzebowaniem na moc w ciągu 24 godzin
- Rys. 4.20. Zasada proporcjonalności przepływów
- Rys. 4.21. Wykorzystanie linii o różnych przepływach mocy przez użytkowników
- Rys. 4.22. Dobowa krzywa obciążenia KSE mocą czynną w okresie zimowym
- Rys. 4.23. Wykres godzinowych wartości względnych mocy i kosztu
- Rys. 4.24. Schemat sieci testowej CIGRE
- Rys. 4.25. Zmiana wartości względnych wskaźników w węzłach odbiorczych po wyłączeniu linii 220 kV HHH215 – FFF211 (lin11)
- Rys. 4.26. Zmiana wartości względnych wskaźników w węzłach odbiorczych HHH215 i III214 po wyłączeniu linii 220 kV HHH215 – FFF211 (lin11)
- Rys. 4.27. Zmiana wartości względnych wskaźników w węzłach wytwórczych po wyłączeniu linii 220 kV HHH215 – FFF211 (lin11)
- Rys. 4.28. Zmiana wartości względnych wskaźników w węzłach wytwórczych DDD211 i FFF211 po wyłączeniu linii 220 kV HHH215 – FFF211 (lin11)
- Rys. 4.29. Zmiana wartości względnych wskaźników w węzłach odbiorczych po przeniesieniu 100 MW z węzła JJJ211 do HHH215
- Rys. 4.30. Zmiana wartości względnych wskaźników przy stopniowaniu zapotrzebowania w węźle HHH215
- Rys. 4.31. Zmiana wartości względnych wskaźników przy stopniowaniu zapotrzebowania w węźle III214
- Rys. 4.32. Zmiana wartości względnych wskaźników przy stopniowaniu zapotrzebowania w węźle JJJ211
- Rys. 4.33. Względne łączne wartości wskaźników wytwórców (W) i odbiorców (O) obliczane metodą rozptyłów przyrostowych dla sieci testowej w zależności od wielkości przyrostu bez zastosowania strefy nieczułości dla zmiany przepływu gałęziowego
- Rys. 4.34. Względne łączne wartości wskaźników wytwórców (W) i odbiorców (O) obliczane metodą rozptyłów przyrostowych dla sieci testowej w zależności od wielkości przyrostu z zastosowaniem 1 MW strefy nieczułości dla zmiany przepływu gałęziowego

WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ

a	- współczynnik administracyjny obowiązujący w roku taryfowym
a_{Lj-i}, a_{Gj-i}	- element macierzy odpowiednio $\mathbf{A}_L, \mathbf{A}_G$
$\alpha_{ZS}, \alpha_{LS}, \alpha_{LP}$	- współczynniki redukcyjne w poszczególnych strefach
\mathbf{A}_G	- macierz współczynników rozptywu mocy od wytwórców
$A_{i-k,b}$	- współczynnik przyrostowej zmiany przepływu gałęziowego
\mathbf{A}_L	- macierz współczynników rozptywu mocy odbieranej
AAT	- przepustowość przeciętna
ATC	- dostępne zdolności przesyłowe
B_{ij}	- część urojona elementu macierzy admitancyjnej sieci
c_G^l, c_L^l	- ceny strat przesyłowych w gałęziach sieci, odpowiednio dla węzłów wytwórczych i odbiorczych
c_G^c, c_L^c	- ceny ograniczeń sieciowych, odpowiednio dla węzłów wytwórczych i odbiorczych
c_i	- cena stosowana w rozliczeniach z daną grupą odbiorców i
c_m	- jednostkowy koszt krańcowy wytwarzania
c_s	- rynkowa (systemowa) cena energii elektrycznej
CCR	- koordynowany powtórny rozptyw mocy
$D_{i-k,g}$	- współczynnik rozkładu całkowitego wytwarzania
E_i	- ilość energii elektrycznej zapotrzebowanej przez grupę odbiorców i
E_G, E_L	- wielkości przepływu energii elektrycznej, odpowiednio dla węzłów wytwórczych i odbiorczych
E_{hcj}^N	- krańcowa oczekiwana niedostarczona energia w węźle j spowodowana zmianą obciążenia w węźle i , dla stanu systemu c oraz godziny h
E_L	- planowana ilość energii zużywanej przez odbiorców nie posiadających liczników mierzących półgodzinny pobór energii w danym obszarze
ECC	- ekonomiczna stopa zwrotu kapitału
E_w	- energia wprowadzona do sieci
E_{wp}	- ilości energii wprowadzonej/pobranej do/z sieci
E_z	- energia elektryczna pobrana z sieci operatora
$f_i(k)$	- przepływ w gałęzi i przypisany do węzła k
$f_i(j)$	- przepływ w gałęzi i przypisany do węzła j
\bar{f}_i	- przepustowość gałęzi i
f_{i-k}	- przepływ w gałęzi $i-k$
Δf_{i-k}	- zmiana przepływu mocy w gałęzi $i-k$
FS	- jednostka świadczonej usługi przesyłowej
g	- współczynnik udziału odbiorcy w szczycie obciążenia
$\bar{\gamma}(A,A)$	- średnia wartość semiwariogramu między wszystkimi, możliwymi kombinacjami punktów w obrębie bloku A
$\bar{\gamma}(S_i,A)$	- średnia wartość semiwariogramu między każdym punktem w próbie S_i i każdym punktem w bloku A
γ^*	- wartość funkcji semiwariogramu
δ_i, δ_j	- argument napięcia odpowiednio w węzłach i, j
η_i	- cenowa elastyczność popytu danej grupy odbiorców i
h	- odległość między parami lokalizacji próbek

$H_{g,i}$	- współczynnik określający udział węzła i w przepływie mocy gałęzią g
$H_{pq,i}$	- udział mocy węzłowej P_i w gałęzi skierowanej od węzła p do węzła q
ΔI_t	- przyrost kapitału inwestycyjnego w roku t
k	- stopa dyskonta
$k_{G_j}^{Li}$	- udział wytwórcy w pokrywaniu przyrostu obciążenia
$k_{Li}^{G_j}$	- udział odbiorcy w przejmowaniu zwiększonego wytwarzania
k_{ml}	- współczynnik strat krańcowych
$K(E)$	- koszt przedsiębiorstwa
BC	- koszt bazowy infrastruktury przesyłowej
K_c	- koszt całkowity
K_{hcn}	- koszt krańcowy energii elektrycznej
K_{hi}	- całkowity koszt krańcowy energii w węźle i dla godziny h
K_i	- koszt gałęzi i
K_p	- koszt pasma 1 MW-owego
ΔK_t^u	- zmiana kosztów utrzymania sieci w roku t
K_T	- całkowity roczny koszt stały
K_w	- łączne koszty wytwórców
KO_{hcn}	- koszty krańcowe ograniczeń dla stanu systemu c , godziny h , węzła j
l_i	- długość gałęzi i
l_g	- długość linii
λ	- mnożnik Lagrange'a
$\lambda_{i,m}^1$	- zastępcza odległość przesyłu liniami lub zastępcza moc pozorna transformatorów, lub zastępcze pola liniowe rozdzielni w metodzie rozptyłów przyrostowych
$\lambda_{i,m}^2$	- modułowa zastępcza odległość przesyłu liniami lub modułowa zastępcza moc pozorna transformatorów, lub modułowe zastępcze pola liniowe rozdzielni w metodzie rozptyłów przyrostowych
$\lambda_{i,m}^3$	- zastępcza odległość przesyłu liniami lub zastępcza moc pozorna transformatorów, lub zastępcze pola liniowe rozdzielni dla dodatkich zmian przepływów w metodzie rozptyłów przyrostowych
$\lambda_{p-q,m}^1$	- zastępcza odległość przesyłu liniami lub zastępcza moc pozorna transformatorów, lub zastępcze pola liniowe rozdzielni pomiędzy węzłem dostawczym p i węzłem odbiorczym q
$\lambda_{p-q,m}^2$	- modułowa zastępcza odległość przesyłu liniami lub modułowa zastępcza moc pozorna transformatorów, lub modułowe zastępcze pola liniowe rozdzielni pomiędzy węzłem dostawczym p i węzłem odbiorczym q
$\lambda_{p-q,m}^3$	- zastępcza odległość przesyłu liniami lub zastępcza moc pozorna transformatorów, lub zastępcze pola liniowe rozdzielni dla dodatkich zmian przepływów pomiędzy węzłem dostawczym p i węzłem odbiorczym q
L, T, R	- zbiór elementów, odpowiednio: linii, transformatorów, rozdzielni
L_z	- zbiór gałęzi granicznych danego obszaru
$LRIC$	- długookresowy koszt przyrostowy
$LRMC_r$	- długookresowy koszt krańcowy dla regionu r
m	- całkowita liczba linii przesyłowych w sieci lub gałęzi

$m_{ZS}, m_{ZP}, m_{LS}, m_{LP}$	- wagi mocy umownych w poszczególnych strefach
MAD	- średnia wartość bezwzględnej różnicy wewnątrz grupy
$MAXD$	- wartość maksymalna bezwzględnej różnicy wewnątrz grupy
MD	- średnie rozproszenie pomiędzy grupami
n	- element zbioru N wszystkich węzłów
n_b	- liczba węzłów w sieci (bez węzła bilansującego)
n_d	- liczba węzłów z dodatnim przepływem w gałęzi i
n_h	- liczba par próbek (obserwacji) odległych o dystans Δh
n_i, n_j	- liczba użytkowników sieci w grupie lub obszarze odpowiednio i oraz j
n_o	- liczba węzłów w obszarze
n_w	- liczba wszystkich węzłów
N	- zbiór wszystkich węzłów
NTC	- zdolności przesyłowe netto
OP	- opłata przesyłowa
$OP(k)$	- opłata przesyłowa lub koszt przesyłu w węźle k
OP_G^S	- opłata sieciowa stała dla wytwórców
OP_L^S	- opłata sieciowa stała dla odbiorców
OP_S	- roczna opłata stała
OP_Z	- opłata zmienna dla użytkownika
π_{hc}	- prawdopodobieństwo stanu systemu c dla godziny h
\bar{p}	- średnia wartość parametru charakteryzującego wszystkich użytkowników sieci niezależnie od ich przypisania do grupy lub obszaru
$P(t)$	- moc czynna wykorzystania zdolności przesyłowych w czasie t
$P_{b,i}$	- wartość parametru charakteryzującego użytkownika sieci b w grupie lub obszarze i
P_f	- moc pobierana przez odbiorcę
P_L	- prognozowana wartość mocy pobieranej przez odbiorców nieposiadających liczników mierzących półgodzinny pobór energii
P_{Li}^{Gj}	- zmiana mocy w węźle odbiorczym i spowodowana przyrostem mocy u wytwórcy j
P_f^*	- moc pobierana przez odbiorcę pomniejszona o moc redukcyjną
P_g^P, P_g^B	- moce czynne gałęziowe odpowiednio w rozplywie przyrostowym (P) i bazowym (B)
P_{Gj}^P, P_{Gj}^B	- moc generowana przez węzeł wytwórczy j dla rozplywu przyrostowego (P) oraz bazowego (B)
P_{Gk}	- wprowadzana wartość mocy przez źródło wytwórcze do węzła k
P_{Gg}	- generacja w węźle g
ΔP_g	- zmiana przepływu mocy w gałęzi granicznej g
ΔP_{Gj}	- przyrost mocy w węźle wytwórczym j
ΔP_{Gj}^{Li}	- zmiana mocy wytwarzanej u wytwórcy j , pokrywającej przyrost mocy w węźle odbiorczym i
P_i, P_j	- moc w węzłach, odpowiednio i oraz j
\bar{p}_i	- średnia wartość parametru charakteryzującego użytkowników sieci w grupie lub obszarze i

ΔP_i	- przyrost mocy w węźle odbiorczym lub wytwórczym
P_{i-m}	- moc płynąca linią od węzła i do węzła m
P_{i-n}	- moc płynąca linią od węzła i do węzła n
P_{j-i}	- moc płynąca linią od węzła j do węzła i
P_{j-i}^{netto}	- najmniejsza wartość mocy płynącej gałęzią $j-i$
P_{j-i}^{brutto}	- największa wartość mocy płynącej gałęzią $j-i$
P_{k-i}	- moc płynąca linią od węzła k do węzła i
P_k	- zapotrzebowanie na moc czynną przez węzeł k w szczycie obciążenia
$P_{k,i}$	- udział węzła k w przepływie gałęzi i
P_l	- dostępne zdolności wytwórcze w okresie szczytu zimowego
P_{Lk}	- wartość mocy pobieranej przez odbiorcę z węzła k
ΔP_{Li}	- przyrost mocy w węźle odbiorczym i
ΔP_k	- przyrost mocy w węźle k
P_m	- minimalna moc dodatkowa
P_{mg}	- moc minimalna w miejscu przyłączenia
P_{max}	- maksymalna moc czynna
P_G^S	- moc stosowana w rozliczeniach opłaty sieciowej stałej z wytwórcami
P_L^S	- moc stosowana w rozliczeniach opłaty sieciowej stałej z odbiorcami
P_p	- moc produkowana przez jednostkę wytwórczą w szczycie obciążenia
P_{Ri} / P_{Ru}	- moc wprowadzana (i) / pobierana (o) z sieci
P_t	- moc osiągalna w szczycie obciążenia
ΔP_t	- zmiana obciążenia szczytowego w roku t
P_{tf}	- moc przyłączeniowa
P_u	- moc rezerwowa
P_{uz}	- moc zamawiana przez odbiorcę
P_w	- moc wypadkowa
P_z	- moc zastępcza
ΔP_z	- przyrost obciążenia węzła z
$P_{ZS}, P_{ZP}, P_{LS}, P_{LP}$	- wartości mocy umownej, odpowiednio w okresie zimy (Z) i lata (L) oraz strefy szczytowej (S) i strefy pozaszczytowej (P)
ΔP_{I_b}	- przyrost mocy w węźle b
ΔP_{I_R}	- zmiana mocy w węźle bilansującym R
$R(E)$	- dochód przedsiębiorstwa
RAT	- przepustowość względna
$R_{i,m}$	- promień zasilania
$RMSD$	- pierwiastek z kwadratu średniej różnicy wewnątrz grupy
s	- stopień wypełnienia macierzy
S_G^S	- stawka opłaty stałej dla wytwórców
S_G	- stawka opłaty przesyłowej dla wytwórcy
S_L^P	- stawka opłaty za moc pobieraną przez odbiorców na danym obszarze, posiadających liczniki mierzące półgodzinny pobór energii

s_L^S	- stawka opłaty stałej dla odbiorców
s_L^Z	- stawka opłaty zmiennej dla odbiorców
s_S	- stawka opłaty stałej
s_Z	- stawka opłaty zmiennej
S_{Ai}	- składnik związany z przepustowością gałęzi
S_{Bi}	- składnik określający gałęziowy zapas przepustowości
S_Z^O	- składnik zmienny opłaty w obszarze
σ_k	- standardowe odchylenie estymacji (odchylenie krigingowe)
S	- zbiór elementów tworzących infrastrukturę sieciową
$S(E)$	- łączne płatności użytkowników
S_{gT}	- pozorna moc znamionowa transformatora
t	- liczba godzin
T	- całkowity czas wykorzystania zdolności przesyłowych
$T_{i,m}^n$	- praca sieci liczona po mocach węzłowych
$Tg_{i,m}$	- praca sieci obliczana z wykorzystaniem przepływów gałęziowych
TRM	- margines bezpieczeństwa
TTC	- maksymalna zdolność przesyłowa linii
$u_{i,m}$	- względna wartość zmiany przepływów granicznych ze znakiem, bez znaku i dodatnich zmian przepływu dla linii lub transformatorów
u_k	- bezwzględna zmiana przepływu mocy w gałęziach granicznych
U_n	- napięcie znamionowe
$VOLL_j$	- koszt niepokrycia zapotrzebowania w węzle j
w	- udział węzła w korzystaniu z każdej grupy elementów sieci
$w_{g,i}$	- udział użytkownika i w przepływie mocy czynnej gałęzią g
$w_{g,k}^U$	- współczynnik wykorzystania gałęzi g przez użytkownika U , przyłączonego w węzle k , przy dodatnim przepływie mocy
w_i	- waga (współczynnik wagowy) krigingu przypisana próbce i ze zbioru n elementowego
$w_{j-i,k}^W$	- współczynnik wykorzystania gałęzi $j-i$ przez wytwórcę w węzle k
$w_{j-i,k}^O$	- współczynnik wykorzystania gałęzi $j-i$ przez odbiorcę w węzle k
wAB	- wskaźnik przepustowości
$wATC$	- wskaźnik dostępnych zdolności przesyłowych
$wBTC$	- bazowy wskaźnik opłaty przesyłowej
$wDTC$	- dynamiczny wskaźnik opłaty przesyłowej
wLD	- wskaźnik zapotrzebowania
$wOP(t)$	- dynamiczny wskaźnik opłaty przesyłowej w czasie t
$W(E)$	- wynik przedsiębiorstwa
x_{pq}	- reaktancja gałęzi
y	- liczba godzin w okresie świadczenia usługi przesyłowej
z	- całkowita liczba grup lub obszarów, na jakie zostali podzieleni użytkownicy sieci
$z(x_i + h), z(x_i)$	- wartości parametru w punktach $(x_i + h)$ i (x_i) , oddalonych o Δh
Z^*	- średnia estymowana (ważona) wartość próbki
Z_i	- wartość próbki i ze zbioru n elementowego
Z_{pi}, Z_{qi}	- element macierzy impedancyjnej sieci

1. WPROWADZENIE

1.1 Stan zagadnienia

Dynamiczna transformacja sektorów elektroenergetycznych w wielu krajach prowadzi do dekompozycji podstawowych elementów sektora na: wytwórczy, przesyłowy, dystrybucyjny i obrotowy. Proces tych przeobrażeń jest szczególnie intensywny w ostatnich 15 latach. W tych warunkach wyłoniła się niezależna działalność, polegająca na dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców za pośrednictwem sieci elektroenergetycznych, co z kolei zapoczątkowało konieczność opracowywania odpowiednich taryf przesyłowych, tj. takich, które obok funkcji dochodowej spełniają również funkcje stymulującą i informacyjną. Z przeprowadzonego przeglądu wynika, że systemy taryf przesyłowych spełniają przede wszystkim funkcję dochodową, czyli zapewniają określony przychód przedsiębiorstwu sieciowemu [21, 22, 67]. Z powodu specyficznego charakteru działalności tych przedsiębiorstw, nazywanej często monopolem naturalnym, funkcja dochodowa taryf ograniczana jest przez regulatora, którego zasadnicze zadanie polega na równoważeniu interesów podmiotów występujących na rynku energii elektrycznej. W przypadku przedsiębiorstw sieciowych można również dopatrzeć się wpływu regulatora na proces tworzenia taryf tak, aby prawidłowo odzwierciedlały one koszty dostawy energii do poszczególnych odbiorców. Spełniana powinna być więc zasada eliminowania subsydiowania skróśnego w taryfach. Skonstruowana na tych zasadach taryfa przesyłowa powinna być skutecznym narzędziem przedsiębiorstw sieciowych, pozwalającym oddziaływać na odbiorców usług przesyłowych poprzez wskazywanie miejsc w sieci, dla których przesył zagrożony jest warunkami technicznymi lub występującymi ograniczeniami, ale również wskazywanie tras dostawy charakteryzujących się wyższymi i niższymi kosztami.

Kondycję sieci, dzięki której świadczona jest usługa dostawy energii elektrycznej do odbiorców, pozwala uwzględnić w taryfie przesyłowej szereg metod i sposobów. Rozwiązania taryfowe można podzielić na dwie zasadnicze grupy: taryfy statyczne i dynamiczne.

Podjęcie statyczne w kształtowaniu taryf przesyłowych stosowane jest najczęściej ze względu na spełnienie większości wymienionych powyżej funkcji. Funkcje stymulującą i informacyjną taryfy przesyłowe realizują najczęściej poprzez odwzorowanie obowiązującego w pewnym czasie, bezpiecznego stanu pracy sieci. Stan ten charakteryzuje się brakiem przeciążeń i przekroczonych poziomów napięć. Taryfy przesyłowe oddziałujące na użytkowników sieci i wykorzystujące powyższy stan jej pracy pozwalają w sposób bezpieczny kierować pracą sieci. Jednakże taryfy te nie są wrażliwe na zmieniające się warunki funkcjonowania sieci, a pozwalają jedynie uwzględnić różne zjawiska z nimi związane, występujące w średnim i długim przedziale czasu. Pozytywną cechą tych taryf jest stabilność czasowa sygnałów, jakie ze sobą niosą, i zapewnienie oczekiwanego przychodu przedsiębiorstwu. Przykładem takiego podejścia są rozwiązania taryf przesyłowych, stosowanych w Anglii i Walii, Hiszpanii, Szwecji, Norwegii, Portugalii, Finlandii, Włoszech, Argentynie, Boliwii, Chile i Peru.

Przeciwieństwem taryf statycznych są taryfy dynamiczne, które odzwierciedlają każdy stan pracy sieci, przy czym zakłada się, że jest on ustalony najczęściej w 15, 30 czy 60 minutowych interwałach czasowych. Ten sposób odwzorowania zmieniających się obciążeń i konfiguracji połączeń sieci prowadzi niestety, w warunkach permanentnie występujących ograniczeń przesyłowych, do bardzo dużej zmienności stawek węzłowych i trudności w średnio- i długoterminowym planowaniu opłat przesyłowych. Ten typ rozwiązań taryf przesyłowych stosowany jest w Stanach Zjednoczonych, Australii i Nowej Zelandii. Pewną

odmianą taryf dynamicznych jest uznana wśród europejskich przedsiębiorstw energetycznych aukcja usług przesyłowych, świadczonych na połączeniach pomiędzy systemami elektroenergetycznymi różnych krajów. Przegląd rozwiązań taryf przesyłowych stosowanych w różnych krajach oraz metod ich konstruowania szerzej omówiono w rozdziale 3 i 4.

Potrzeba zastosowania odpowiedniego modelu taryfy przesyłowej, spełniającego właściwe dla danego systemu elektroenergetycznego warunki, wynikała dotychczas z wagi argumentów przekonywujących do jego implementacji. Zauważa się brak metodycznego podejścia w wyborze określonych sposobów rozwiązań taryfowych. To samo można stwierdzić na podstawie doniesień literatury omawiającej powyższy problem, np. [35, 74, 81]. Często sama analiza prowadzona jest w otoczeniu czynników, które z góry warunkują, jaki będzie jej efekt. W tej sytuacji konieczne staje się opracowanie procedur postępowania pozwalających w sposób obiektywny dokonać wyboru rodzaju taryf przesyłowych oraz ich struktury dla praktycznego zastosowania.

Nowym wyzwaniem dla taryf przesyłowych stał się rynek energii elektrycznej, w wyniku którego klasyczny rozkład obciążeń zostaje zastąpiony kontraktami bilateralnymi realizowanymi przez operatora systemu przesyłowego. Tak wytworzony „chaos” ujawnia w sieci elektroenergetycznej miejsca, które nie są gotowe na spełnienie oczekiwań uczestników rynku. Występujące ograniczenia w swobodnym handlu energią, powodowane przez sieć, mogą być w części usunięte przez odpowiednio skonstruowaną taryfę przesyłową, przeciwdziałającą pojawianiu się tych ograniczeń. Dobrym sposobem na zarządzanie ograniczeniami sieciowymi jest aukcja usług przesyłowych na poszczególnych elementach sieci lub szereg metod wskazanych do zastosowania szczególnie w rozległych systemach elektroenergetycznych [97].

Polskie doświadczenia w zakresie kreowania taryf przesyłowych i ich ewolucji rozpoczęły się w 1994 r. Do roku 2000 stwierdza się konsekwentne dążenie do jak najlepszego cenotwórstwa w tym zakresie, opartego na taryfach węzłowych. W roku 2000 niespodziewanie nastąpił regres do początku drogi. Przyczyną tego, jak się wydaje, był brak zrozumienia istoty węzłowej taryfy przesyłowej oraz jej złożoność. Obecnie coraz częściej pojawiają się głosy o konieczności powrotu do węzłowej taryfy przesyłowej, jako najbardziej odpowiedniego rozwiązania taryfowego dla polskiego systemu elektroenergetycznego. Podstawowa zmiana w nowym systemie taryfowym ma polegać na stworzeniu spójnych zasad dla sieci 400 i 220 kV, której właścicielem są Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. oraz sieci 110 kV, będącej własnością spółek dystrybucyjnych. Powodem takiego podejścia jest praca sieci 110 kV w układzie zamkniętym, równoległe z siecią przesyłową (o napięciu 400 i 220 kV). Osobne traktowanie tych sieci prowadzi do poważnego zafałszowywania wyników obliczeń, ze względu na to, że sieć 110 kV charakteryzuje się:

- znaczną mocą przyłączonych generatorów,
- dużą zdolnością przesyłową, wynikającą ze znacznych przekrojów w liniach (szczególnie w południowej i południowo-zachodniej części kraju),
- występowaniem rezerwy zdolności przesyłowych.

Zmienne warunki funkcjonowania sieci elektroenergetycznych, szczególnie zaznaczające się w sytuacji działania rynku energii elektrycznej, wymagają wpływania na uczestników tego rynku. Ma to na celu eliminowanie niepożądanych skutków ich aktywności. Brak jakichkolwiek sygnałów, akceptowanych przez uczestników rynku energii i mówiących o wpływie zawieranych transakcji na funkcjonowanie sieci, prowadzi do niekontrolowanego wzrostu kosztów zarządzania siecią, szczególnie w zakresie regulacji i bilansowania pokrycia zapotrzebowania oraz występowania zagrożeń awarii sieci, spowodowanych ograniczeniami

przesyłowymi. Ten stan rzeczy w dużej mierze spowodował powstanie szeregu metod, pozwalających operatorom zarządzać tak powstałym „chaosem”, co prowadzi do efektywnego i bezpiecznego przesyłu energii elektrycznej. Charakterystyce metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi i ich ocenie poświęcono rozdział 5 niniejszej rozprawy.

1.2. Cel, zakres i tezy pracy

Zamiarem autora niniejszej pracy jest przedstawienie zasad pozwalających na opracowanie takiej struktury taryfy przesyłowej, dzięki której możliwe będzie efektywne stymulowanie właściwych zachowań użytkowników sieci elektroenergetycznej, z uwzględnieniem technicznych uwarunkowań jej pracy. W tym celu zostały przeprowadzone badania taryf węzłowych, wyznaczonych z wykorzystaniem rozptyłów mocy. Tak ustalone taryfy stanowiły podstawę do dokonania dalszych analiz możliwości ich oddziaływania na użytkowników sieci elektroenergetycznej, co mogłoby kształtować pożądane ich zachowania, z punktu widzenia efektywności i bezpieczeństwa dostaw energii.

W pracy przeanalizowano możliwość wykorzystania wielu metod stosowanych w projektowaniu taryf przesyłowych, uwzględniających warunki dostawy energii elektrycznej (m. in. sposób zasilania, poziom pobieranej mocy, lokalizację w sieci elektroenergetycznej). Zastosowanie tych metod winno umożliwić wskazanie miejsc przyłączenia użytkowników do sieci i określenie stopnia stymulacji ich zachowania.

Badania przydatności metod używanych podczas ustalania kształtu struktury taryfy przesyłowej przeprowadzono, modelując różne warianty stanów pracy sieci, ze szczególnym uwzględnieniem miejsca przyłączenia oraz stopnia wykorzystania sieci przez jej użytkowników.

Dla tak sformułowanego celu przyjęto następujący zakres pracy:

- określenie funkcji i zadań taryf przesyłowych,
- scharakteryzowanie modeli taryf przesyłowych,
- analiza porównawcza struktur taryf przesyłowych stosowanych w różnych krajach,
- porównanie metod kształtowania struktur taryf przesyłowych,
- opracowanie syntetycznych mierników oceny stopnia wykorzystania sieci,
- zdefiniowanie roli ograniczeń przesyłowych i sposobów ich eliminowania,
- porównanie stopnia wykorzystania sieci przesyłowej, wyznaczonego wg metod: przyrostowej, śledzenia rozptyłów oraz kosztów krańcowych,
- analiza zastosowania metod określających stopień wykorzystania sieci do węzłowej alokacji kosztów dla potrzeb konstruowania taryfy przesyłowej,
- sformułowanie koncepcji taryfy przesyłowej dla rynku energii w warunkach monopolu naturalnego przedsiębiorstw sieciowych,
- wnioski.

Tak przyjęty cel i zakres pracy pozwolił na sformułowanie następującej głównej tezy pracy:

Proponowana metodyka określania stopnia wykorzystania sieci na podstawie rozplywów mocy pozwala wybrać takie rozwiązanie taryfy przesyłowej, które najlepiej będzie stymulować pożądane zachowania odbiorców i dostawców energii elektrycznej.

Analizując zmiany zachodzące w krajowej strukturze taryf przesyłowych, kształtowanej przez kolejne nowelizacje rozporządzenia (tzw. taryfowego) Ministra Gospodarki oraz skalę trudności i problemów powstałych na tym tle, można sformułować dodatkową tezę pracy:

Warunki pracy sieci elektroenergetycznej oraz specyfika relacji pomiędzy dostawcami i odbiorcami energii elektrycznej zawarte są w taryfie przesyłowej, która spełnia funkcje dochodową, stymulacyjną i informacyjną.

2. FUNKCJE I ZADANIA TARYF PRZESYŁOWYCH

2.1. Wstęp

Transformacja sektora elektroenergetycznego na całym świecie, wymuszona powstawaniem rynków energii elektrycznej, spowodowała konieczność systematyzacji wszystkich czynników wpływających na cenę energii i koszty jej dostarczenia. Przez wszystkie strony zaangażowane w proces cenotwórstwa akceptowana jest osobna opłata przesyłowa, stanowiona przez przedsiębiorstwa sieciowe. Fakt ten wynika ze specyfiki działalności związanej z dostarczaniem energii elektrycznej, zwanej często monopolem naturalnym, gdyż przedsiębiorstwa świadczące tę usługę nie działają w warunkach konkurencji. Z tego też powodu stawki opłat przesyłowych poddane są ścisłej regulacji, polegającej na kontroli ich wysokości przed nieuzasadnionym wzrostem. Zadaniem taryfy przesyłowej, opracowywanej przez przedsiębiorstwa sieciowe, jest nie tylko pokrywanie uzasadnionych kosztów działalności, ale przede wszystkim właściwa stymulacja zachowań użytkowników sieci elektroenergetycznej, adekwatna do specyfiki i warunków jej pracy, do których zalicza się poziom strat sieciowych, ograniczenia przesyłowe i szeroko rozumiane bezpieczeństwo pracy systemu. W tych okolicznościach podstawowym elementem wspomagającym proces tworzenia taryf przesyłowych są kryteria i zasady ich opracowywania. Czynniki te, prawidłowo określone, pozwalają opracować w sposób właściwy taryfę przesyłową, dającą optymalną strukturę i poziom stawek opłat. Taryfa przesyłowa stała się również podstawowym źródłem przychodów, pokrywającym koszty ogólnosystemowe związane z regulacją systemu elektroenergetycznego, obowiązkiem zakupu energii ze źródeł odnawialnych i wprowadzaniem rynku energii elektrycznej. Ta grupa kosztów stała się dominującą częścią opłaty przesyłowej, prowadząc do marginalizacji kosztów, które bezpośrednio związane są z procesem przesyłania energii elektrycznej. W wyniku znaczącego zwiększenia poziomu kosztów, przenoszonych przez stawki opłat przesyłowych, taryfa przesyłowa w znaczący sposób wpływa na konkurencyjność energii elektrycznej, zarówno sprzedawanej przez wytwórców, jak i dostarczanej odbiorcom finalnym. Taryfa ta stała się więc kolejnym czynnikiem, który istotnie wpływa na efektywność transakcji zawieranych na rynku energii.

2.2. Podstawowe kryteria i zasady tworzenia taryf sieciowych

Właściciele sieci elektroenergetycznych, świadcząc usługę przesyłową, kreują mechanizmy pozwalające spełnić ich ekonomiczne i techniczne oczekiwania w zakresie pokrycia kosztów funkcjonowania i odpowiedniego stopnia wykorzystania tych sieci. Występują jednak trudności w realizacji tego zadania, które wynikają ze złożoności samego procesu przesyłu energii elektrycznej, spowodowanej dynamicznymi zmianami obciążenia sieci, oraz z niemożności ominięcia praw fizyki rządzących przepływem prądu. Jeszcze innym uwarunkowaniem, które należy brać tutaj pod uwagę, jest konieczność ciągłego patrzenia w przyszłość w celu sprostania oczekiwaniom rozwoju gospodarczego. W tych warunkach, jedynym narzędziem pozwalającym uwzględnić możliwie w jak najlepszy sposób wszystkie czynniki, wynikające ze specyfiki świadczonej usługi przesyłowej przez przedsiębiorstwa sieciowe, jest właściwie opracowana taryfa¹. Przy podejmowaniu próby opracowania taryfy przesyłowej, jej projektanci często zadają sobie pytanie, według jakich kryteriów i zasad ma być ona tworzona. Jakie funkcje powinna realizować? W jakim stopniu ma stymulować reakcje użytkowników sieci? Te i wiele innych pytań zadawano i zadaje się nadal, odkąd istnieje konieczność budowania taryf przesyłowych. Jednocześnie należy

¹ Pojęcie taryfy jest rozumiane jako zbiór stawek opłat oraz zasad i warunków ich stosowania.

podkreślić, że jest to proces ciągły ze względu na zmieniające się warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, do których taryfy przesyłowe muszą być dostosowywane. Próbę sformowania jednoznacznych kryteriów, według których należy tworzyć taryfy przesyłowe, podjęto w pracy [86]. W wyniku analiz prac, polegających na rozważeniu za i przeciw każdego z kryteriów, zdefiniowano sześć podstawowych imperatywów charakteryzujących otoczenie, w którym kształtowane są taryfy przesyłowe [26, 81]:

– *Promowanie sprawnie funkcjonującego dobowego hurtowego rynku energii elektrycznej*

Przedsiębiorstwa sieciowe poprzez system taryfowy powinny wysyłać sygnały do użytkowników sieci elektroenergetycznej, przyczyniając się do minimalizowania kosztów ogólnosystemowych i nagradzania tych użytkowników, którzy odpowiednio reagują na informacje zawarte w taryfach [88]. Rozwijanie dobowego rynku hurtowego energii elektrycznej wpływa na obniżanie kosztów wytwarzania, które nadąża za zmieniającym się zapotrzebowaniem oraz przyczynia się do redukcji ograniczeń i strat przesyłowych. Rynek dobowy pozwala na efektywną dystrybucję kosztów ogólnosystemowych, adekwatną do stopnia wykorzystania systemu elektroenergetycznego. Znaczne upraszczanie mechanizmów rynku dobowego prowadzi do zatracenia stymulacji ekonomicznej użytkowników, a jednocześnie do lepszego ich zrozumienia i wzrostu liczby uczestników gry rynkowej.

– *Wskazywanie sygnałów w celu wyboru korzystnych lokalizacji przyłączenia nowych źródeł oraz odbiorców do sieci elektroenergetycznej*

W długim okresie możliwe jest stymulowanie wyboru miejsc przyłączenia użytkowników do sieci, które cechują się niskim kosztem energii elektrycznej i opłaty przesyłowej. Jednakże, ze względu na krótki okres funkcjonowania w różnych częściach świata liberalnych rynków energii, brakuje jednoznacznych dowodów, potwierdzających wpływ takiego sposobu stymulacji na podejmowanie decyzji przez użytkowników sieci o miejscu przyłączenia. Poza tym występuje szereg innych czynników, które decydują o lokalizacji zadania inwestycyjnego².

– *Wskazywanie niezbędnych sygnałów dla nowych inwestycji sieciowych*

Rozwój sieci elektroenergetycznej może wskazywać lokalizację przyłączenia nowych źródeł, czy odbiorców energii [25, 26]. Taryfa przesyłowa powinna więc wskazać m.in. miejsca korzystne do lokowania nowych odbiorców (o niskim koszcie przesyłu) i do lokowania nowych wytwórców (o wysokim koszcie przesyłu). W przypadku, gdy opłata przesyłowa nie odzwierciedla rzeczywistego poziomu kosztów, a więc jest subsydiowana, użytkownicy nie mają możliwości podjęcia racjonalnych działań w celu likwidacji ograniczenia przesyłowego, czy decyzji budowy nowego źródła, np. blisko miejsca zapotrzebowania [5]. Ze sposobu alokacji kosztów sieciowych oraz wysokości cen powinna wynikać informacja, wskazująca nowe połączenia sieciowe, które przyczyniłyby się do zmniejszenia kosztów przesyłu.

– *Pokrywanie kosztów funkcjonowania systemu przesyłowego*

W dyskusjach podnoszony jest często problem ustalenia regulowanego poziomu odpisu amortyzacyjnego majątku sieciowego. Takie rozwiązanie pozwoliłoby przedsiębiorstwom sieciowym zwiększyć bezpieczeństwo inwestycji i w przyszłości uzależnić nakłady inwestycyjne od wiarygodności i możliwości odzyskania kosztów poniesionych w przeszłości. Ta zasada jest szczególnie ważna przy wyborze metodologii kalkulacji stawek opłat przesyłowych, ze względu na bardzo duży ich udział w całkowitych kosztach

² Uwaga autora rozprawy.

przedsiębiorstwa sieciowego (około 80 ÷ 90 %). Taryfy powinny więc zapewniać taki strumień wpływów, który wystarczać będzie na uzyskanie zwrotu kosztów kapitału i kosztów operacyjnych, związanych ze świadczeniem usług przesyłowych (kosztów uzasadnionych).

– *Prostota i przejrzystość*

Przejrzystość struktury opłat przesyłowych jest wprost proporcjonalna do jej złożoności. Jednakże, im struktura jest prostsza, tym łatwiej rozumiana jest przez użytkowników sieci, co skutkuje właściwym reagowaniem na stymulację poprzez taryfę. Możliwe jest budowanie przejrzystej struktury taryf bez dedykowania jej konkretnemu użytkownikowi sieci, a jednocześnie zrozumiałej dla wszystkich. Sytuacja taka wystąpi również wtedy, gdy użytkownicy obojętnie reagują na stymulację cenową lub ją akceptują. Złożona struktura taryfy może zwiększyć koszt transakcji na rynku energii i równocześnie stanowić barierę dla jego początkujących uczestników [42].

– *Uwarunkowania polityczne nie powinny stanowić bariery we wprowadzaniu optymalnej taryfy przesyłowej*

Należy być świadomym, że wiele decyzji w sektorze elektroenergetycznym podejmowanych jest nie z powodów ekonomicznych, lecz politycznych. W wielu krajach wprowadzanie reform, czy liberalizacja rynków energii elektrycznej, odbywa się stopniowo lub jest celowo spowalniana ze względu na konieczność unikania niepokojów społecznych, spowodowanych gwałtowną zmianą stawek opłat przesyłowych. Ten czynnik ma szczególne znaczenie w przypadku krajów, w których sektor wytwórczy jest przestarzały, skoncentrowany organizacyjnie i oparty na paliwie kopalnianym jako podstawowym źródle energii, lub też w których opłaty przesyłowe przeznaczone dla jednych użytkowników sieci są czynnikiem subsydiującym drugich. Tak jest w krajach, w których występuje centralne sterowane procesem kreowania taryf.

Prace [24, 36, 74, 95] pozwoliły wskazać i rozwinąć kolejne zadania, jakie powinna spełniać taryfa przesyłowa:

- *Zapewnienie równych i wolnych od dyskryminacji warunków świadczenia usług.* Zainteresowane strony, spełniające określone wymagania, powinny mieć zapewniony niedyskryminacyjny dostęp do sieci. Zasady kształtowania taryf i kalkulacji stawek opłat powinny być jednakowe dla wszystkich podmiotów korzystających z usług przesyłowych.
- *Uniwersalność.* Zmienne warunki, w jakich funkcjonuje taryfa, wymuszają elastyczność w ich projektowaniu, która związana jest z wprowadzeniem nowych form transakcji na rynku energii. Istotne jest, aby poziom cen średnich kształtowany przez taryfę był stabilny w określonym przedziale czasowym. Administrowanie i fakturowanie transakcji powinno być jak najprostsze.
- *Odzwierciedlenie technicznych uwarunkowań pracy sieci.* Wysokość opłaty przesyłowej, wnoszonej przez odbiorcę usług przesyłowych, powinna wynikać z lokalizacji, warunków dostawy energii oraz stopnia wykorzystania sieci przez odbiorcę energii. Opłaty płacone przez poszczególnych odbiorców powinny zatem odpowiadać faktycznie ponoszonym kosztom świadczonych na ich rzecz usług.
- *Zapewnienie efektywnego wykorzystania układów przesyłowych przez podmioty na rynku energii.* Ceny powinny sprzyjać:
 - efektywnemu świadczeniu usług elektroenergetycznych, łącznie z właściwym wykorzystaniem potencjału wytwórczego i pracą dyspozycji mocy, z wykorzystaniem obiektów przesyłowych oraz inwestowaniem w obszarze wytwórczym i przesyłowym, przy czym szczególnie dotyczy to właściwej ich lokalizacji,

- efektywnemu korzystaniu z usług elektroenergetycznych, łącznie z pożądanymi decyzjami lokacyjnymi wielkich odbiorców energii,
- niezawodnej i bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

Niektóre z powyższych celów taryf są sprzeczne i dlatego projektanci taryf przesyłowych powinni ustalić priorytety, które będą realizowane w pierwszej kolejności. W ustaleniu takich priorytetów pomaga przeprowadzenie szeregu analiz techniczno-ekonomicznych. Realizacja dwóch ostatnich celów możliwa jest jedynie poprzez zastosowanie narzędzi z obszaru analiz sieciowych, takich jak: rozpiętość mocy, równowagi dynamicznej, czy zwarć.

2.3. Redystrybucja kosztów ogólnosystemowych poprzez taryfę przesyłową

Specyfika towaru, jakim jest energia elektryczna, konieczność tworzenia mechanizmów pozwalających minimalizować koszty zakupu i przesyłu tej energii oraz realizacja światowych programów zmierzających do ochrony środowiska naturalnego generuje koszty, które trudno przypisać do podstawowej działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Koszty te nazwano kosztami ogólnosystemowymi, czyli wspólnymi dla całego systemu elektroenergetycznego i dotyczącymi wszystkich użytkowników sieci. Przyjętym rozwiązaniem w wielu krajach (np. w Belgii, Niemczech) stała się redystrybucja tych kosztów poprzez opłatę przesyłową, wiążąc ją bezpośrednio z energią dostarczaną odbiorcom końcowym. Sprawą niezmiernie istotną stał się sposób alokacji tych kosztów na poszczególnych użytkowników sieci, adekwatnie do stopnia ich partycypacji. W Polsce, zarówno metodyka, sposób przenoszenia kosztów, jak i ich poziom ulegały dość częstym i gwałtownym zmianom, prowadząc do polepszenia się kondycji ekonomicznej jednych przedsiębiorstw kosztem drugich, dla których nowe rozwiązania były bardziej korzystne. W [76] przyjęto zasadę podziału użytkowników na cztery grupy odbiorców końcowych:

- takich, którzy ponad 50% zużywanej na własne potrzeby energii elektrycznej produkują we własnych źródłach (tzw. autoproducentów);
- przyłączonych do sieci, w której roczny pobór przez nich energii nie przekracza 2,5 TWh, a wymiana energii elektrycznej z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE) nie przekracza 5 % całkowitego poboru tej energii, zaś sieć zarządzana jest przez jednego operatora (tzw. małe wydzielone systemy);
- zużywających nie mniej niż 500 GWh energii elektrycznej, z wykorzystaniem nie mniej niż 50% mocy przyłączeniowej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 20% kosztów produkcji (tzw. odbiorcy specjaliści);
- pozostałych odbiorców końcowych w KSE.

Powyższy podział wprawdzie jest zgodny z Dyrektywą Unii Europejskiej [16], jednakże definicje stały się polską ich odmianą, która nie uwzględnia specyfiki i dotychczasowych zasad rozliczeń z tymi grupami odbiorców. W efekcie zgłaszanych protestów przez grupę odbiorców, będących autoproducentami, nastąpiła zmiana stanowiska Urzędu Regulacji Energetyki i przyjęcie rozwiązania, powodującego jak najmniejsze negatywne skutki obowiązującego prawa w tym zakresie. Zaistniała sytuacja była kolejnym przykładem braku analizy ekonomicznej wpływu wprowadzanych rozwiązań taryfowych na podmioty, których one bezpośrednio dotyczą. Specyfika powyższych grup odbiorców została wykorzystana w zróżnicowaniu opłaty systemowej, która jest dominującą częścią opłaty przesyłowej i ma bardzo duży wpływ na wysokość kosztu usługi przesyłowej świadczonej odbiorcom. W kolejnej nowelizacji rozporządzenia [77] usunięto pojęcia grupy

odbiorców „w małych wydzielonych systemach” i „autoproducentów”, które w praktyce nie funkcjonowały, a budziły szereg kontrowersji.

Rozporządzenie [76] i następna jego nowelizacja [77] wyróżniło również trzy składniki opłaty systemowej: jakościowy, rekompensujący i wyrównawczy, których specyfika została szerzej scharakteryzowana w podrozdziałach 2.3.1, 2.3.2 i 2.3.3. Ze względu na brak zróżnicowania poszczególnych składników z punktu widzenia różnych czynników decydujących o ponoszonych opłatach (np. miejsca dostarczania, mocy przyłączeniowej, mocy zainstalowanej źródeł własnych itp.) nie stosowano podziału na wyżej wymienione grupy odbiorców w faktycznych rozliczeniach opłaty systemowej. Jak się okazało, w przypadku niektórych grup odbiorców zasadne byłoby wprowadzenie tego zróżnicowania. Autorzy rozwiązania wyraźnie wskazali na specyfikę opłaty systemowej, nie starając się rozwinąć mechanizmu stymulacji ekonomicznej największego elementu opłaty przesyłowej, budując wrażenie obowiązkowego podatku obciążającego każdą MWh energii zużywaną przez odbiorcę.

2.3.1. Składnik jakościowy

Realizacja przez przedsiębiorstwa sieciowe zadań, związanych z utrzymaniem parametrów jakościowych energii elektrycznej na wymaganym poziomie, wiąże się z zapewnieniem dostaw regulacyjnych usług systemowych (RUS). Zakup tych usług pociąga za sobą powstanie dodatkowych kosztów. Koszty te rekompensowane są poprzez przychody wynikające ze składnika jakościowego opłaty systemowej i stanowiącego jeden z elementów taryfy przesyłowej. Regulacyjne usługi systemowe obejmują następujące pozycje:

- rezerwy mocy w elektrowniach cieplnych (rezerwa sekundowa w ramach regulacji pierwotnej, minutowa w ramach regulacji wtórnej, godzinowa, odtworzeniowa),
- rezerwy mocy w elektrowniach wodnych (minutowa w ramach regulacji wtórnej, godzinowa),
- praca elektrowni cieplnych kondensacyjnych z zaniżeniem generacji lub z przeciążeniem,
- praca elektrociepłowni w układzie kondensacyjnym,
- usługi regulacji rozptywu mocy biernej i napięcia w węzłach wytwórczych (regulacja napięcia i mocy biernej, praca kompensatorowa hydrozespołów),
- usługi gotowości do udziału w odbudowie zasilania w KSE (zdolność do samostartu, zdolność do pracy w układach wydzielonych).

W składniku jakościowym, oprócz RUS, uwzględnia się również koszty ograniczeń, na które składają się:

- koszty utrzymania dyspozycyjności jednostek wytwórczych, których praca jest wymuszona względami sieciowymi (zakupywane przez OSP w kontraktach bezpośrednich i na rynku bilansującym),
- koszty zakupu energii produkowanej w elektrowniach szczytowo-pompowych.

Powyższe koszty w przeważającej większości związane są z mechanizmami funkcjonowania rynku bilansującego, wobec czego zasady kreowania ceny w tym segmencie rynku mają bezpośredni wpływ na wysokość tych kosztów. Fakt ten nasuwa następujące pytania:

- Dlaczego koszty składnika jakościowego nie są powiązane z miejscem, w którym powstają?

- Dlaczego uczestnicy rynku bilansującego, generujący większe koszty, nie są obciążani adekwatnie do stopnia ich udziału w kosztach?

Przyjęte w Polsce rozwiązanie charakteryzuje kraje, w których nie funkcjonuje rynek bilansujący (np. Dania, Belgia, Holandia), zaś w tych krajach, gdzie ma to miejsce (np. Wielkiej Brytanii, Szwecji, Norwegii, Finlandii) koszty RUS i ograniczeń przenoszone są przez cenę generowaną na tym rynku. W ostatnim okresie analiza relacji pomiędzy cenami i kosztami przez nie przenoszonymi, na rynku typu pool (nazwa technicznego rynku energii elektrycznej) w Wielkiej Brytanii, wywołała krytykę rozwiązań, w których koszty ograniczeń traktowane są jako koszty przenoszone [2, 40]. Taki sposób alokacji kosztów nie stymuluje operatorów sieciowych do ich ograniczania.

Przeprowadzone rozważania wskazują na potrzebę zaliczenia omawianych kosztów do kosztów bezpośrednich przedsiębiorstwa, w celu poddania ich procesowi regulacji, tak jak np. kosztów stałych, co mogłoby prowadzić do poprawy efektywności przedsiębiorstwa w tym zakresie. Takie rozwiązanie wydaje się być słusznym, gdyż działa w interesie użytkowników sieci elektroenergetycznej oraz samego przedsiębiorstwa energetycznego, zmuszając je do intensyfikacji działań w kierunku eliminowania kosztów pracy wymuszonej jednostek wytwórczych, powodowanych względami sieciowymi.

Obciążenia w zakresie RUS wiążą się z zakupem tych usług na rynku bilansującym, dokonywanym przez operatora systemu przesyłowego. Możliwe tutaj jest jeszcze inne rozwiązanie polegające na przeniesieniu obowiązku zakupu usług regulacyjnych również na poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych, proporcjonalnie do łącznego zapotrzebowania odbiorców przyłączonych do ich sieci. Na taką możliwość zakupu usług systemowych, szczególnie w zakresie rezerw mocy czynnej, wskazano w pracy [34]. Rozwiązanie to pozwoliłoby stworzyć odpowiedni rynek kontraktów, zapewniający stabilizację poziomu cen w krótkim i średnim terminie, a jednocześnie stymulowałoby zabezpieczenie tych usług w przyszłości. W ten sposób zwiększyłaby się rola tzw. rynków lokalnych w kreowaniu rynku usług systemowych.

2.3.2. Składnik rekompensujący

Akt wykonawczy [70] oraz jego nowelizacja [71] do Ustawy [63] nałożył na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek zakupu energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w elektrociepłowniach (EC). Ze względu na możliwość wystąpienia znacząco zróżnicowanego poziomu kosztów zakupu energii przez poszczególne przedsiębiorstwa dystrybucyjne, szczególnie w zakresie energii wytwarzanej w EC, rozporządzenie [76] wprowadziło mechanizm, który pozwala rekompensować tym przedsiębiorstwom zwiększone koszty zakupu energii elektrycznej. Rekompensata ta następuje poprzez zwrot kwoty, będącej iloczynem ilości energii kupionej od EC i różnicy taryfowej ceny energii sprzedawanej przez EC oraz średniej ceny rynkowej, ustalonej przez URE. Koszt ten operator systemu przesyłowego przenosi przez stawkę opłaty systemowej w składniku rekompensującym.

Wprowadzenie takiego obowiązku ujawniło brak szeregu szczegółowych rozwiązań precyzujących stosowanie jednolitej metody podziału kosztów pomiędzy wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, postępowania w przypadku zaniżenia planów ilości produkowanej energii elektrycznej oraz stosowania rekompensat dla przedsiębiorstw obrotu, które kupują energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu. Funkcjonujący mechanizm wykazał daleko idącą ingerencję URE w rozwiązywanie szeregu spornych przypadków, co świadczy o jego wadach. Próby godzenia interesów konsumentów i producentów energii elektrycznej przez URE zwykle prowadzą do stosowania rozwiązań działających na szkodę tych drugich.

2.3.3. Składnik wyrównawczy

Poważnym ograniczeniem dla funkcjonowania rynku energii w Polsce są kontrakty długoterminowe (KDT), zawarte przez PSE SA w latach 1993-1998 r. Mechanizm kalkulacji i stosowania cen taryfy hurtowej, pozwalający przenieść skutki finansowe tych kontraktów na odbiorców, wpłynął na faktyczny stopień otwarcia rynku energii. Harmonogram uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych [68] i jego aktualizacja [69] w warunkach funkcjonowania zasady obowiązkowego zakupu tzw. minimalnych ilości energii elektrycznej po cenach wynikających z taryfy hurtowej, stał się fikcją, wymuszającą konieczność implementacji takiego rozwiązania, które pozwoliłoby zrealizować faktyczny stopień otwarcia rynku energii. W związku z tym opracowano system opłat kompensacyjnych, którego celem miało być uwolnienie energii objętej kontraktami długoterminowymi i poddanie jej mechanizmom rynkowym. Warunkiem koniecznym powodzenia całej operacji była konwersja tych kontraktów na kontrakty finansowe, co w praktyce nie spotkało się ze zrozumieniem instytucji finansowych, które były stroną umów. Rozwiązanie określone w rozporządzeniu [76] i podtrzymane w jego nowelizacji [77], polegające na wyrównaniu wytwórcom posiadającym KDT skutków ich uczestnictwa w rynku i oczekiwań, wynikających z tych kontraktów, niestety w praktyce nigdy nie zadziałało. Efektem ubocznym tego mechanizmu, bardzo negatywnym, stało się przenoszenie przez ten składnik znacznych kosztów pochodzących z taryfy hurtowej, które spowodowało związanie opłaty przesyłowej z hurtową ceną energii, prowadząc tym samym do jej subsydiowania opłatą przesyłową. Również w tym przypadku brak szczegółowych rozwiązań zaowocował wypaczeniem słusznej idei oraz doprowadził do powstania niezamierzonych zjawisk w obszarze cenotwórstwa usług przesyłowych.

2.4. Rola taryfy przesyłowej na rynku energii

Wraz z powstaniem rynku energii, taryfa przesyłowa stała się naturalnym elementem towarzyszącym rozwojowi konkurencji. Zwiększanie się kosztów przenoszonych przez stawki opłat przesyłowych spowodowało zwrócenie większej uwagi na to ogniwo łańcucha cenotwórstwa energii. Bezpośrednio wpływa ono bowiem na ekonomiczną opłacalność transakcji bilateralnych. Rola taryfy przesyłowej stała się bardziej istotna dla uczestników rynku energii wtedy, gdy jednostkowy koszt przesyłu zależał od lokalizacji dostawcy i odbiorcy. Sprawą niebagatelną okazało się zawarcie kontraktu bez uprzedniego sprawdzenia, jaka opłata przesyłowa będzie się z nim wiązała. W sytuacji, gdy wysokość opłaty przesyłowej poszczególnych uczestników rynku energii nie wynika w sposób proporcjonalny z mocy lub energii, ten stan rzeczy spotyka się z ich dezaprobatą, wskazującą na hamowanie dynamiki wzrostu transakcji, ograniczając przez to swobodę wyboru dostawcy szczególnie wtedy, gdy w grę wchodzi europejski rynek energii. Ten sposób patrzenia na taryfę przesyłową wynika z traktowania energii elektrycznej jako wirtualnego towaru, oderwanego od realiów jego technologicznego wytwarzania i przesyłu, którym nie rządzi prawa ekonomii, lecz prawa fizyki. Każde rozwiązanie taryfy przesyłowej, uwzględniające ograniczenia w przesyłach energii elektrycznej, wiąże się ze zróżnicowaniem opłaty przesyłowej w zależności od zawieranej transakcji. Podjęcie decyzji o zawarciu właściwej transakcji zakupu-sprzedaży energii, w warunkach występowania ograniczeń przesyłowych, przy braku zrozumienia zjawisk zachodzących w procesie przesyłu energii, może być niezmiernie trudne [30]. W tej sytuacji opłata przesyłowa staje się elementem znacząco wpływającym na konkurencyjność energii elektrycznej, jednocześnie zapewniającym bezpieczną i efektywną ekonomicznie pracę sieci elektroenergetycznej, a także stymulującym

uczestników rynku energii do zawierania transakcji realnych z punktu widzenia technicznej ich realizacji.

Agregacja węzłów sieci elektroenergetycznej w obszary z ograniczeniami przesyłowymi powoduje, że uczestnikom rynku trudniej jest podejmować decyzje o zakupie energii. Często obszar cenowy nie jest zgodny z miejscem powstawania kosztów kreowanych przez rynek, co prowadzi do fikcyjnego wrażenia budowy prostszych struktur konkurencyjnego rynku energii. W tych przypadkach koszt ograniczeń przesyłowych może być bardzo duży, zaś jego niewłaściwa alokacja może prowadzić do zaburzeń w funkcjonowaniu rynku energii, a nie jest to spowodowane wyłącznie problemami technicznymi. Z perspektywy instytucji projektujących rynek energii, odpowiedź uczestników rynku na sygnały emitowane przez ceny jest największą wartością. W warunkach, kiedy stawki opłat bardzo dobrze odzwierciedlają kondycję pracy sieci, uczestnicy rynku mogą mieć więcej możliwości w sposobie wykorzystania systemu przesyłowego. Jeżeli tak nie jest, powinien być zastosowany szereg ograniczeń, których celem jest zachowanie niezawodnej pracy sieci elektroenergetycznej. Elastyczność zachowań uczestników rynku energii i możliwość dokonywania przez nich wyboru dostawcy i odbiorcy wymaga stosowania stawek opłat, które stymulowałyby odpowiednie reakcje. W przeciwnym wypadku konieczne jest ograniczanie elastyczności postępowania przez różne podmioty rynku energii.

Prawidłowa alokacja kosztów w poszczególnych węzłach sieci elektroenergetycznej jest więc naturalną konsekwencją ekonomicznych podstaw konkurencyjnego rynku energii. W warunkach często występujących ograniczeń przesyłowych, powszechnie wyrażany jest pogląd, że węzłowe opłaty przesyłowe są zbyt złożone, a ich agregacja w jeden obszar cenowy pozwoli uzyskać ten sam przychód pokrywający wszystkie koszty. Pogląd ten głoszą ci uczestnicy rynku energii, którzy nie rozumieją specyfiki towaru, jakim jest energia elektryczna.

Węzłowe opłaty przesyłowe emitują właściwe sygnały do uczestników rynku energii, dotyczące na przykład kondycji sieci, tym samym stanowią podstawę do podejmowania słusznych decyzji podczas zawierania transakcji. Zapewniają one informację o technicznej realizacji kontraktu oraz pozwalają minimalizować koszty związane z ograniczeniami przesyłowymi. Mechanizm ten w sposób bardziej efektywny dyscyplinuje uczestników rynku, wymusza poszukiwanie coraz to innych możliwości redukcji opłat przesyłowych, a jednocześnie kształtuje świadomość wpływu na koszty funkcjonowania i techniczne warunki pracy sieci elektroenergetycznej, poprzez ich postępowanie na rynku energii. Na tej podstawie budowane są rozwiązania tariff przesyłowych, które wiążą zapotrzebowanie na usługę przesyłową oraz techniczne i ekonomiczne skutki, wynikające z realizacji kontraktu. Przykładem kraju, w którym takie rozwiązanie zdało egzamin, jest USA. Węzłowe taryfy przesyłowe uwzględniające ograniczenia przesyłowe, stosowane u trzech operatorów stanowych Pennsylvania, New Jersey i Maryland (PJM Inc.), nie doprowadziły do wystąpienia zjawisk, które zadecydowały o kryzysie kalifornijskim. Ten mechanizm taryfy przesyłowej pozwala użytkownikowi na wybór ekonomicznie uzasadnionej drogi przesyłu, której koszt uwzględnia techniczne uwarunkowania pracy sieci, łącznie z możliwymi skutkami w postaci ograniczeń przesyłowych spowodowanych między innymi realizacją jego transakcji. Rozwiązanie to wprowadza naturalne sprzężenie zwrotne między decyzjami uczestników rynku, dotyczącymi zawieranych transakcji, a poziomem kosztu usług przesyłowych.

Bardzo interesującym rozwiązaniem jest aukcja usług przesyłowych na połączeniach międzysystemowych lub obszarach, pomiędzy którymi występują ograniczenia przesyłowe. Uczestnicy aukcji zgłaszają zapotrzebowanie na przesył mocy, określając jednocześnie ofertę

cenową. System ten jest bardzo popularny w Unii Europejskiej (UE) i ma wielu zwolenników na świecie [1, 12, 64, 73, 78]. Tego typu mechanizm wprowadził konkurencję w zakresie świadczenia usług przesyłowych, czyli w tej części działalności sektora elektroenergetycznego, która uważana jest za monopol naturalny.

Tak więc dezagregacja usług przesyłowych lepiej odzwierciedla warunki techniczne pracy sieci elektroenergetycznej i jej ekonomicznego wykorzystania. W praktyce stosowane są różnorodne rozwiązania taryf przesyłowych, pełniących rolę czynnika regulującego zachowania podmiotów na rynku energii elektrycznej.

2.5. Struktura taryfy przesyłowej stosowanej w Polsce właściwie realizująca funkcje i zadania

Zasady kształtowania struktury taryfy przesyłowej w Polsce regulowane są przez rozporządzenie [77]. Analiza poddanych w nim rozwiązań, na tle ogólnych zaleceń i zapisów zawartych w Ustawie Prawo Energetyczne (Art. 45, ust. 1 [63]), wskazuje na wzajemną sprzeczność tych aktów prawnych, choćby w zakresie konieczności spełniania wymogu eliminowania subsydiowania skrośnego w taryfach. Przytoczony wymóg w §3, ust. 3 rozporządzenia [77], nie ma swojego odzwierciedlenia w szczegółowych rozwiązaniach kalkulacji poszczególnych stawek opłat przesyłowych. Konstrukcja stawek opłat przesyłowych oraz zakres przenoszonych przez nie kosztów wskazuje na chaotyczną strukturę pozbawioną konsekwencji. Zmiany zawarte w nowym rozporządzeniu taryfowym, oceniane są przez wielu ekspertów i w publikacjach, np. [65, 66], jako krok wstecz. Publikacja [90] szerzej charakteryzuje polską historię działań w zakresie rozwiązań taryf przesyłowych i skutków z nich wynikających.

W celu zobrazowania nieprawidłowości rozwiązań w rozdziale 2.5.1 przedstawiono strukturę opłat taryfy przesyłowej, wynikającą z obecnych regulacji prawnych, zaś w 2.5.2 nową propozycję, która jest wynikiem szeregu analiz i przemyśleń autora. Powinna ona lepiej realizować funkcje i zadania, jakie przypisuje się taryfie przesyłowej, a które przedstawiono w rozdz. 2.2.

2.5.1. Ocena dotychczasowych rozwiązań taryf przesyłowych

Analiza obecnych regulacji prawnych, dotyczących taryf przesyłowych, zwraca uwagę na fakt, że przede wszystkim przypisuje się im rolę zapewnienia odpowiedniego poziomu przychodów, czyli takich, które pokryją uzasadnione koszty działalności przedsiębiorstwa sieciowego. W tych warunkach trudno oczekiwać partycypacji firm zajmujących się działalnością przesyłową i dystrybucyjną w ryzyku, związanym z tą działalnością, a więc dzielenia się tym ryzykiem z innymi uczestnikami rynku energii elektrycznej. Brakuje wyraźnego sprzężenia zwrotnego pomiędzy przychodami za świadczenie usługi przesyłowej, jakie zapewniają stosowane taryfy, a funkcjonowaniem rynku (podejmowaniem decyzji przez uczestników rynku). Oczywiście okres obserwacji zjawisk rynkowych jest jeszcze bardzo krótki. Z drugiej jednak strony zbyt częste wprowadzanie głębokich zmian w strukturze wewnętrznej taryf znacznie utrudnia dokładną analizę i ocenę funkcjonowania rozważanych taryf. Natomiast podmiotom korzystającym z usługi przesyłowej częste zmiany utrudniają ich zrozumienie, a w efekcie zareagowanie na sygnały emitowane przez taryfę.

Zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem [77], przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, zobowiązane są do kalkulacji następujących podstawowych stawek opłat (§7 ust. 2 rozporządzenia [77]):

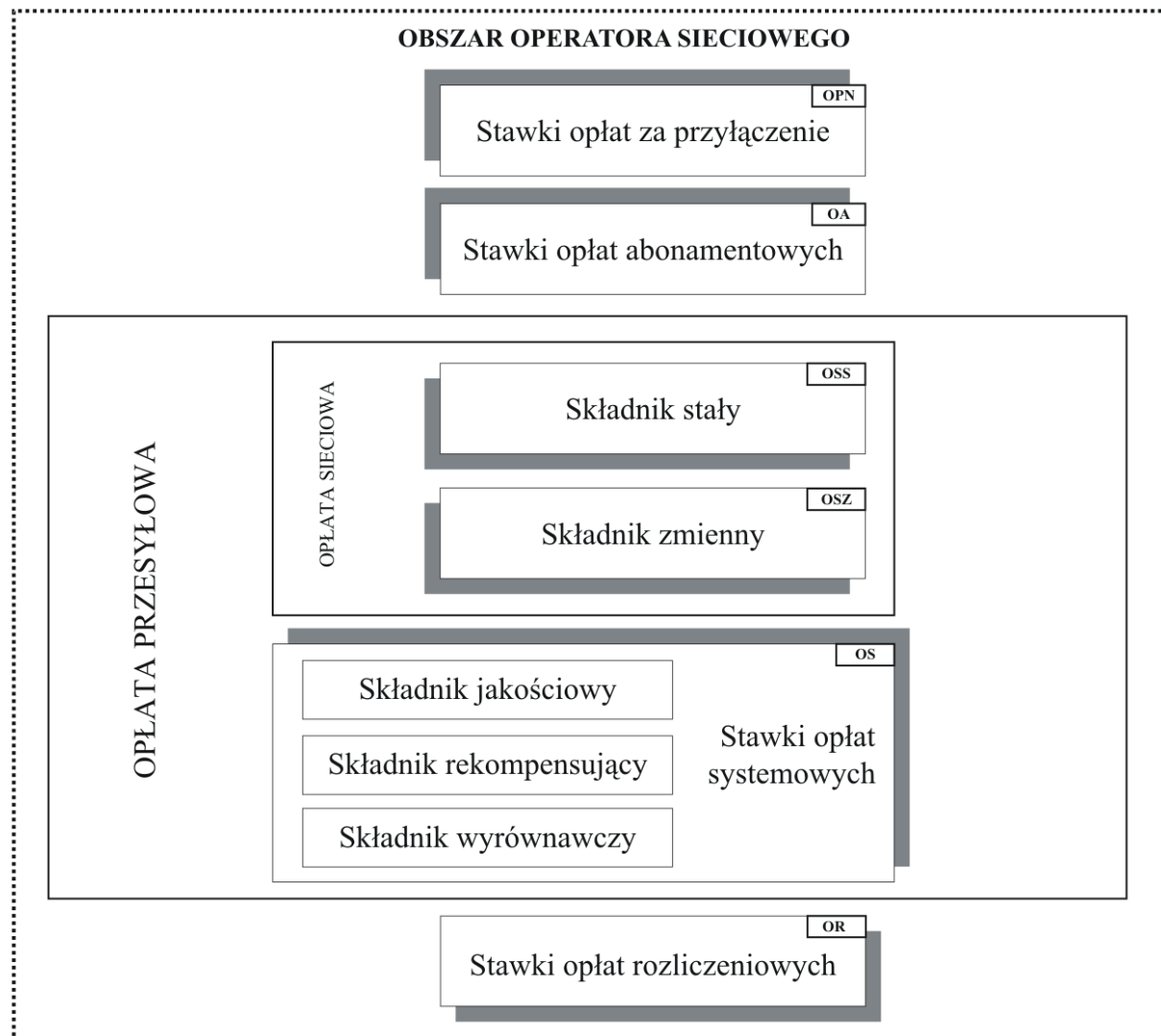
- za przyłączenie do sieci,

- za usługi przesyłowe,
- abonamentowych.

Opłaty za usługi przesyłowe zawierają następujące stawki:

- sieciową, składającą się ze składnika stałego i zmiennego,
- systemową, obejmującą składnik jakościowy, rekompensujący i wyrównawczy,
- rozliczeniowe.

Aktualną strukturę taryfy za usługę przesyłową przedstawiono na rys. 2.1.



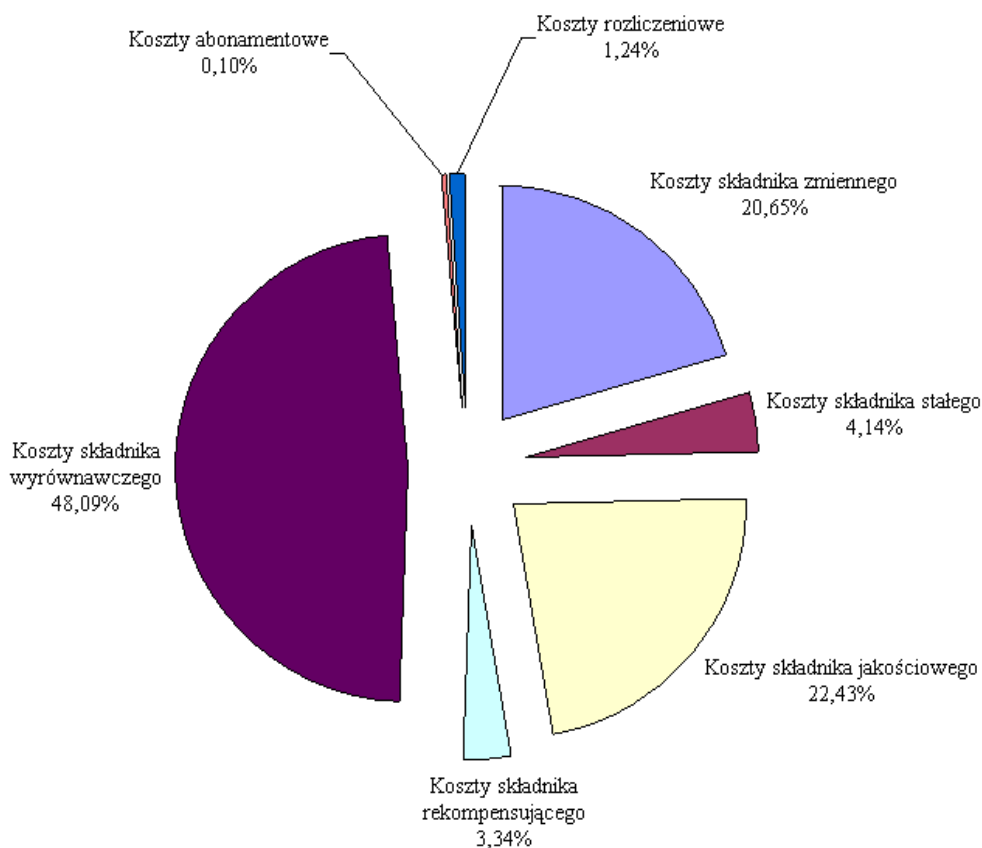
Rys. 2.1. Struktura taryfy za usługę świadczoną przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej – stan obecny

Nowelizacja Ustawy [63] wprowadziła zaskakującą zmianę w zakresie ponoszenia kosztów za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej przez odbiorcę w wysokości $\frac{1}{4}$ całkowitych nakładów inwestycyjnych, pod warunkiem, że inwestycja znajduje się w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Tak funkcjonujące rozwiązanie prawne nie ma precedensu w żadnym kraju i już z natury rzeczy nie stymuluje do podejmowania racjonalnych decyzji w zakresie miejsca przyłączenia i parametrów

przyłącza przez klientów. Głównym powodem takiego sposobu podejścia przez Ustawodawcę była sporna kwestia nakładów inwestycyjnych związanych z rozbudową sieci dla potrzeb przyłączanego odbiorcy.

Koszty przenoszone przez opłatę abonamentową obejmują koszty odczytywania wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich kontroli oraz handlowej obsługi odbiorców, związanej z wystawianiem faktur i ich dostarczaniem (§24 [77]). W skali wszystkich kosztów przedsiębiorstwa sieciowego stanowią one margines i dziwi fakt ich wyodrębnienia. Bez szkody dla odbiorców można zaliczyć je do kosztów stałych.

Największą i najistotniejszą pozycją w kosztach przedsiębiorstwa sieciowego są koszty przenoszone przez opłaty przesyłowe. Można podzielić je na dwie tradycyjne grupy kosztów bezpośrednich i pośrednich ponoszonych przez przedsiębiorstwo sieciowe. Obecna taryfa przesyłowa zawiera składniki niezwiązane z działalnością sieciową (przesyłową) przedsiębiorstw energetycznych, lecz będące rezultatem transformacji dokonywanej na rynku energii, które szczegółowo scharakteryzowano w rozdziale 2.3. Udział kosztów poszczególnych składników stawek opłat w całkowitych kosztach wynikających z taryfy przesyłowej³ przedstawia wykres na rys. 2.2.

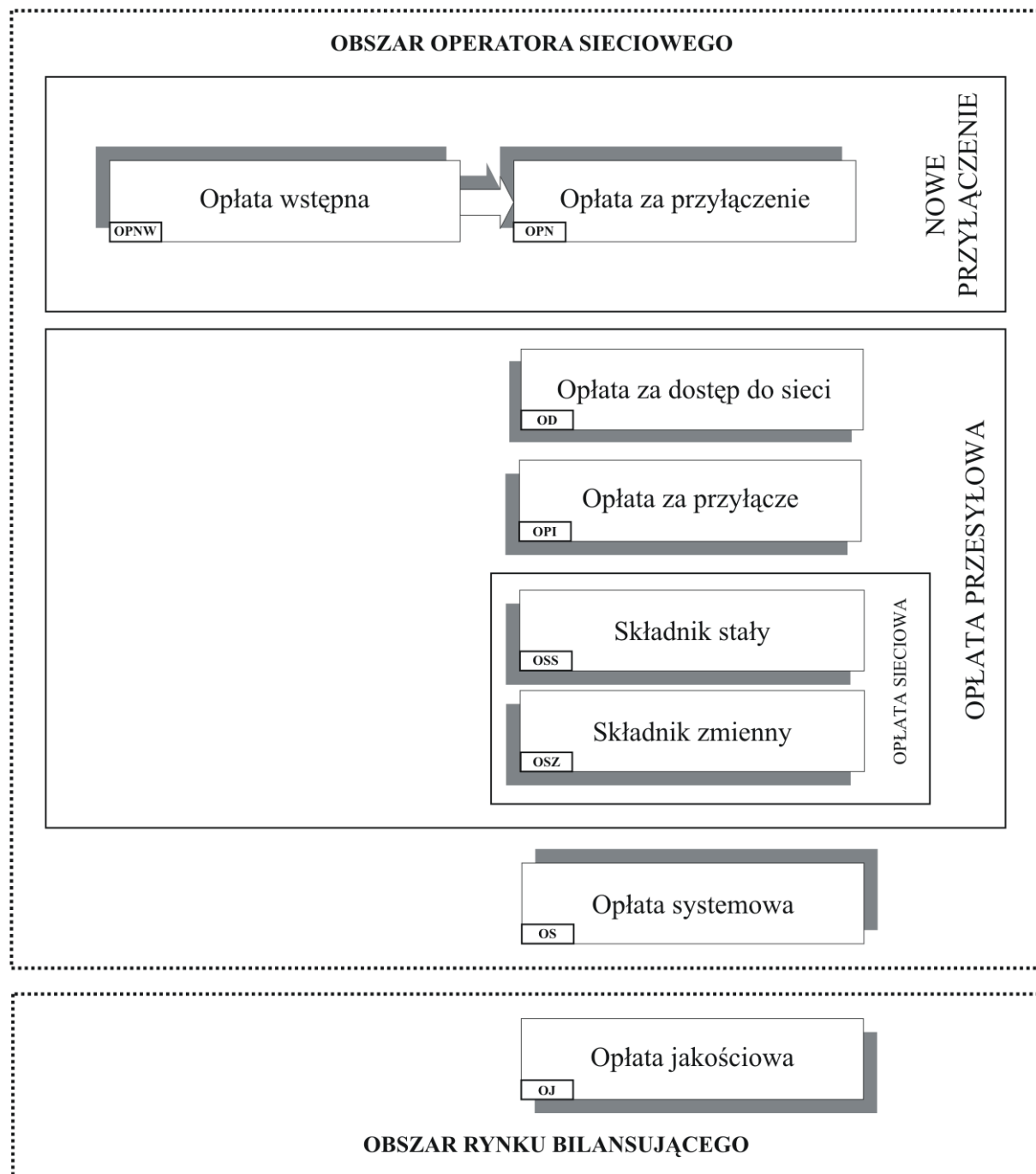


Rys. 2.2. Struktura kosztów taryfy przesyłowej

³ Strukturę kosztów taryfy przesyłowej opracowano na podstawie danych zawartych we wniosku taryfowym Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA dla okresu taryfowego 2003/2004 zatwierdzonego przez Prezesa URE w dniu 16 czerwca 2003 r.

2.5.2. Propozycja zmian struktury taryfy przesyłowej

Analiza struktury taryfy przesyłowej pozwoliła wykreować diametralnie inną strukturę wewnętrzną tej taryfy, adekwatną do specyfiki kosztów oraz odzwierciedlającą właściwą ich alokację. Emituje ona rzetelną informację do użytkowników sieci elektroenergetycznej o kosztach związanych z dostawą energii elektrycznej do jej użytkowników. Nowa struktura taryfy została przedstawiona na rys. 2.3.



Rys. 2.3. Propozycja struktury opłat za usługę przesyłową i dystrybucyjną

Podstawowe zmiany polegają na:

- wydzieleniu części opłaty przesyłowej związanej bezpośrednio i pośrednio z przyłączem użytkownika (odbiorcy i wytwórcy) do sieci elektroenergetycznej,

- partycypacji wytwórców w opłacie przesyłowej,
- węzłowej opłacie sieciowej w sieci przesyłowej i 110 kV oraz grupowej w sieci średniego i niskiego napięcia,
- opłacie systemowej przenoszącej koszty skutków regulacji prawnych,
- powiększeniu ceny energii na rynku bilansującym o koszty usług regulacyjnych.

Bardzo istotnym czynnikiem kształtującym właściwe relacje pomiędzy użytkownikami sieci jest równoprawne i niedyskryminujące obciążanie ich opłatą przesyłową. W tych warunkach ponoszenie przez użytkowników pełnych kosztów, związanych z ich bezpośrednim przyłączeniem do sieci, spełnia tą zasadę. Zakres infrastruktury sieciowej związany z przyłączem powinien być definiowany jako zestaw tych elementów sieci, za pomocą których zasilany jest odbiorca lub wytwórca wprowadzający energię do sieci i które przynależne są wyłącznie jemu. Wydzielony majątek istniejących przyłączy, powiększony o zryczałtowane koszty eksploatacji, powinien być włączony do kalkulacji opłaty za przyłącze (OPI). Opłata ta byłaby zryczałtowana i zróżnicowana ze względu na wielkość przyłącza i wymagania odbiorcy dotyczące pewności zasilania.

Koszt pozostałych wspólnych elementów sieciowych, które nie stanowią części sieci zamkniętej, powinien być uwzględniony w opłacie za dostęp do sieci (OD). Oczywiście sieć SN i nN charakteryzuje się strukturą promieniową, co może sugerować zaliczenie całości kosztów tej sieci do OD, jednak w tym przypadku do tego składnika należałoby zaliczyć jedynie koszty nowych inwestycji, wynikających z planów zatwierdzonych przez Prezesa URE. Opłata ta byłaby zróżnicowana obszarowo (np. w podziale na rejony energetyczne) na terenie działania danego przedsiębiorstwa sieciowego. Taki sposób podejścia mógłby wskazywać, które przedsiębiorstwa mają wysokie koszty rozbudowy sieci i gdzie są one skumulowane. Może się zdarzyć, że na jednych obszarach opłata ta będzie zerowa, zaś na innych stosunkowo wysoka. Podmioty, które nie będą ponosić opłaty za dostęp do sieci, mogą wyciągnąć dwa skrajne wnioski: ma miejsce zła jakość i pewność dostarczanej energii, a przedsiębiorstwo sieciowe nic w tym zakresie nie robi lub warunki dostawy są tak dobre, że nie ma potrzeby rozbudowy sieci, w celu zaspokojenia oczekiwań odbiorców. Stan ten będzie trwał do momentu pojawienia się koniunktury urbanizacyjnej, która pozwoli rozwijać zasiedlanie nowych obszarów lub budować zakłady produkcyjne i usługowe. Nośnik stawki OD powinien być prosty i przeliczalny na liczbę przyłączy 1- lub 3-fazowych wszystkich odbiorców na danym obszarze.

Opłata za przyłączenie do sieci (OPN) dotyczy nowych przyłączy i w zakresie bezpośredniego przyłącza obciążałaby przyszłego użytkownika sieci. Możliwe tutaj są trzy rozwiązania:

- użytkownik sam buduje i eksploatuje przyłącze, co wiąże się z odpowiedzialnością przedsiębiorstwa sieciowego za dostarczaną energię jedynie do początku przyłącza,
- użytkownik sam buduje, lecz przedsiębiorstwo sieciowe eksploatuje przyłącze; użytkownik ponosi wówczas zryczałtowane koszty eksploatacji przyłącza, zaś przedsiębiorstwo sieciowe świadczy warunki dostawy na końcu przyłącza,
- przedsiębiorstwo sieciowe buduje i eksploatuje przyłącze oraz bierze odpowiedzialność za dostarczaną przez przyłącze energię; użytkownik ponosi pełną opłatę za przyłączenie.

Wyróżniona opłata wstępna (OPNW) miałaby za zadanie pokrycie kosztów związanych z kompleksowym sporządzeniem możliwych wariantów projektów przyłącza wraz z kosztorysem, łącznie ze zbadaniem warunków prawnych, geodezyjnych, wymaganych

pozwoleń itp., których obowiązek wykonania spoczywałby na przedsiębiorstwie sieciowym. Wybór wariantu przyłączenia należy wyłącznie do użytkownika, zaś w chwili rezygnacji z przyłączenia zwracana jest opłata wstępna, pomniejszona o poniesione koszty na sporządzenie projektów i niezbędnych analiz. Opłata ta powinna być ustalana kwotowo w zależności od napięcia przyłączenia.

Opłata sieciowa, reprezentowana praktycznie przez składnik stały (OSS) i zmienny (OSZ), różni się od obecnie obowiązującej sposobem jej alokacji. Dotychczas dominuje w tym zakresie zasada „znaczka pocztowego”, która daje błędne sygnały o kosztach przesyłu do jej odbiorców i nie uwzględnia możliwości występowania ograniczeń w przesyśle. Wymienione tutaj zjawiska prawidłowo można modelować jedynie za pomocą metody węzłowej alokacji kosztów przesyłu, które powinny być stosowne w przypadku sieci 400, 220 i 110 kV. Ze względu na łatwość metodyczną odwzorowania wpływu nowych inwestycji sieciowych na koszt przesyłu energii elektrycznej do użytkownika sieci, opisana wcześniej opłata za dostęp do sieci nie występowałaby na tych poziomach napięć, gdyż byłaby częścią metodologii węzłowej kalkulacji opłaty składnika stałego. Rozwiązanie to stanowi uzasadnione uproszczenie w strukturze opłat, mające na względzie realizację hurtowego przesyłu energii. W zakresie średnich i niskich napięć zaleca się stosowanie opłat grupowych w przypadku odbiorców o zbliżonym koszcie przesyłu, jednakże z pozostawieniem możliwości stanowienia opłat węzłowych.

Opłata systemowa (OS), w porównaniu z obowiązującym rozwiązaniem, obejmuje koszty związane ze składnikiem wyrównawczym i rekompensującym. Koszty te są skutkiem regulacji prawnych i nie wynikają ze specyfiki funkcjonowania przedsiębiorstwa sieciowego. W tym zakresie powinien funkcjonować obowiązujący mechanizm stanowienia opłat systemowych.

W przedstawionej powyżej strukturze opłaty przesyłowej zakłada się partycypację wytwórców. Najczęściej spotykane poziomy udziału wytwórców w kosztach przesyłu wynoszą 50% lub 25%. Wprowadzenie tej zasady wydaje się uzasadnione szczególnie w warunkach zwolnienia wytwórców z obowiązku zatwierdzania taryf przez Prezesa URE, co skutkuje koniecznością wyważenia oferowanej ceny energii elektrycznej wytwórców w warunkach pełnej konkurencji łącznie z opłatą przesyłową. Partycypacja wytwórców w węzłowej opłacie przesyłowej pozwoli wskazać uczestnikom rynku energii źródła, których techniczne warunki funkcjonowania są ograniczane przez sieć elektroenergetyczną, wobec czego, w stosunku do pozostałych źródeł, nie zachowują one tej samej pozycji rynkowej.

Pozostałe koszty opłaty systemowej zawarte w składniku jakościowym (OJ), ze względu na miejsce ich powstawania, powinny stanowić element rynku bilansującego (RB). Operator systemu dokonuje zakupu poszczególnych usług na tym właśnie rynku, adekwatnie do występującego w systemie elektroenergetycznym zapotrzebowania na te usługi. Włączenie powyższych kosztów do cenotwórstwa energii elektrycznej na rynku bilansującym wytworzy naturalne sprzężenie zwrotne pomiędzy wysokością kosztu usług i poziomem niezbilansowania systemu, które wynika z niewystarczającego pokrycia zapotrzebowania odbiorców w kontraktach bezpośrednich. Ci uczestnicy rynku bilansującego, którzy będą kupować duże ilości energii na tym segmencie rynku, powinni ponosić wyższy koszt zakupu. To rozwiązanie może spowodować znaczące zwiększenie ceny na rynku bilansującym, a tym samym ożywić inne segmenty rynku energii, których dotychczasowa działalność była ograniczona, między innymi bardzo niskimi cenami na RB.

3. TARYFY PRZESYŁOWE STOSOWANE W RÓŻNYCH KRAJACH

3.1. Wstęp

Postępująca w wielu krajach liberalizacja sektora elektroenergetycznego sprawiła, że zmienił się sposób podejścia do zagadnień związanych z obrotem energią elektryczną. W wyniku postępujących zmian i przekształceń rynkowych stała się ona towarem, który w pewnym zakresie traktowany jest podobnie jak wiele innych dóbr. Energia elektryczna wyróżnia się tym, że jest towarem „wirtualnym” dla wszystkich stron transakcji oraz tym, że nie może być on zmagazynowany. W tak najogólniej scharakteryzowanych warunkach funkcjonują przedsiębiorstwa sieciowe, które zajmują się przesyłem od wytwórców do odbiorców energii elektrycznej, która może być wielokrotnie odsprzedawana przez przedsiębiorstwa obrotu. Szczególną pozycję w sektorze elektroenergetycznym, w każdym kraju, mają operatorzy sieci przesyłowej. Jednym z ich głównych obowiązków jest bilansowanie w czasie rzeczywistym popytu i podaży energii elektrycznej w kraju, zaś w przypadku systemów połączonych, także dotrzymanie planowanych poziomów wymiany z innymi krajami. Ponadto są oni odpowiedzialni za zapewnienie bezpieczeństwa bieżących i przyszłych dostaw energii elektrycznej. Sieć przesyłowa jest siecią „spinającą” sieci regionalne (dystrybucyjne) niższych napięć oraz przyłączonych jest do niej wiele źródeł energii. Z tego powodu pełni ona kluczową rolę na obszarze hurtowego rynku energii elektrycznej oraz w realizacji transakcji zawieranych pomiędzy uczestnikami rynku, fizycznie zlokalizowanymi daleko od siebie, zarówno w danym kraju, jak i pomiędzy użytkownikami w różnych krajach.

Dlatego też bardzo istotnym jest to, jakie mechanizmy i regulacje prawne, związane z dostępem do sieci przesyłowej, korzystaniem z niej oraz bilansowaniem podaży i popytu na energię elektryczną, funkcjonują w danym kraju.

W niniejszym rozdziale scharakteryzowano ogólne zasady funkcjonowania wybranych europejskich przedsiębiorstw, pełniących funkcję operatorów sieci przesyłowej⁴. Zwrócono szczególną uwagę na zasady dostępu i korzystania z sieci przesyłowej, a przede wszystkim na funkcjonujące systemy taryfowe, zarówno w zakresie realizacji przesyłu energii pomiędzy krajowymi użytkownikami, jak i połączonymi systemami. Zasady wnoszenia opłat za świadczone usługi przesyłowe przez podmioty korzystające z sieci przesyłowej powinny być nie tylko narzędziem odzyskania przez właścicieli majątku przesyłowego kosztów jego utrzymania, ale także powinny właściwie pełnić funkcję stymulującą użytkowników do bardziej racjonalnego korzystania z dobra, jakim jest energia elektryczna, ale też wysyłać sygnały do potencjalnych inwestorów, związane z ekonomiczną opłacalnością lokalizacji przyszłego źródła/odbioru.

Zastosowanie znajdują różne sposoby bilansowania w czasie rzeczywistym podaży i popytu na energię elektryczną. W dalszej części rozdziału zostały syntetycznie scharakteryzowane zasady przenoszenia kosztów bilansowania na użytkowników sieci elektroenergetycznej.

W tabeli C przedstawiono porównanie zasad świadczenia usług przesyłowych stosowanych przez operatorów sieci przesyłowych w różnych krajach (m. in. zróżnicowanie sezonowe i geograficzne stawek opłat przesyłowych, podział kosztów przesyłu pomiędzy wytwórców i odbiorców, czy zasady przenoszenia kosztów strat energii występujących w sieci operatorów).

⁴ W przeprowadzeniu charakterystyki wykorzystano prace [21, 22, 67].

3.2. Szczegółowa analiza taryf przesyłowych

W dalszej części rozdziału przedstawiono różne rozwiązania taryf przesyłowych w wybranych krajach Europy.

3.2.1. Finlandia

System taryfowy za usługę przesyłową obowiązujący w Finlandii wykorzystuje zasadę „znaczka pocztowego”. Stawki opłat przesyłowych są jednakowe dla wszystkich użytkowników należących do tej samej grupy taryfowej (odbiorcy, wytwórcy, eksporterzy/importerzy). System ten zawiera on następujące stawki opłat:

- opłatę za udział w rynku (ang. market place fee),
- opłatę za usługi przesyłowe (ang. use of grid fee),
- opłatę graniczną – za eksport lub import energii poza wspólny rynek skandynawski (ang. market border fee).

Opłaty za udział w rynku oraz za usługi przesyłowe związane są ze świadczeniem usług przesyłowych na obszarze całego rynku skandynawskiego. Przychód uzyskiwany z tej opłaty pokrywa również koszty świadczenia usług systemowych. Użytkownicy fizycznie przyłączeni do sieci przesyłowej płacą za możliwość zawierania transakcji z innymi uczestnikami rynku skandynawskiego. Dodatkowo wnoszą oni opłaty za korzystanie z giełdy energii Nord Pool, nabywając w ten sposób prawo do handlu energią na całym rynku skandynawskim. Nośnikiem opłaty za udział w rynku jest ilość energii zużywanej przez odbiorców, przy czym nie jest ona zróżnicowana w porach roku i strefach doby.

Opłata sieciowa pokrywa jedynie koszty strat sieciowych energii. Podstawą kalkulacji stawki opłaty sieciowej jest ilość energii wprowadzanej i pobieranej z sieci. Dla odbiorców skalkulowana jest ona dla dwóch okresów:

- od godziny 7.00 do 22.00 dla dni poniedziałek – sobota, w okresie od 1 listopada do 31 marca,
- pozostałe godziny.

W poprzednich latach struktura taryfy i koszty przenoszone przez poszczególne opłaty były podobne. Nie występował składnik stały, a wszystkie składniki kosztów działalności sieciowej pokrywane były przez opłaty zmienne. W strukturze taryfy wydzielona była opłata za usługi systemowe, której nośnikiem, tak jak w przypadku opłaty za udział w rynku, była ilość energii zużywanej przez odbiorców. Z opłaty sieciowej wydzielona została także opłata za straty energii (tak jak obecnie dla wytwórców). Ponieważ jednak dla tej opłaty stosowano ten sam nośnik, obecnie jest ona zawarta w opłacie sieciowej. W poprzednich latach opłata graniczna nie była wydzielona, a uczestnicy płacąc opłatę za udział w rynku, mieli możliwość eksportu i importu energii również spoza rynku skandynawskiego.

W celu likwidacji ograniczeń przesyłowych w Finlandii operator Fingrid stosuje system „kontr zakupu” (ang. counter trade). Koszty likwidacji ograniczeń stanowią ok. 1% całkowitych kosztów przesyłowych operatora. Do likwidacji ograniczeń sieciowych na jednolitym rynku skandynawskim stosowana jest metoda podziału rynku (ang. market splitting).

3.2.2. Szwecja

Szwedzka firma Svenska Kraftnät stosuje węzłowy system taryfowy w rozliczeniach z użytkownikami, którzy korzystają z usługi przesyłowej. Oznacza to, że użytkownik, który jest przyłączony do sieci, ma dostęp do całego rynku energii i może dokonywać transakcji z każdym innym uczestnikiem rynku, płacąc tę samą opłatę. Operator sieci przesyłowej świadczy usługi przesyłowe operatorom sieci regionalnych.

Opłata za korzystanie z sieci przesyłowej jest zróżnicowana geograficznie. Składają się na nią trzy stawki opłat:

- opłata za moc,
- opłata za energię,
- opłata inwestycyjna.

Główny kierunek przepływu energii poprzez sieć przesyłową w Szwecji występuje z północy na południe. Istniejąca sieć w głównej mierze była budowana pod kątem przesyłu energii ze źródeł wodnych, zlokalizowanych na północy kraju, do odbiorów zlokalizowanych w środkowej i południowej jego części. Aby opłata przesyłowa odzwierciedlała rzeczywiste koszty przesyłu, różnicuje się ją pod względem geograficznym. Na północy Szwecji opłaty za energię wprowadzoną do sieci są wysokie, podczas gdy opłaty dla odbiorców energii są niskie. Odwrotna sytuacja ma miejsce na południu kraju.

Opłaty za moc, wnoszone przez użytkowników, stanowią około 60% przychodów operatora. Opłata zależy od wartości mocy zamówionej przez użytkownika. Maleje ona liniowo wraz ze zmianą szerokości geograficznej. Opłata jest również zróżnicowana w miejscach dostarczania.

Opłaty za energię, obowiązujące użytkowników, zależą od ilości energii fizycznie wprowadzonej lub odebranej z sieci. Opłata ta odzwierciedla krańcowe straty energii w sieci przesyłowej i obliczana jest jako wypadkowa: współczynników strat krańcowych, ceny energii na pokrycie strat oraz ilości energii wprowadzonej/oddanej do sieci. Współczynniki strat krańcowych są zróżnicowane geograficznie i zmieniają się w zakresie $\pm 10\%$. Ujemne współczynniki oznaczają, że operator płaci użytkownikowi w związku z faktem wprowadzania energii do sieci na południu kraju, co może wpłynąć na zmniejszenie całkowitych strat energii w sieci. Podobna sytuacja występuje w przypadku poboru energii na północy kraju. W takich przypadkach użytkownicy świadczą operatorowi „przysługę”, za którą otrzymują zapłatę.

Cena energii na pokrycie strat jest ustalana jednorazowo z „góry” na rok kalendarzowy i zależy od hurtowej ceny energii dostawców. W Szwecji obowiązuje następujący podział na strefy czasowe:

- obciążenie szczytowe listopad – marzec
- obciążenie niskie kwiecień – październik
- dni robocze od godziny 6.00 do 22.00
- pozostałe godziny od 22.00 do 6.00 oraz soboty, niedziele i święta.

Ograniczenia sieciowe nie wpływają na poziom usług świadczonych użytkownikom. Jeżeli w sieci przesyłowej nie ma wystarczających zdolności przesyłowych, aby zrealizować kontrakty zawarte przez użytkownika, Svenska Kraftnät, w celu eliminacji ograniczeń, stosuje metodę kontr – zakupu (ang. Counter Trade). Kupowana jest dodatkowa energia na obszarach, gdzie są jej niedobory i sprzedawana jest na obszarach z nadwyżką produkcji.

W ten sposób ograniczenia w sieci są likwidowane bez zakłóceń dla handlu energią pomiędzy użytkownikami.

3.2.3. Norwegia

Opłaty przesyłowe w Norwegii kalkulowane są w podziale na wytwórców i odbiorców energii elektrycznej. Obowiązuje system taryfowy typu „znanek pocztowy”. W składniku stałym stawki opłat są jednakowe dla wszystkich i niezależne od lokalizacji, w składniku zmiennym natomiast stawki opłat zależą od lokalizacji użytkownika. Wysokość opłat dla użytkowników nie zależy od odległości pomiędzy stronami kontraktów. Składniki opłat za przesył energii siecią przesyłową przedstawia tabela 3.1.

Tabela 3.1. Składniki opłat za przesył z podziałem na wytwórców i odbiorców

Rodzaj opłaty	wytwórcy	odbiorcy
Opłata za przyłączenie	X ^{*/}	X
Opłata sieciowa stała	X	X
Opłata sieciowa zmienna	X	X
Opłata za moc bierną		X

^{*/} X oznacza, że dany podmiot partycypuje w opłatach.

Na rysunku 3.1 przedstawiono przyłączy, w którym znajduje się zarówno wytwórca, jak i odbiorca. Zaznaczono także wielkości będące przedmiotem rozliczeń.

Moc, będąca podstawą kalkulacji stawki składnika stałego opłat przesyłowych, wyznaczana jest dla każdego użytkownika na podstawie fizycznych, pomierzonych przez operatora, przepływów energii z/do sieci przesyłowej w szczycie obciążenia systemu. Tak wyznaczona wartość jest przyjmowana do rozliczeń w okresie całego roku. Do jej określenia przyjmuje się dane pomiarowe z okresu listopad – luty. Sieć przesyłowa w Norwegii podzielona jest na trzy obszary (Północny, Centralny i Południowy), dlatego też moce umowne użytkowników energii elektrycznej wyznaczone są w szczycie obciążenia występującego oddzielnie w każdej ze stref.

Podstawą rozliczeń w ramach opłaty sieciowej stałej są przepływy mocy netto, pomierzone na połączeniu z siecią przesyłową, skorygowane o P_l dla wytwórców lub o wartość mocy rezerwowej P_u . Wartość mocy uwzględniana w rozliczeniach opłaty sieciowej stałej dla wytwórców (P_G^S) obliczana jest jako moc wprowadzona do sieci operatora w godzinach szczytowego obciążenia, powiększona o dostępne zdolności wytwórcze i pomniejszona o wartość mocy rezerwowej:

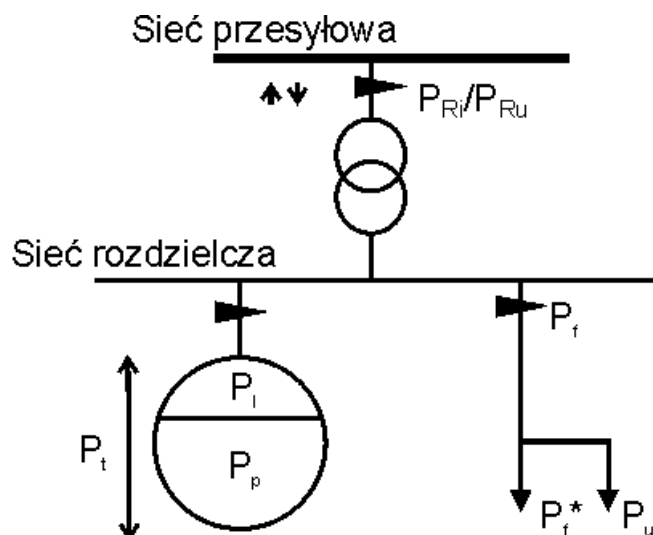
$$P_G^S = P_{Ri} + P_l - P_u, \quad (3.1)$$

natomiast opłata sieciowa stała dla wytwórców (OP_G^S) obliczana jest następująco:

$$OP_G^S = P_G^S \cdot s_G^S, \quad (3.2)$$

gdzie:

s_G^S – stawka opłaty stałej dla wytwórców.



objaśnienia:

P_{Ri} / P_{Ru} – zmierzona wartość mocy (i – wprowadzanej/ u – pobieranej z sieci operatora),

P_t – moc osiągalna w okresie szczytu zimowego,

P_p – moc produkowana przez jednostkę wytwórczą w okresie szczytu zimowego,

P_i – dostępne zdolności wytwórcze w okresie szczytu zimowego,

P_f – moc pobierana przez odbiorcę,

P_u – zmierzona (określona) wartość mocy rezerwowej,

P_f^* – moc pobierana przez odbiorcę pomniejszona o moc rezerwową.

Rys. 3.1. Miejsca rozliczeń usług przesyłowych

Wartość mocy, uwzględniona w rozliczeniach opłaty sieciowej stałej dla odbiorców, jest to poziom mocy wprowadzonej do sieci operatora w godzinach szczytowego obciążenia, powiększonej o dostępne zdolności wytwórcze i pomniejszonej o wartość mocy rezerwowej, co określa wzór:

$$P_L^S = P_{Ru} + P_i - P_u, \quad (3.3)$$

natomiast opłata sieciowa stała dla odbiorców (OP_L^S) obliczana jest następująco:

$$OP_L^S = P_L^S \cdot s_L^S, \quad (3.4)$$

gdzie:

s_L^S – stawka opłaty stałej dla odbiorców.

Przy określaniu opłat do rozliczeń opłaty sieciowej stałej może wystąpić sytuacja, w której wartość mocy, obliczona według podanych powyżej zależności, będzie bardzo mała lub nawet będzie równać się zero. Dlatego też, dla każdego miejsca przyłączenia, oblicza się moc minimalną P_{mg} według następującej zależności:

$$P_{mg} = a \cdot P_{if} - P_u, \quad (3.5)$$

gdzie:

a – współczynnik administracyjny wyznaczany na dany rok obowiązywania taryfy wynoszący 0.3,

P_{tf} – wartość mocy przyłączeniowej,

P_u – wartość mocy rezerwowej.

Dla miejsc przyłączenia, gdzie obliczona powyżej wartość mocy minimalnej P_{mg} jest większa od wartości mocy P^S (dla wytwórców lub odbiorców), różnica tych dwóch wartości $P_m = P_{mg} - P^S$ stanowi minimalną moc dodatkową, która obciążana jest opłatą dodatkową.

Pobór mocy biernej z sieci przesyłowej, ze względu na jej duży wpływ na jakość dostarczanej przez operatora energii, obciążony jest opłatą. Poziom tej opłaty jest wyższy, niż przewidywane koszty inwestowania w nowe urządzenia do redukcji poboru mocy biernej.

Składnik zmienny opłaty sieciowej jest kalkulowany zarówno dla wytwórców jak i odbiorców. Wysokość opłat użytkowników sieci elektroenergetycznej proporcjonalna jest do ilości energii wprowadzonej/pobranej do/z sieci operatora. Stawki opłat odzwierciedlają koszty krańcowe strat, powodowanych przez wprowadzenie/pobór energii z sieci.

Opłatę sieciową zmienną dla użytkownika (OP_z) określa wzór:

$$OP_z = c_s \cdot k_{ml} \cdot E_{wp}, \quad (3.6)$$

gdzie:

c_s – rynkowa (systemowa) cena energii elektrycznej,

k_{ml} – współczynnik strat krańcowych,

E_{wp} – ilości energii wprowadzonej/pobranej do/z sieci.

Wartości współczynników strat krańcowych, odnoszące się do wytwórców i odbiorców, mają takie same wartości bezwzględne, a różnią się jedynie znakami. Wartości k_{ml} ograniczane są administracyjnie do $\pm 10\%$. Taki system stanowiący opłat powoduje, że na obszarach z nadwyżką generacji współczynniki strat krańcowych dla energii wprowadzanej do sieci będą zazwyczaj wyższe, niż na obszarach, gdzie zapotrzebowanie przewyższa zdolności wytwórcze. Współczynniki strat krańcowych wykazują znaczne zróżnicowanie zarówno w okresie doby, jak i roku (występuje nawet zmiana znaku). Jest to spowodowane występowaniem dużej zmienności przepływów mocy, wywołanej między innymi zmianami w przepływach wody w elektrowniach wodnych.

Współczynniki strat krańcowych są kalkulowane przez operatora na bieżąco, w podziale na okresy trwające kilka tygodni (8-9) oraz dodatkowo na strefy dobowe (w robocze dni tygodnia: 7.00-22.00, 23.00-6.00 oraz pozostałe dni: soboty, niedziele, święta). Obliczenia współczynników k_{ml} dokonywane są na podstawie przepływów mocy i energii na rynku skandynawskim w stanach normalnych (szczególnie na połączeniach Norwegia – Szwecja) i przesyłane uczestnikom rynku nie później, niż 14 dni przed rozpoczęciem okresu ich obowiązywania. Co najmniej raz w miesiącu operator dodatkowo analizuje zmieniające się przepływy mocy i ma prawo zmienić skalkulowane na dany okres wartości współczynników k_{ml} .

3.2.4. Francja

Ustawa 2000-108 z 10 lutego 2000 r.⁵ określa procedurę uzyskiwania praw do korzystania z zasady TPA oraz sposób taryfikowania usług przesyłowych we Francji. W związku z tym, że Commission de régulation de l'électricité (CRE) nie opublikował jeszcze dokumentów towarzyszących wyżej wymienionemu aktowi prawnemu, operator Réseau de transport d'électricité (RTE) skalkulował i opublikował taryfę przesyłową dla odbiorców uprawnionych (zużywających rocznie więcej niż 16GWh energii elektrycznej), którzy wyrażą chęć skorzystania z wolnego wyboru dostawcy. Ponieważ kalkulowane stawki opłat obejmują wszystkie koszty związane z przesyłem energii siecią przesyłową, dotyczą one również wszystkich odbiorców korzystających z usług przesyłowych. W związku z powyższym dla odbiorców taryfowych, bądź też uprawnionych, lecz niekorzystających z zasady TPA, RTE obciąża opłatami przesyłowymi przedsiębiorstwo Electricité de France (EdF), które dostarcza energię tym odbiorcom. Opłaty przesyłowe, o których mowa powyżej, stosowane są także w odniesieniu do innych przedsiębiorstw dystrybucyjnych niż EdF, traktowanych jak odbiorcy uprawnieni. Taryfa ta stosowana jest w okresie przejściowym do czasu wprowadzenia pełnych uregulowań prawnych, odnoszących się do zasad taryfikowania usług przesyłowych.

W funkcjonującym systemie taryf przesyłowych wytwórcy nie ponoszą opłat przesyłowych, zaś stawki opłat dla odbiorców są zróżnicowane w zależności od napięcia sieci, do której są przyłączeni. Stawki opłat są zróżnicowane również w zależności od czasu wykorzystania mocy umownej przez odbiorcę. Opłaty sieciowe, jakie ponosi odbiorca, składają się z:

- składnika stałego,
- składnika zmiennego,
- rocznej opłaty stałej, tzw. administracyjnej (przedstawionej w składniku zmiennym).

Opłaty w składnikach stałym i zmiennym są zróżnicowane w czterech strefach czasowych:

- zima szczyt (ZS),
- zima poza szczytem (ZP),
- lato szczyt (LS),
- lato poza szczytem (LP),

dla których to stref wprowadzone są współczynniki redukcyjne (składnik stały) lub współczynniki sezonowości (składnik zmienny).

Użytkownik zamawia moc umowną oddzielnie dla każdej ze stref. Następnie oblicza się moc wypadkową (P_w) według wzoru (4.8). Stanowi ona podstawę do obliczenia rocznej opłaty stałej (OP_S) wnoszonej przez odbiorcę, obliczanej na podstawie zależności:

$$OP_S = s_L^S \cdot P_w, \quad (3.7)$$

gdzie:

s_L^S – stawka opłaty stałej dla odbiorców.

⁵ Loi du 10 février 2000 (2000-108) relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

Odbiorcy przyłączeni do sieci o napięciu poniżej 350 kV mają możliwość wyboru jednego z dwóch wariantów obliczania stawki:

- za długie korzystanie z mocy umownej,
- za krótkie korzystanie z mocy umownej.

Odbiorca deklaruje operatorowi, który ze sposobów rozliczeń wybiera.

Podstawą stawki opłaty zmiennej, uwzględniającej koszty związane z zakupem energii na pokrycie strat w sieci, jest ilość energii elektrycznej, pobranej z sieci operatora (E_z). Opłatę zmienną oblicza się następująco:

$$OP_z = s_L^z \cdot E_z, \quad (3.8)$$

gdzie:

s_L^z – stawka opłaty zmiennej dla odbiorców.

3.2.5. Dania (Zachód)

Taryfa przesyłowa przedsiębiorstwa Eltra zawiera stawki opłat za:

- usługi przesyłowe,
- Public Service Obligations (PSO) – zobowiązania operatora wynikające z paragrafu 9 ustawy *Danish Electricity Supply Act* (m.in. uwzględniające koszty usług systemowych),
- Priority Production Tariff (PPT) – energię wytworzoną w źródłach o zdeterminowanym wytwarzaniu (w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz w źródłach odnawialnych).

Wszystkie stawki opłat taryfowych określonych w tabeli 3.2, są zróżnicowane w strefach doby i roku.

Tabela 3.2. Strefy doby i roku stosowane w taryfach przesyłowych

Dni robocze	Niskie obciążenie	Wysokie obciążenie	Obciążenie szczytowe
październik – luty	21.00 – 06.00	06.00 – 08.00 12.00 – 17.00 19.00 – 21.00	08.00 – 12.00 17.00 – 19.00
marzec – wrzesień	21.00 – 06.00	06.00 – 08.00 12.00 – 21.00	08.00 – 12.00

Wszystkie soboty, niedziele i święta zaliczane są do strefy niskiego obciążenia.

Opłata za usługę przesyłową pokrywa koszty związane z zarządzaniem i utrzymaniem krajowej sieci przesyłowej o napięciu 400 kV, koszty połączeń międzynarodowych oraz związane z wykorzystaniem elementów sieci o napięciu 150 kV, które pełnią funkcję sieci przesyłowej. Taryfa przesyłowa przenosi także koszty utrzymania jakości dostarczonej energii, bilansowania systemu oraz bezpieczeństwa dostaw energii na wymaganym poziomie w obszarze Jutland – Funen.

Taryfa jest jednoskładnikowa (zawiera jedynie stawki za energię) i stosowana dla:

- wytwórców – nośnikiem opłaty jest ilość energii wprowadzonej do sieci,

- regionalnych operatorów sieciowych – nośnikiem opłaty jest ilość energii pobranej z sieci,
- uczestników rynku realizujących eksport energii do Niemiec – nośnikiem jest ilość importowanej/eksportowanej energii elektrycznej.

Stawki opłat nie pokrywają kosztów sieciowych połączeń międzynarodowych, które odzyskiwane są w drodze aukcji (połączenia Dania-Niemcy) lub na zasadzie zwrotu ponoszonych kosztów na podstawie porozumienia pomiędzy operatorami sieci przesyłowych grupy Nordel.

Opłata PSO stosowana jest jedynie w odniesieniu do odbiorców końcowych sześciu operatorów sieci regionalnych. Nośnikiem opłaty jest całkowita ilość energii, zużywanej przez odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej.

Opłata PPT jest stawką sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł o zdeterminowanym wytwarzaniu. Operator Eltra, stosownie do art. 57 ustawy *Danish Electricity Supply Act*, ma obowiązek zakupu energii produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, energii z jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa stałe odnawialne oraz energii z innych źródeł odnawialnych. Poprzez opłatę PPT przenoszone są koszty zakupu, bilansowania i utrzymania wytwórców energii zdeterminowanej, a także dodatkowe koszty, wynikające z dopłat do energii wytworzonej w źródłach odnawialnych. Opłata PPT kalkulowana jest na podstawie całkowitej ilości energii zużywanej przez odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej.

W 2002 r. wprowadzono zmiany w taryfie przesyłowej, które polegają na tym, że:

- wielcy odbiorcy są zwolnieni z opłat taryfowych priority production (koszt rozliczeń za energię odnawialną oraz część kosztów związanych z zakupem energii w źródłach lokalnych, których cena wytwarzania przewyższa cenę rynkową) w odniesieniu do ilości zużywanej energii, przekraczającej wartość 100 GWh,
- dla autoproducentów stosuje się zasadę rozliczeń netto z operatorem; w części produkcji energii netto użytkownicy ci zwolnieni są z opłat PSO dla ilości energii wytworzonej, której nie wprowadzają do sieci operatora.

3.2.6. Belgia

Opłaty za korzystanie z sieci przesyłowej, określone w taryfie operatorskiej, stosowane są dla jednostek bilansujących (tzw. *Access Responsible Party*). Są to przedsiębiorstwa, poprzez które realizowany jest dostęp do sieci przesyłowej dla użytkowników sieci. Taką jednostką może być wytwórca, odbiorca, handlowiec, dostawca lub odbiorca. Do pojedynczej jednostki bilansującej może należeć kilku wyżej wymienionych użytkowników. Prezentowane poniżej opłaty przesyłowe zależą od charakteru odbiorcy energii elektrycznej. Tak więc operator sieci przesyłowej nie ingeruje we wzajemne kontrakty zwarte pomiędzy uczestnikami rynku i podział zobowiązań pomiędzy nimi.

Taryfa przesyłowa kalkulowana dla poszczególnych poziomów napięć w miejscach odbioru energii elektrycznej składa się z:

- opłaty za moc zamówioną (zamówienie mocy dokonywane jest przez użytkowników w podziale na rok i miesiąc),
- opłaty za moc dodatkową,
- opłaty za usługi systemowe,

- opłaty za nadmiarowe dostawy energii biernej.

Wejście w życie zapisów dekretu królewskiego z 18 stycznia 2001 r. o finansowaniu krajowego urzędu regulacji (CREG) nakłada opłatę za dostęp do sieci przesyłowej na wszystkich odbiorców zużywających energię elektryczną w kraju. W Belgii każdy odbiorca usług przesyłowych (producent/konsument) zobowiązany jest do wyboru jednostki bilansującej, która będzie w jego imieniu przedkładała operatorowi zawarte kontrakty (grafiki obciążeń) i będzie prowadziła w jego imieniu 15 minutowe rozliczenia niezbilansowań oraz rozliczenia płatności za usługi przesyłowe.

Jednostka *Access Responsible Party* zyskuje prawo do ubiegania się o dostęp do:

- zdolności przesyłowych na granicy południowej,
- zdolności przesyłowych na granicy północnej,
- zdolności przesyłowych w miejscu przyłączenia odbiorcy,
- zdolności przesyłowych w miejscu przyłączenia wytwórcy.

Taryfa na świadczone usługi przesyłowe jest typu „znaczka pocztowego”, a więc opłaty nie są zróżnicowane w zależności od położenia geograficznego. Opłata stała zależy od poziomu zamówionej przez użytkownika mocy umownej czynnej. Poziom ten może być deklarowany na okres roczny, poszczególne miesiące lub w podziale na strefy, które przedstawiono w tabeli 3.3. Dla tych stref jednostka bilansująca ma prawo, w imieniu użytkowników przyłączonych do sieci, zamówić wartości mocy miesięcznych dla każdego punktu odbioru i dla różnych stref doby. Dodatkowo istnieje możliwość zamawiania różnych wartości mocy oddzielnie dla dni tygodnia.

Tabela 3.3. Podział tygodnia na strefy doby

Dzień	Godziny	Szczyt	Godziny poza szczytem	Sobota, niedziela
Poniedziałek – Piątek	22.00 – 7.00		X	
	7.00 – 22.00	X		
Sobota	0.00 – 7.00		X	
	7.00 – 24.00			X
Niedziela	0.00 – 22.00			X
	22.00 – 24.00		X	

Jeżeli w okresie świadczenia przez operatora usług przesyłowych pobór mocy przez użytkownika przekroczy moc zamówioną, ponosi on opłaty dodatkowe. Opłaty te są wypadkową kilku czynników i zależą od tego, którą z wartości zamówionej mocy użytkownik przekroczył (roczną, miesięczną), od wartości przekroczenia oraz strefy, w której przekroczenie nastąpiło.

Opłata za usługi systemowe pokrywa:

- koszty regulacji pierwotnej,
- koszty utrzymania stabilności systemu elektroenergetycznego,
- koszty regulacji poziomów napięć,
- koszty strat sieciowych,

- koszty likwidacji ograniczeń sieciowych,
- koszty związane z odbudową systemu po ewentualnym blackout'cie.

Opłata naliczana jest za ilość energii fizycznie przesłanej siecią przesyłową.

Odbiorca ponosi opłatę za pobór energii biernej przy tgφ przekraczającym 0,329. Jeżeli pobierana przez niego moc czynna nie przekracza mocy zamówionej nie więcej niż o 10%, ilość pobranej mocy biernej określa się jako 32,9% dziesięcioprocentowego przekroczenia mocy umownej w danym miejscu dostarczenia.

3.2.7. Holandia

Operator sieci przesyłowej ma obowiązek (zgodnie z rozporządzeniem taryfowym ang. *Tariff Code*) kalkulować stawki opłat dla odbiorców końcowych oraz operatorów sieci niższych napięć przyłączonych do sieci przesyłowej. Stawki opłat obowiązujące odbiorców są zróżnicowane ze względu na długość czasu wykorzystania mocy umownej (≥ 600 h/rok lub ≤ 600 h/rok). Użytkownicy sieci przesyłowej ponoszą następujące opłaty:

- za przyłączenie do sieci przesyłowej,
- za usługę przesyłową,
- jednorazową opłatę stałą za przyłączenie do sieci,
- opłatę sieciową,
- za moc bierną,
- za usługi systemowe,
- za usługi rozliczeniowe⁶.

Ponadto stosowany jest podział opłat pomiędzy wytwórców i odbiorców w następującej proporcji:

- 25% całkowitych kosztów zależnych od przepływu energii w sieci najwyższych lub wysokich napięć ponoszą wytwórcy przyłączeni do tej sieci,
- 75% kosztów przesyłowych zależnych od przepływu energii przypisanych jest pobierającym energię elektryczną (przyłączonym do tej sieci wielkim odbiorcom i przedsiębiorstwom dystrybucyjnym).

Powyższa struktura taryfy przesyłowej i podział opłat pomiędzy wytwórców i odbiorców wynikają z następującego zakresu kosztów przenoszonych przez taryfę przesyłową⁷:

- kosztów strat, likwidacji ograniczeń przesyłowych, przesyłu energii sieciami innych operatorów, utrzymywania poziomów napięć oraz odpowiednich przepływów mocy biernej i innych, których charakter zależy od przepływu energii,
- kosztów usług systemowych, utrzymania rezerw mocy, odczytu urządzeń pomiarowych, regulacji napięcia i częstotliwości, zarządzania systemem i innych, niezależnych od przepływu energii.

⁶ Opłatę ponoszą użytkownicy jedynie w przypadku, gdy opomiarowanie dostarczone jest przez operatora.

⁷ Regulacje w tym zakresie zawarte są w dokumencie „Tariff Code”, zaakceptowanym przez holenderskiego regulatora (DTE) w dniu 16 listopada 2000 r.

Wszyscy wytwórcy ponoszą opłatę przesyłową według jednakowej stawki (s_G), obliczanej na podstawie zależności:

$$s_G = \frac{K_w}{E_w}, \quad (3.9)$$

gdzie:

K_w – koszty przypisane wytwórcom, przyłączonym do sieci najwyższych i wysokich napięć,

E_w – energia wprowadzona do sieci najwyższych i wysokich napięć.

Opłata za przyłączenie, której nośnikiem jest ilość linii przyłączeniowych, pokrywa uzasadnione koszty eksploatacji i utrzymania jedynie przyłącza użytkownika. Operator TeneT pobiera także opłatę za pierwsze przyłączenie do sieci przesyłowej. Opłata ta obliczana jest na podstawie zatwierdzanych przez regulatora stawek opłat za poszczególne elementy sieciowe, wykorzystywane do wykonania przyłączy i pokrywa poniesione przez operatora wstępne koszty inwestycji związane z przyłączeniem użytkownika do sieci elektroenergetycznej (opłata wnoszona jednorazowo w momencie przyłączania).

Dla różnych odbiorców stosuje się różne wielkości, będące nośnikiem stawek opłat poszczególnych usług przesyłowych:

- dla operatorów sieciowych jest jeden nośnik – moc maksymalna w roku taryfowym w miejscu przyłączenia – poprzez tą opłatę przenoszone jest 100% kosztów przypisanych do operatorów sieci niższych napięć,
- dla odbiorców których czas wykorzystania mocy maksymalnej rocznej jest większy niż 600 h⁸ występują dwa nośniki opłat:
 - moc zamówiona przez odbiorcę na okres roku taryfowego (spodziewana moc maksymalna roczna – wartość zmierzona) – przenosi 50% kosztów,
 - moc maksymalna miesięczna – najwyższa wartość mocy, jaka fizycznie występuje w miejscu dostarczenia w każdym miesiącu – przenosi pozostałe 50% kosztów (wartość zmierzona),
- dla odbiorców, których czas wykorzystania mocy maksymalnej rocznej jest mniejszy niż 600 h, występują dwa nośniki opłat:
 - moc zamówiona przez odbiorcę na okres roku taryfowego (spodziewana moc maksymalna roczna),
 - moc maksymalna tygodniowa – najwyższa wartość mocy, jaka fizycznie występuje w miejscu dostarczenia w każdym tygodniu (wartość zmierzona).

Opłatę za moc bierną ponoszą odbiorcy, których pobór mocy biernej powoduje, że $\cos \varphi_{ind} < 0,9$ oraz $\varphi_{poj} < 1,0$.

Opłatę za usługi systemowe ponoszą jedynie odbiorcy. Nośnikiem tej opłaty jest ilość energii zużywanej przez odbiorcę przyłączonego do krajowego systemu, niezależnie od lokalizacji i poziomu napięcia sieci, do której jest przyłączony. Pojęcie „zużycie energii

⁸ Czas wykorzystania mocy umownej liczony jest jako iloraz ilości energii pobranej przez użytkownika w miejscu przyłączenia w okresie jednego roku i mocy maksymalnej, która wystąpiła w tym okresie w miejscu przyłączenia.

elektrycznej” obejmuje także ilość energii wytwarzanej w źródłach własnych użytkownika. Stawką opłaty za usługi systemowe nie jest natomiast objęta ta ilość energii, która jest zużywana na potrzeby ogólne wytwarzania oraz na pokrycie strat sieciowych.

3.2.8. Anglia i Walia

Struktura taryfy przesyłowej w Anglii i Walii, tak jak to ma miejsce w przypadku innych państw, zależy od rodzaju świadczonych usług przez operatora National Grid Company (NGC). Poniżej wymieniono trzy grupy takich usług.

- A. Usługi przesyłowe (ang. Transmission Network Use of System) – operator kalkuluje w taryfie opłaty sieciowe, które pokrywają koszty budowy, utrzymania, eksploatacji oraz koszty operacyjne działalności związanej z przesyłem energii siecią przesyłową. Stawki opłat przesyłowych są stawkami obszarowymi, nie są zróżnicowane sezonowo i stosowane są w odniesieniu zarówno do wytwórców jak i odbiorców energii elektrycznej (przenoszą odpowiednio 27:73 kosztów działalności sieciowej).
- B. Usługi bilansowe (ang. Balancing Services Activity). Usługi te związane są z bilansowaniem systemu przesyłowego. Odbiorcy płacą za koszty przenoszone przez operatora poprzez opłatę bilansową (ang. Balancing Services Use of System charge).
- C. Usługi związane z przyłączeniem użytkowników do systemu przesyłowego. Wysokość opłat przesyłowych zależy od ilości i jakości elementów tworzących przyłącze, kosztów kapitałowych i kosztów utrzymania, związanych z tym majątkiem, oraz od stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału.

Z zakresu usług świadczonych przez NGC wynikają zatem następujące opłaty:

- przesyłowe (ang. Transmission Network Use of System Charges),
- bilansowe (ang. Balancing Services Use of System Charges),
- przyłączeniowe (ang. Connection Charges).

Podstawową zasadą stanowienia taryf przesyłowych jest osiągnięcie przez NGC maksymalnego dozwolonego przychodu (ang. Maximum Allowed Revenue – MAR), którego poziom jest corocznie zatwierdzany przez regulatora (Ofgem). W tym celu stosowany jest mechanizm kształtowania stawek opłat oparty na niezbędnych nakładach inwestycyjnych (ang. Investment Cost Related Pricing – ICRP). Dla każdego z miejsc wprowadzania/poboru energii z sieci przesyłowej wyznaczany jest koszt węzłowy (dla uproszczenia podawany jest na jednostkę długości), który odzwierciedla przyrostową zmianę kosztu przesyłu (długości drogi przesyłowej w km), przy wzroście generacji/poboru energii o 1 MW w danym węźle. Obliczone węzłowe koszty przyrostowe mogą być ujemne – w przypadku, gdy wprowadzenie / pobór energii w danym węźle sieci zmniejsza całkowitą drogę przesyłu energii (obliczoną jako sumę długości wszystkich wykorzystywanych ciągów przesyłowych w sieci przesyłowej). Na podstawie względnie stabilnych i zbliżonych sygnałów cenowych, będących wynikiem obliczeń kosztów węzłowych (obliczonych według metodologii ICRP) oraz położenia geograficznego węzłów, miejsca dostarczania z sieci przesyłowej łączy się w obszary taryfowe, w ramach których obowiązują użytkownikom jednakowe stawki opłat. Na tej podstawie wyznaczono 15 obszarów dla wytwórców (energii wprowadzanej) i 12 dla odbiorców (energii pobieranej).

Wysokość opłat sieciowych dla wytwórców zależy od lokalizacji jednostki bilansującej (ang. Trading Unit – TU) i przedstawiona jest w postaci taryf obszarowych, w których stawki opłat mogą być dodatnie bądź ujemne. W odniesieniu do wytwórców

zlokalizowanych w obszarach, w których stawki opłat są dodatnie, wysokość opłat zależy od maksymalnej zdolności wytwórczej, wyznaczanej na zasadach określonych w Balancing and Settlement Code (BSC) w okresie od kwietnia do lutego, a należności za usługi przesyłowe obliczane są z wykorzystaniem stawek opłat taryfy obszarowej.

W odniesieniu do wytwórców zlokalizowanych na obszarach, w których stawki opłat są ujemne, operator płaci wytwórcy. Wysokość opłaty zależy od niższej z najwyższych zdolności wytwórczej, zdefiniowanej na zasadach określonych w BSC, lub na podstawie trzech zmierzonych najwyższych mocy generowanych przez jednostkę wytwórczą w okresie Triad-u⁹. Oznacza to, że praca jednostek wytwórczych, zlokalizowanych w tych obszarach, pozytywnie wpływa na pracę całej sieci przesyłowej i zmniejsza ogólne koszty przesyłowe. Opłaty dla wytwórców są dla nich zachętą, by w godzinach największego obciążenia produkować duże ilości energii.

Opłaty przesyłowe odbiorców końcowych wnoszą przedsiębiorstwa dostarczające energię elektryczną – dostawcy (ang. suppliers). Operator NGC kalkuluje stawki opłat na podstawie średniego obciążenia całego systemu elektroenergetycznego w Anglii (ok. 50 GW), które występuje w okresie Triad-u.

W taryfie kalkulowane są dwa rodzaje opłat:

- stała, wnoszona przez dostawców energii za odbiorców, którym dostarczają energię na podstawie wskazań liczników pomiarowych mierzących i rejestrujących pobór energii w półgodzinnych interwałach czasowych (ang. half hourly metered customers). Każdy dostawca uiszcza opłatę przesyłową w imieniu odbiorcy, któremu dostarcza energię. Opłata taka zależy od udziału zmierzonej wartości obciążenia odbiorcy w obciążeniu krajowego systemu elektroenergetycznego w okresie Triad-u i stanowi ok. 73% przychodów z opłat przesyłowych odbiorców.
- zmienna, płacą ją dostawcy energii za odbiorców, którym dostarczają energię na podstawie wskazań liczników pomiarowych mierzących i rejestrujących pobór energii w okresie od 16.00 – 19.00 każdego dnia roku (ang. non half hourly metered customers). Są to przede wszystkim odbiorcy komunalni i małe przedsiębiorstwa, które nie posiadają liczników mierzących pobór energii w interwałach półgodzinnych. Koszty, jakie przenosi ta opłata, są proporcjonalne do udziału obciążenia tej grupy odbiorców w średnim obciążeniu systemu w okresie Triad-u oraz do ilości energii zużywanej przez odbiorców w godzinach 16.00 – 19.00 (jednak ze względu na brak półgodzinnych pomiarów i możliwości rozliczeń na podstawie wartości pobranej półgodzinnej mocy, została ona wyrażona jako opłata zmienna). Stawka opłaty dla tych odbiorców obliczana jest z zależności:

$$S_Z^o = \frac{(P_L \cdot s_L^p)}{E_L} \cdot 100, \quad (3.10)$$

gdzie:

S_Z^o – składnik zmienny opłaty w obszarze,

P_L – prognozowana wartość mocy pobieranej przez odbiorców nieposiadających liczników mierzących półgodzinny pobór energii,

⁹ Triad jest to okres, na który składają się trzy półgodzinne okresy rozliczeniowe, w których występuje największe obciążenie systemu; są to odpowiednio okres największego obciążenia systemu oraz dwa następne w kolejności największe obciążenia systemu, które wyznaczane są co najmniej w dziesięciodniowych odstępach w okresie pomiędzy listopadem i lutym włącznie.

- s_L^P – stawka opłaty za moc pobieraną przez odbiorców na danym obszarze, posiadających liczniki mierzące półgodzinny pobór energii,
- E_L – prognozowana przez operatora ilość energii zużywanej przez odbiorców nieposiadających liczników mierzących półgodzinny pobór energii w danym obszarze.

Opłaty przesyłowe dla użytkowników sieci są więc jednoskładnikowe. NGC kalkuluje je na podstawie danych prognostycznych otrzymywanych od uczestników rynku, a rozliczenia dokonywane są na podstawie wykonanych danych pomiarowych.

Bilansowanie podaży z popytem energii elektrycznej przez NGC jest jednym z obowiązków operatora sieci przesyłowej. Opłaty za tę czynność stanowią przychód. Wartość przychodu wynikająca z pełnienia tych czynności jest ograniczana przez regulatora. W strukturze taryfy przesyłowej operatora NGC nie ma wydzielonej opłaty za tzw. usługi systemowe. Koszty różnego rodzaju usług zawarte są w szeroko rozumianej usłudze bilansowania, świadczonej poprzez rynek typu *pool*. Ponieważ opłaty bilansowe przenoszą również koszty strat sieciowych energii, są one korygowane za pomocą współczynnika strat (ang. Transmission Losses Multiplier – TLM).

Opłata za przyłączenie pokrywa całkowite koszty budowy i bieżącej eksploatacji majątku wchodzącego w skład przyłącza. Jako przyłącze do sieci przesyłowej, zarządzanej przez operatora NGC, rozumie się infrastrukturę przesyłową niezbędną do tego, aby przyłączany użytkownik uzyskał dostęp do sieci. Przyłączany podmiot ponosi opłatę za urządzenia, które nie byłyby używane (wybudowane), gdyby nie nastąpiło jego przyłączenie (koszty bezpośredniego przyłączenia). Koszty przyłączenia są więc kosztami urządzeń uzasadnionych obecnością przyłączanego podmiotu.

Opłata za przyłączenie zależy w dużym stopniu od ilości elementów tworzących przyłącze, a więc od granicy pomiędzy majątkiem wchodzącym w skład przyłącza i majątkiem sieciowym. Zasady podziału majątku zawarte są w dokumencie Connection and Use of System Code Charging Methodology. Jest to dokument tworzony przez operatora systemu przesyłowego, ale rozwiązania w nim zawarte muszą uzyskać akceptację regulatora (Ofgem).

3.3. Wnioski z przeglądu taryf przesyłowych

Z przedstawionego przeglądu taryf przesyłowych wynika, że stosowane rozwiązania opłat przesyłowych są złożone i różnorodne, jednak wyraźnie widać, że intencją projektantów jest to, aby taryfa właściwie realizowała swoje podstawowe funkcje, przy jednoczesnym uwzględnianiu warunków w danym kraju. Zauważa się dążenie do tworzenia takich systemów taryfowych, które zapewniają przychód pokrywający koszty przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a jednocześnie nie są one nadmiernie skomplikowane. W tym miejscu należy podkreślić, że rozliczenia za przesył energii elektrycznej są mało zrozumiałe dla przeciętnych jej użytkowników, dlatego podjęcie działań w kierunku zastosowania znaczących uproszczeń w rozwiązaniach taryfowych, przy zachowaniu funkcji informacyjnej i stymulującej, jest jak najbardziej pożądane. Dodatkowym utrudnieniem w świadomym korzystaniu z sieci elektroenergetycznej stało się wprowadzenie reguł konkurencyjności w zakupie energii elektrycznej. Ten fakt spowodował proces zmiany statycznych systemów taryfowych na dynamiczne, pozwalające w pełni przekazywać informację o warunkach funkcjonowania sieci jej użytkownikom oraz

wskazywać techniczne i ekonomiczne skutki zawieranych przez nich umów na dostawę energii elektrycznej. Taką tendencję również obserwuje się w analizowanych krajach. Przykładem stosowanych dynamicznych rozwiązań taryf przesyłowych jest aukcja na połączeniach międzysystemowych.

Najczęściej spotykaną stymulacją użytkowników sieci jest oddziaływanie na krzywą zapotrzebowania poprzez zróżnicowanie strefowe i sezonowe stawek opłat. W godzinach, w których pobór energii jest niepożądany – ceny są najwyższe, zaś niskie opłaty mogą zachęcać odbiorców do zwiększania poboru. Stosunkowo rzadko spotyka się rozwiązania, które wiążą stymulację z lokalizacją odbiorcy w sieci. Chcąc prawidłowo odzwierciedlić miejsca, które mają największy wpływ na występowanie ograniczeń przesyłowych, najczęściej wyznacza się obszary, w ramach których nie ma ograniczeń, a pomiędzy nimi występują tzw. „wąskie gardła”, limitujące zdolności przesyłowe. Wszystkie obserwowane praktyki wiążą się z działaniami, których celem jest likwidacja ograniczeń przesyłowych, a ich zakres jest adekwatny do skali tego problemu. Istotne znaczenie w preferowanym rozwiązaniu ma sposób zarządzania siecią elektroenergetyczną w danym kraju oraz charakter występujących ograniczeń. W tym względzie występuje ścisły związek pomiędzy funkcjonowaniem rynku bilansującego zapotrzebowanie na bieżąco i stosowaną strukturą taryfy przesyłowej. W części krajów problem ograniczeń rozwiązano, stosując odpowiednie mechanizmy kształtowania ceny na rynku bilansującym oraz rozliczeń odbiorców za odchylenia od grafików obciążeń. W tych przypadkach z reguły wykorzystuje się prostą strukturę taryf przesyłowych, np. typu „znaczka pocztowego”, na danym poziomie napięć znamionowych sieci lub obszarze. W pozostałych krajach, tam gdzie występują ograniczenia przesyłowe, zdecydowano się na węzłowy system taryf z mniejszymi lub większymi uproszczeniami w jego stosowaniu. Trudno jest oszacować skalę subsydiowania skrośnego w taryfach przesyłowych stosowanych w różnych krajach, jednakże w [22] same przedsiębiorstwa wskazują na jej występowanie.

Analizując stosowane rozwiązania taryf przesyłowych, trudno pominąć fakt kształtowania ich w powiązaniu ze strukturą kosztów, bezpośrednio i pośrednio związanych z przesyłem energii elektrycznej. Wyraźnie widoczne jest wydzielenie kosztów związanych z majątkiem sieciowym przedsiębiorstw świadczących usługi przesyłowe oraz kosztów zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych. W przypadkach występowania kosztów ograniczeń i kosztów regulacyjnych usług systemowych oraz innych kosztów, funkcjonuje zasada stosowania osobnych opłat, których przychody pokrywają daną grupę kosztów. W ten sposób unika się subsydiowania skrośnego pomiędzy przychodami różnych opłat. Jednocześnie obserwuje się tendencję do ujednocnienia tych rozwiązań. Najczęściej podstawą stosowania stawek opłat jest moc i energia, choć drugi element jest dominujący. Można przypuszczać, że w przypadkach szerszego wykorzystania rozwiązań dynamicznych taryf przesyłowych, moc czynna będzie stanowiła podstawowy element rozliczeń.

4. KONCEPCJE METODYCZNE BUDOWY TARYF PRZESYŁOWYCH

4.1. Wstęp

Wycena usługi przesyłowej właściwie odzwierciedlającej ponoszone koszty jest zagadnieniem czysto ekonomicznym. Powiązanie fizyki zjawiska, jakim jest przesył energii, z ekonomią spowodowało konieczność włączenia do dyskusji również inżynierów, najlepiej znających specyfikę funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i uwarunkowania jego pracy. W wyniku tej współpracy wykreowano następujące rodzaje proponowanych do zastosowania mechanizmów tworzenia stawek opłat za przesył energii elektrycznej, są to:

- system cen Ramsey’a – cenowa elastyczność popytu, w której poziom stawek opłat przesyłowych ściśle zależy od wrażliwości na nie odbiorców,
- równomierny dodatek – stosowany wobec różnych użytkowników sieci jako ryczałt, mający charakter podatku lub „znaczka pocztowego”, bądź też opłaty za dostęp do sieci,
- stawki niezależne od wielkości pomiarowych – wykorzystujące stałe parametry, jak np. moc zainstalowaną, moc znamionową transformatorów odbiorczych, wielkość zabezpieczenia przedlicznikowego itp.,
- stawki proporcjonalne do kosztów krańcowych,
- stopień wykorzystania sieci,
- stawki wykorzystujące poprawę funkcjonowania istniejącej sieci na zasadzie kosztu unikniętego.

Przykłady zastosowania wymienionych mechanizmów są liczne. Bardzo popularna w krajach europejskich jest opłata typu „znaczka pocztowego”. Powszechnie stosowaną wśród niezależnych operatorów systemów energetycznych USA jest metodyka kosztów krańcowych. Wobec użytkowników sieci średniego i niskiego napięcia często stosowane są systemy ryczałtów i opłat zależnych od wielkości zabezpieczenia przedlicznikowego. Znany jest szereg rozwiązań węzłowych taryf przesyłowych w świecie, bazujących na lokalizacji i stopniu wykorzystania sieci przez użytkownika. Doświadczenia wynikające z praktycznych implementacji wskazały na konieczność stosowania jednocześnie kilku różnych mechanizmów, ze względu choćby na konieczność odpowiedniej stymulacji użytkowników sieci. Często taryfa przesyłowa przekazuje informację o pożądanej lokalizacji nowych użytkowników i potrzebę wzrostu stopnia wykorzystania sieci w już istniejących miejscach przyłączenia, lecz jest nieefektywna ekonomicznie w wyniku przychodów niepokrywających koszty. W ten sposób stworzono strukturę taryfy przesyłowej, której poszczególne składniki przenoszą odpowiednie składniki kosztów według adekwatnego do ich specyfiki mechanizmu alokacyjnego, pozwalając jednocześnie na uzyskanie przychodu pokrywającego koszty funkcjonowania sieci [37, 75, 90].

Podjęte próby określenia poziomu kosztów przesyłu energii elektrycznej pozwoliły na wykreowanie różnych metod [27, 83, 84]. Można je podzielić na trzy kategorie metod alokacji kosztów: kosztów stałych, kosztów zmiennych (w tym kosztów ograniczeń) oraz uwzględniających zarówno jedno i drugie rodzaje kosztów związanych z sieciami elektroenergetycznymi [38]. Do pierwszej kategorii zalicza się metodę „znaczka pocztowego” i rozptyłową [84], do drugiej grupy – metody szeroko wykorzystujące koszty krańcowe, w tym długo- i krótkookresowe, zaś do trzeciej grupy metody punkt-punkt i dystansową. Najczęściej stosowana metoda „znaczka pocztowego” pozwala alokować koszty funkcjonowania sieci elektroenergetycznej w węzłach sieciowych, proporcjonalnie do

„mocowego” stopnia jej wykorzystania. Metody alokacyjne, w inny sposób niż metoda „znaczka pocztowego”, określają udział poszczególnych węzłów w całkowitych kosztach przesyłu [44, 45, 48, 82]. Powszechnie zalicza się je do metod wykorzystujących rozpięty mocy, co zostało przedstawione w pracy [27]. Podstawową wadą metod niezależnych od rozpięty, tj. „znaczka pocztowego”, czy dystansowej, jest ich niezależność od bieżącego stanu pracy sieci. Powoduje to niewłaściwą stymulację zachowania użytkowników sieci, polegającą na subsydiowaniu „słabego” wykorzystania sieci przez „mocne”. Identyfikacja przypadków subsydiowania skróconego może odbywać się na podstawie analizy zróżnicowania poziomu opłat przesyłowych. Zasady alokacji kosztów są właściwe, jeżeli użytkownik sieci przesyłowej ponosi mniejsze opłaty od użytkownika sieci dystrybucyjnej lub izolowanej. W sytuacji odwrotnej użytkownicy sieci przesyłowej będą stymulowani do przełączania się na niższe poziomy napięć. Ta właściwość jest szczególnie istotna w warunkach deregulacji sektora elektroenergetycznego.

Ze względu na lepszy sposób stymulacji metodami wykorzystującymi rozpięty mocy, w dalszej części pracy skupiono się na ich opisie.

4.2. Czynniki determinujące rodzaj stosowanej taryfy przesyłowej

Podczas projektowania systemu taryf przesyłowych, należy odpowiedzieć na następujące pytania: czy ma on spełniać wszystkie przypisane mu funkcje, w jakim stopniu ma je spełniać, jak ma stymulować reakcje odbiorców, w jaki sposób ma korelować z warunkami makroekonomicznymi? Może dziwić, jak tak ogólnie postawione pytania wpływają na strukturę i wysokość stawek opłat. W praktyce okazuje się jednak, że bez określenia celów uwzględniających realia funkcjonowania przedsiębiorstwa, trudno jest zbudować system taryfowy, mogący przetrwać burzliwy okres transformacji elektroenergetyki, czy też dynamizm sytuacji, wynikający z funkcjonującego rynku energii. Poza tym złożoność wzajemnych powiązań przedsiębiorstw energetycznych również nie sprzyja rewolucyjnym zmianom, wdrażanym w krótkim czasie.

Powodzenie implementacji systemu taryf przesyłowych zależy od właściwie określonych celów, bezpośrednio związanych z warunkami ich realizacji w praktyce. W tabeli 4.1 zestawiono pięć podstawowych grup czynników determinujących rodzaj stosowanej taryfy przesyłowej wraz z ich szczegółowym rozwinięciem. Poszczególne grupy czynników mają swoje przełożenie na zmienność, rodzaj i strukturę taryfy przesyłowej. Wśród tych grup czynników zwrócono również uwagę na uwarunkowania społeczne, prawne i polityczne, jako ważny element wpływający na możliwości wdrożenia nowego systemu taryfowego.

Na podstawie analizy czynników zawartych w tabeli 4.1 można określić czy taryfa przesyłowa ma być statyczna (stała – zależna od mocy lub zmienna – zależna od energii lub składająca się z obu elementów), czy też dynamiczna (zależna od mocy). Jak widać, rodzaj taryfy przesyłowej jest implikacją szeregu czynników, bezpośrednio i pośrednio związanych z taryfikacją usług przesyłowych. Struktura taryfy nie zależy jedynie od możliwości kształtowania poszczególnych stawek opłat, ale wynika również z otoczenia, w jakim funkcjonuje przedsiębiorstwo opracowujące taryfę przesyłową. Z drugiej strony, tworzenie złożonej struktury taryfy, nie korespondującej z obserwowanymi zjawiskami charakteryzującymi podmioty, w stosunku do których ma być stosowana, mija się z jednym z podstawowych celów, jaki ma spełniać – bycia przejrzystą.

Tabela 4.1. Czynniki determinujące rodzaj taryfy przesyłowej

Zmiennosc obciążeń elektrycznych sieci	Warunki pracy sieci	Księgowa ewidencja kosztów sieci	Układy pomiarowe	Uwarunkowania społeczne/ prawne/ polityczne
1. Sposób pokrycia zapotrzebowania 2. Struktura odbiorców 3. Charakterystyki obciążeń odbiorców 4. Wypadkowa krzywa zapotrzebowania 5. Wrażliwość na wysokość stawek opłat (elastyczność cenowa popytu)	1. Wymóg budowy nowych połączeń sieci 2. Modernizacja istniejącej sieci 3. Występowanie ograniczeń sieciowych 4. Struktura sieci 5. Rozkład lokalizacji odbiorców względem wytwórców 6. Problemy z jakością i niezawodnością dostaw energii	1. Podział na poszczególne elementy sieci 2. Podział na odbiorców (grupy) 3. Struktura kosztów (stopień szczegółowości) 4. Specyfika kosztów (miejsce ich powstawania)	1. Energii czynnej 2. Energii biernej 3. Mocy czynnej 4. Mocy biernej 5. Jakości energii 6. Pomiarowe dane historyczne	1. Udział kosztów stałych 2. Wysokość stawek opłat 3. Zróżnicowanie stawek (rozpiętość) 4. Windykacja należności (ryzyko prowadzonej działalności) 5. Rozwój gospodarczy 6. Polityka społeczna 7. Transformacja sektora elektroenergetycznego 8. Funkcjonujące struktury rynku energii
STRUKTURA TARYFY PRZESYŁOWEJ				
Sezonowość/ strefowość	Grupowa/ węzłowa/ mieszana	Składniki taryfy	Rodzaj nośnika stawek opłat	Podział pomiędzy wytwórców i odbiorców
REALIZOWANE CECHY TARYFY PRZESYŁOWEJ				MOŻLIWOŚĆ WDROŻENIA
Stymulacja		Informacja (struktura)		

W krajach, gdzie taryfa przesyłowa wymaga gruntownej przebudowy, co może prowadzić do okresowego wzrostu opłat przesyłowych określonych grup odbiorców lub, w których efektywność ekonomiczna poszczególnych podsektorów elektroenergetyki cechuje się znaczącą dysproporcją, często opłata przesyłową obciąża się również wytwórców. Proporcja udziału wytwórców w opłacie przesyłowej ma wpływ na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną energii elektrycznej danego kraju. Zastosowanie odpowiedniej metodyki alokacji kosztów przesyłu na wytwórców decyduje o ich wzajemnej konkurencyjności, zaś wysokość partycypacji w opłacie przesyłowej – o możliwości rywalizacji z producentami energii elektrycznej w innych krajach. Ponadto obciążanie wytwórców opłata przesyłową, zdaniem autora, spełnia również szereg innych zadań:

- wskazuje lokalizację przyłączenia nowych źródeł do sieci (w miejscach o niskich opłatach przesyłowych wytwórców) z możliwością precyzyjnego określenia pożądanego poziomu mocy przyłączonej,
- stymuluje przyłączonych wytwórców do optymalizacji produkowanej mocy,
- informuje o lokalizacji wytwórcy względem odbiorców w sieci,
- pozwala minimalizować straty przesyłowe poprzez optymalny rozkład obciążeń,
- pozwala likwidować ograniczenia przesyłowe powodowane możliwościami wprowadzenia mocy z elektrowni,

- zmniejsza ryzyko uzyskania przychodów z opłaty przesyłowej,
- decyduje o konkurencyjności rozproszonych źródeł energii.

Ważnymi czynnikami, które powinny decydować o doborze rodzaju taryfy przesyłowej są zmienność w czasie obciążeń elektrycznych i warunki pracy sieci elektroenergetycznej. Im większe jest zróżnicowanie obciążeń oraz mają miejsce częste ograniczenia przesyłowe, tym bardziej uzasadnione jest stosowanie taryf dynamicznych z węzłową alokacją kosztów przesyłu. Brak negatywnych zjawisk w warunkach pracy sieci oraz względnie niewielka zmienność obciążeń skłania do wdrażania taryf przesyłowych statycznych o stosunkowo prostej budowie (najczęściej typu „znacznka pocztowego”).

4.3. Analizy wykonywane dla celów projektowania taryf przesyłowych

Kształtowanie taryf przesyłowych oraz wyznaczenie kierunków ich rozwoju wymaga przeprowadzenia szeregu analiz, pozwalających określić warunki pracy sieci, specyfikę przyszłych odbiorców usług przesyłowych oraz ekonomiczno-finansowe możliwości przedsiębiorstwa wdrażającego taryfę. Zakres analiz, przedstawiony w tabeli 4.2, ukierunkowany jest przede wszystkim na ocenę wewnętrzną przedsiębiorstwa, stanu jego sieci i struktury odbiorców. Istotna jest również ocena otoczenia zewnętrznego, w jakim funkcjonuje przedsiębiorstwo energetyczne, oraz jak koreluje z nim projektowana taryfa przesyłowa. Ponieważ działalność przesyłowa ma charakter monopolu naturalnego, poddanego procesowi regulacji w większości krajów, trudno jest pominąć opinie regulatora i odbiorców na temat nowych rozwiązań taryfowych. Niezwykle ważne jest również informowanie klientów o strukturze, roli i zadaniach taryf przesyłowych. Te działania pozwolą na lepszy odbiór społeczny nowej taryfy przesyłowej i będą czynnikiem wspomagającym wskazany kierunek stymulacji u odbiorców.

Tabela 4.2. Rodzaj analiz dla potrzeb kształtowania taryf przesyłowych

Rodzaj analiz		
Rozpływowe	Statystyczne	Ekonomiczno-finansowe
Alokacji kosztów	Rozkładu obciążeń	Kosztu kapitału
Rozpływów mocy (identyfikacja ograniczeń przesyłowych)	Charakterystyk zapotrzebowania	Wpływu ryzyka na całkowity koszt działalności
Kosztów krańcowych	Struktury opłat	Podatków
		Kosztów finansowych
		Kosztów eksploatacji i remontów

Podział analiz na rozpływowe, statystyczne i ekonomiczno-finansowe wynika głównie z charakteru rozważanych zagadnień. W analizach rozpływowych wykorzystuje się metody, pozwalające wykonywać obliczenia rozpływów mocy czynnej i biernej, np. przedstawione w rozdziałach 4.7 i 4.8. Dzięki aplikacjom oprogramowań PSLF¹⁰ i PLANS¹¹ możliwa jest szczegółowa analiza technicznych warunków pracy sieci. W zakresie obliczeń rozprywu mocy oba programy są ekwiwalentne. Pakiet PSLF zawiera ponadto zestaw programów, służących do wykonywania obliczeń zwarciovych oraz analizy równowagi dynamicznej.

¹⁰ Power System Load Flow (PSLF) firmy General Electric (User Manual v.10.1).

¹¹ Program PLANS jest ciągle doskonalony przez jego autora Dr inż. Zbigniewa Zduna.

Poza tym pakiet ten posiada również moduły do wyznaczania dopuszczalnych przesyłów mocy między dwoma obszarami, ekonomicznego rozdziału obciążeń, zawiera moduł do prezentacji graficznej oraz szereg programów wspomagających.

Program MCTN¹² wykorzystywany jest do obliczania jednostkowych kosztów krańcowych energii czynnej oraz biernej w każdym węźle sieci, w określonym stanie pracy. Węzłowy koszt krańcowy jest minimalnym kosztem wyprodukowania i dostarczenia dodatkowej jednostki energii do danego węzła sieci. Poszczególne stany pracy reprezentowane są przez ściśle określoną konfigurację sieci oraz poziomy mocy generowanych i odbieranych w węzłach. Program MCTN pozwala obliczać ceny krańcowe energii dla dwóch stanów pracy sieci: normalnego i „optymalnego”. Konfiguracja sieci oraz poziomy obciążeń i generacji modelowane są w programie rozpluwowym PLANS.

Następną grupą analiz, pozwalających lepiej poznać rozkład i strukturę zapotrzebowania na moc i energię odbiorców, są analizy statystyczne. W tym celu bardzo pomocnym narzędziem jest pakiet programów STATISTICA¹³, umożliwiający przeprowadzenie najczęściej stosowanych analiz statystycznych, które pozwalają wydobyć istotne informacje i przedstawić je w formie łatwych do percepcji wykresów i tabel. W zależności od potrzeb, pakiet ten może być rozbudowywany o inne programy, jak np. analizy wielowymiarowe, modele zaawansowane, sieci neuronowe czy analiza mocy testów.

Poza szeregiem klasycznych metod i narzędzi statystycznych, do szybkiego przetwarzania danych w elektroenergetyce, mogą być wykorzystywane metody geostatystyczne, reprezentujące gałąź statystyki stosowanej, szerzej opisane w rozdziale 4.3.1. Stwarzają one możliwość wielokrotnego przetwarzania danych, dotyczących różnych parametrów węzłowych, tj. mocy czynnych, kosztów krańcowych itp. oraz dokonywania estymacji i symulacji w układach dwuwymiarowych (2D) i trójwymiarowych (3D), co może znaleźć zastosowanie w planowaniu rozwoju i eksploatacji sieci elektroenergetycznych, a także bezpośrednio w procesie projektowania taryf za usługę przesyłową. Znaleźć to może swoje przełożenie na poziom poszczególnych stawek taryfowych.

Ostatnia grupa analiz ekonomiczno-finansowych obejmuje sferę funkcjonowania przedsiębiorstwa, związaną z jego efektywnością ekonomiczną. Mają one szczególne znaczenie w procesie oceny pozycji przedsiębiorstwa na tle innych przedsiębiorstw, a poddane regulacji, pozwalają ustalić i uzasadnić poziom kosztów przenoszonych w taryfach zatwierdzanych przez regulatora. Analizy te stanowią również cenne źródło informacji o kondycji finansowej przedsiębiorstwa i o możliwości jego przyszłego działania. Analiza struktury kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo jest często podstawowym kryterium determinującym system taryf przesyłowych, a w szczególności poziom opłat ponoszonych przez odbiorców.

4.3.1. Zastosowanie metod geostatystycznych w analizie kosztów krańcowych

Geostatystyka jest działem statystyki stosowanej, wykorzystywanym do badania zjawisk zmieniających się w przestrzeni lub/i w czasie, czyli w odniesieniu do zmiennych zregionalizowanych, związanych ściśle z położeniem geograficznym. Metody geostatystyczne znajdują zastosowanie w analizie przestrzennie skorelowanych danych dotyczących różnych dziedzin gospodarki, takich jak: górnictwo, geologia, geofizyka, hydrologia, geochemia, rolnictwo, leśnictwo, meteorologia, oceanografia, nauki o środowisku, itd., a także często

¹² Marginal Cost Transmission Network (MCTN) jest narzędziem Instytutu EPRI (Energy Power Research Institute) w Kalifornii.

¹³ Pakiet dystrybuowany jest przez firmę StatSoft® (www.statsoft.pl)

w rozwiązywaniu zagadnień interdyscyplinarnych [51, 57]. Podstawowymi narzędziami geostatystyki stosowanej są funkcja wariogramu i technika estymacyjna krigingu [4, 32, 94]. W [52, 53, 54, 55, 56, 58, 92] zaprezentowano nową aplikację geostatystyki w modelowaniu przestrzennym między innymi węzłowych jednostkowych kosztów krańcowych przesyłu energii elektrycznej oraz mocy czynnych.

Funkcja wariogramu przedstawia przestrzenną zmienność analizowanych zmiennych zregionalizowanych. Podstawy wyznaczania funkcji wariogramu stworzył Georges Matheron [46]. W praktyce przeważnie oblicza się funkcję semiwariogramu równą $\frac{1}{2}$ wariogramu, którą opisuje następująca zależność:

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2n_h} \sum_{i=1}^{n_h} [z(x_i + h) - z(x_i)]^2, \quad (4.1)$$

gdzie:

n_h – liczba par próbek (obserwacji) odległych o dystans Δh , dla których oblicza się wartość funkcji semiwariogramu $\gamma^*(h)$;

h – odległość między parami lokalizacji próbek (dla danej klasy obserwacji);

$z(x_i + h)$, $z(x_i)$ – wartości parametru w punktach $(x_i + h)$ i (x_i) , oddalonych o Δh ;

γ^* – wartość funkcji semiwariogramu.

Przebieg wariogramu opisuje strukturę, charakter i stopień zmienności jednostkowych węzłowych kosztów krańcowych. Można obliczać wariogram uśredniony (izotropowy) z uwzględnieniem wszystkich próbek lub wariogram kierunkowy – na podstawie próbek zorientowanych wzdłuż określonych kierunków (pasów). Wariogramy uśrednione nie dają nam poglądu na temat anizotropii zróżnicowania. Taką możliwość stwarzają wariogramy kierunkowe, które pokazują, czy istnieje prawidłowość zmienności oraz ich kierunkowość. Zróżnicowane przebiegi wariogramów w różnych kierunkach świadczą o występowaniu uprzywilejowanych kierunków zmienności, a więc istnieniu anizotropii. W przeciwnym przypadku mamy do czynienia ze zjawiskiem izotropowości.

Kriging reprezentuje zbiór metod estymacyjnych, pozwalających na uzyskanie liniowych oszacowań wartości punktowych lub średnich blokowych zmiennych zregionalizowanych z minimalnym błędem średniokwadratowym. Kriging stanowi metodę interpolacyjną średniej ważonej i używany jest do celów „lokalnej estymacji”, gdyż uwzględnia jedynie dane z najbliższego sąsiedztwa. W procesie krigingu zbiór wag przypisanych próbkom, minimalizuje wariancję estymacji (tzw. wariancję krigingu), która jest obliczana jako funkcja założonego modelu wariogramu i lokalizacji próbek, względem siebie oraz punktu, bądź bloku stanowiącego przedmiot estymacji. W praktyce najczęściej zastosowanie znajduje procedura krigingu zwyczajnego (punktowego lub blokowego). W analizie użyto techniki krigingu zwyczajnego – blokowego. Pozwala ona oszacować średnią wartość blokową dla węzła elementarnej siatki regularnej – centrum bloku, jako średnią ważoną wartości próbek, pochodzących z lokalnego sąsiedztwa – obszaru przeszukiwania próbek. Jednocześnie wraz z każdą średnią wartością estymowaną Z^* (oceną krigingową) obliczane jest standardowe odchylenie estymacji (odchylenie krigingowe) σ_k .

Estymator krigingu ma następującą postać:

$$Z^* = w_1 \cdot Z_1 + w_2 \cdot Z_2 + w_3 \cdot Z_3 + \dots + w_i \cdot Z_i, \quad (4.2)$$

gdzie:

Z_i – wartość próbki i ze zbioru n elementowego,

w_i – waga (współczynnik wagowy) krigingu, przypisany próbce i ze zbioru n elementowego, oszacowana w wyniku rozwiązania systemu równań krigingowych,

Z^* – średnia estymowana (ważona) wartość próbki.

Wariancję krigingu blokowego opisuje następująca zależność:

$$\sigma_k^2 = \sum w_i \bar{\gamma}(S_i, A) + \lambda - \bar{\gamma}(A, A), \quad (4.3)$$

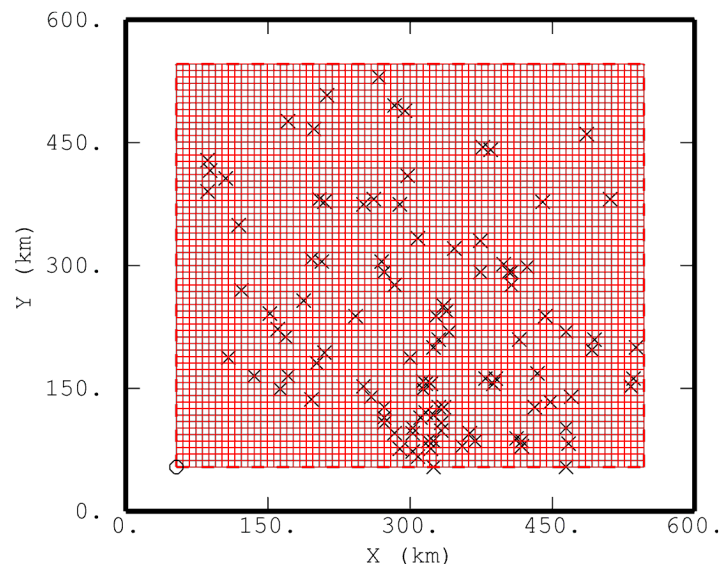
gdzie:

$\bar{\gamma}(S_i, A)$ – średnia wartość semiwariogramu między każdym punktem w próbce S_i i każdym punktem w bloku A ;

$\bar{\gamma}(A, A)$ – średnia wartość semiwariogramu między wszystkimi, możliwymi kombinacjami punktów w obrębie bloku A ;

λ – mnożnik Lagrange'a.

Obliczenia geostatystyczne wykonano z wykorzystaniem pakietu oprogramowania ISATIS¹⁴ [33], których podstawę stanowiła baza danych zawierająca informacje dotyczące lokalizacji próbek (współrzędnych geograficznych x , y poszczególnych węzłów sieci przesyłowej) i wartości węzłowych jednostkowych kosztów krańcowych energii elektrycznej. W tym celu stworzono siatkę elementarną węzłów sieci z zaznaczoną lokalizacją próbek danych, którą przedstawia rys. 4.1. Rozpatrywany obszar całego kraju pokryty został siatką 4599 kwadratowych bloków elementarnych, o wymiarach powierzchni bloku $7.5 \times 7.5 = 56.25 \text{ km}^2$. Liczebność pól elementarnych wynosiła odpowiednio wzdłuż osi x – 73 i osi y – 63.



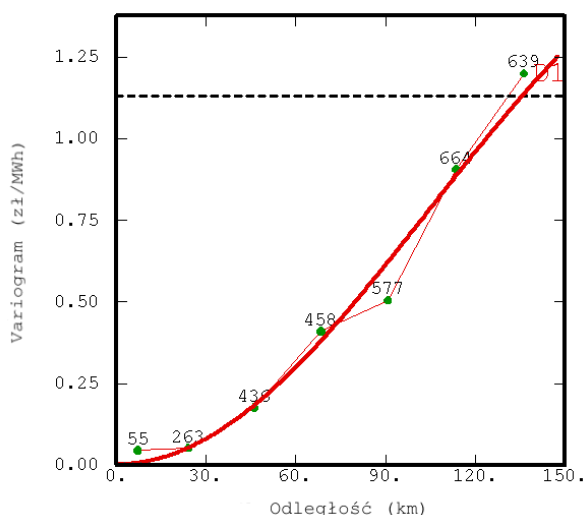
Rys. 4.1. Siatka elementarna, stosowana podczas estymacji wykonywanej za pomocą techniki krigingu, z naniesionymi lokalizacjami, dla których zostały obliczone wartości jednostkowych kosztów krańcowych energii elektrycznej

¹⁴ Pakiet programów opracowany przez Geovariances, Avon Cedex, France.

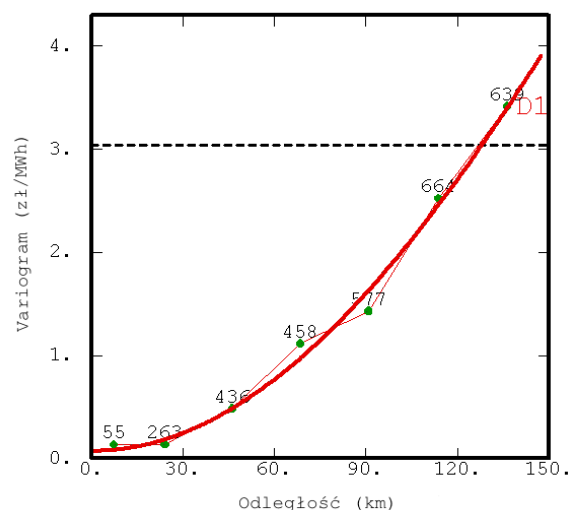
Analizy geostatystyczne zmienności jednostkowych kosztów krańcowych przesyłu energii elektrycznej przeprowadzone zostały dla sieci 220 kV i 400 kV. Dane wejściowe do tych analiz stanowiły krótkookresowe koszty krańcowe (SRMC – Short Run Marginal Cost), obliczone za pomocą programu MCTN (Marginal Cost Transmission Network)¹⁵ [17]. Obliczenia węzłowych jednostkowych kosztów krańcowych wykonano dla 5-ciu charakterystycznych momentów czasowych okresu letniego i zimowego, a mianowicie:

- doliny nocnej okresu letniego roku 2001,
- szczytu wieczornego okresu letniego roku 2001,
- doliny nocnej okresu zimowego 2001/2002,
- szczytu ранego okresu zimowego 2001/2002,
- szczytu wieczornego okresu zimowego 2001/2002.

Wariogramy izotropowe z dopasowanymi modelami teoretycznymi pokazują rys. 4.2 ÷ 4.6¹⁶. Wykresy izotropowych wariogramów empirycznych wskazują na występowanie wyraźnej, kierunkowej tendencji zmian kosztów krańcowych przesyłu energii elektrycznej na obszarze Polski. Przebiegi tych wariogramów aproksymowano modelem J-Bessela wraz z efektem samorodków. Wartości wariancji progowej C wahają się w granicach $1.13 \div 7.83$ [zł/MWh]². Największymi wartościami tego parametru charakteryzują się wariogramy analizowane dla szczytu wieczornego w zimie ($C=7.83$) [zł/MWh]². Największe wartości efektu samorodków C_0 obserwuje się na wariogramach dla doliny nocnej i szczytu wieczornego tego okresu, tj. $0.14 \div 0.19$ [zł/MWh]². Zasięg oddziaływania wariogramów izotropowych był identyczny dla badanych momentów czasowych i wynosił około 55 km.



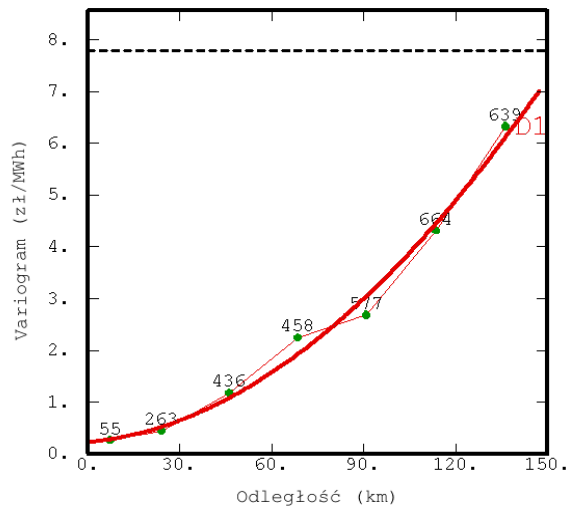
Rys. 4.2. Wariogramy izotropowe dla doliny nocnej w okresie letnim



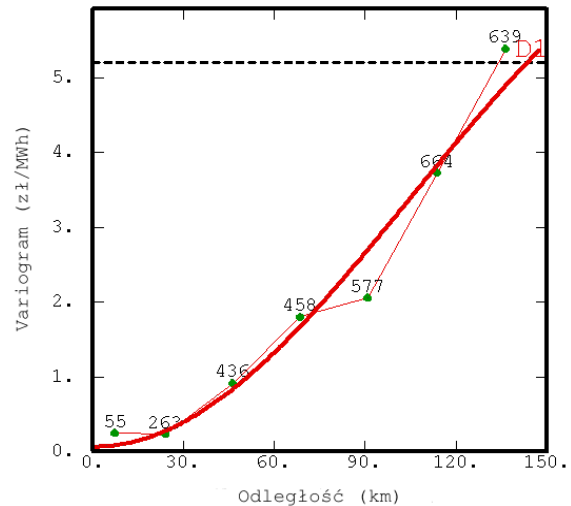
Rys. 4.3. Wariogramy izotropowe dla szczytu wieczornego w okresie letnim

¹⁵ Jest to narzędzie Instytutu EPRI (Energy Power Research Institute) w Kalifornii.

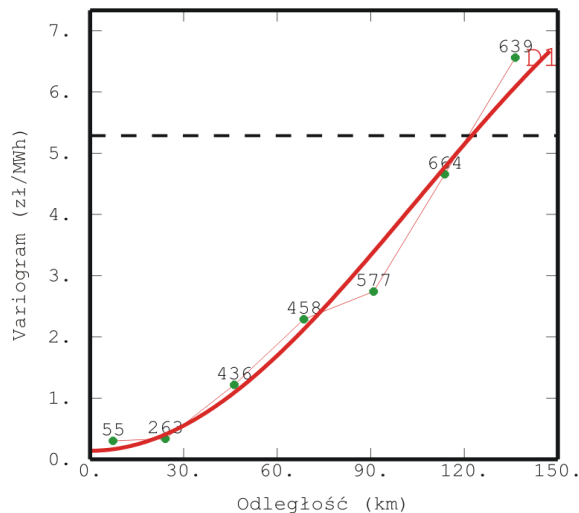
¹⁶ W prezentacji rozkładu obszarowego kosztów krańcowych przesyłu energii elektrycznej wykorzystano prace [51, 52, 53].



Rys. 4.4. Wariogramy izotropowe dla doliny nocnej w okresie zimowym



Rys. 4.5. Wariogramy izotropowe dla szczytu rannego w okresie zimowym



Rys. 4.6. Wariogramy izotropowe dla szczytu wieczornego w okresie zimowym

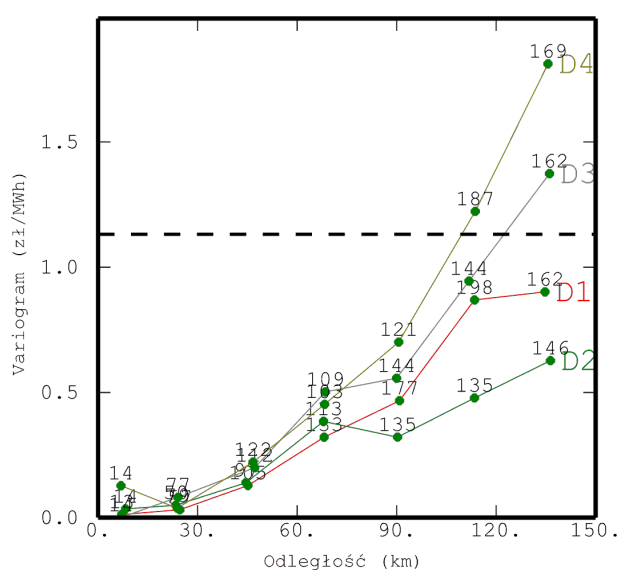
Badania anizotropii zmian jednostkowych kosztów krańcowych zostały przeprowadzone w 4-ch kierunkach, mianowicie:

- zachodnio – wschodnim W-E (linia D1),
- północno wschodnio – południowo zachodnim NE-SW (linia D2),
- północno – południowym N-S (linia D3),
- północno zachodnio – południowo wschodnim NW-SE (linia D4).

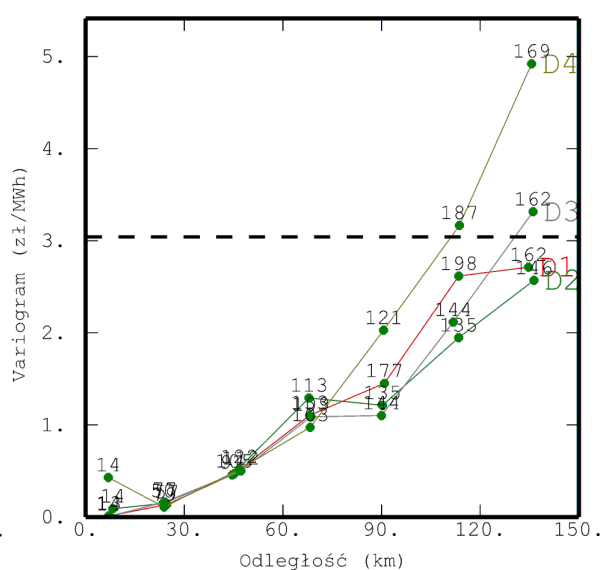
Obliczenia przeprowadzono dla wszystkich rozważanych momentów czasowych okresów letniego i zimowego. W obliczeniach wartości funkcji wariogramu przyjęto tolerancję kątową, wynoszącą $22,5^\circ$ i tolerancję odległościową – 50%. Kierunkowe wariogramy empiryczne obliczone dla okresu letniego przedstawiają rys. 4.7 i 4.8, zaś dla okresu zimowego – rys. 4.9, 4.10 i 4.11.

Porównując różne wariogramy kierunkowych dla okresu letniego, można dostrzec, iż kierunkiem największych zmian wartości funkcji wariogramu $\gamma(h)$ jest 135° , odpowiadającym linii NW-SE (rys. 4.7). W początkowej fazie wartości $\gamma(h)$ zwiększają się powoli, ale systematycznie, a następnie zachodzi ich gwałtowny wzrost, z wyłączeniem kierunku NE-SW (D2) dla doliny nocnej. Dla obu momentów czasowych anizotropia zaznacza się bardzo wyraźnie, przebiegi wariogramów pokazują cztery kierunki zróżnicowania (rys. 4.7), począwszy od dystansu odległościowego – około 70 km. Natomiast dla szczytu rannego lata wyróżnia się zdecydowanie tylko jeden kierunek 135° odpowiadający linii NW-SE, zaś wzdłuż pozostałych linii 0° (W-E), 45° (NE-SW) i 90° (N-S) przebiegi funkcji $\gamma(h)$ są podobne (rys. 4.8). Ostry wzrost wartości $\gamma(h)$ obserwuje się również od odległości około 70 km. Najślabsze zmiany wartości funkcji wariogramu $\gamma(h)$ dla okresu letniego można prześledzić wzdłuż linii NE-SW.

Różne wariogramy, analizowanych dla poszczególnych momentów czasowych zimy, przedstawiają interesujący obraz, świadczący o istniejącej silniejszej anizotropii zróżnicowania (rys. 4.9 ÷ 4.11), w porównaniu z rezultatami badania dla lata (rys. 4.7 ÷ 4.8). Jest ona szczególnie zaznaczona w przypadku doliny nocnej, kierunki zróżnicowania występują parami. Dla tego okresu przebiegi wariogramów wykazują analogię w dwóch kierunkach 135° – NW-SE i 90° – N-S, zmienność wyrażona jest tutaj najsilniej (rys. 4.9). Wartości $\gamma(h)$ zwiększają się powoli, ale systematycznie, już od odległości około 30 km, po czym następuje ich gwałtowny wzrost (rys. 4.9 ÷ 4.10). Tymczasem zmiany obserwowane na wariogramach obliczonych wzdłuż linii 0° – W-E i 45° – NE-SW są łagodniejsze, zwłaszcza na linii W-E. Wyraźną ich kierunkowość stwierdza się też na wariogramach dla szczytu rannego zimy (rys. 4.10).



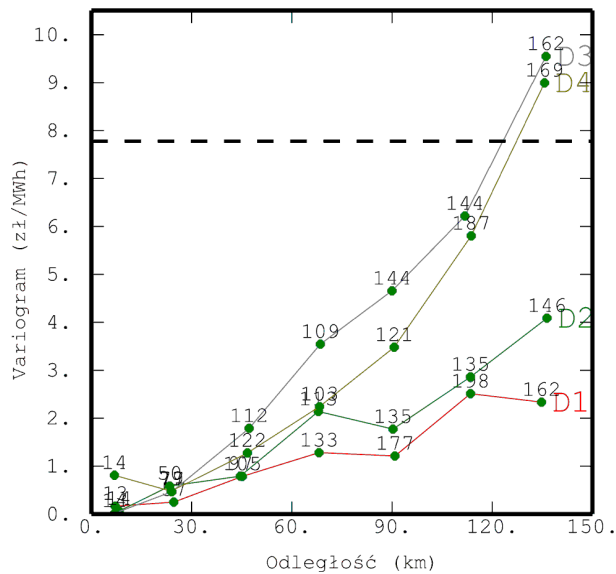
Rys. 4.7. Różne przebiegów kierunkowych wariogramów empirycznych dla doliny nocnej w okresie letnim



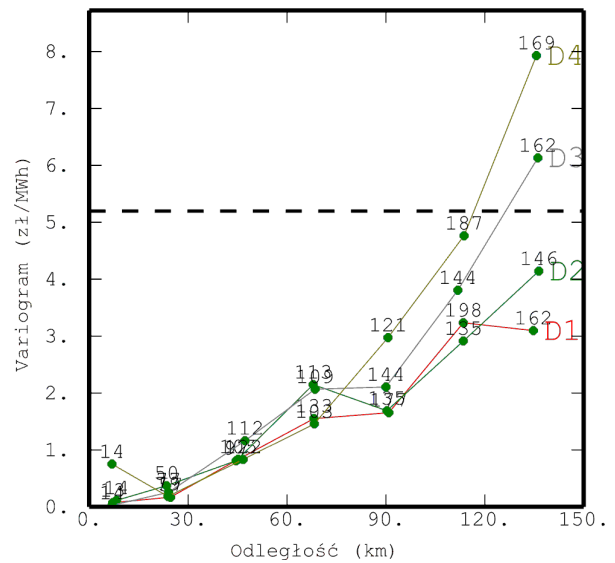
Rys. 4.8. Różne przebiegów kierunkowych wariogramów empirycznych dla szczytu wieczornego w okresie letnim

Odmienne obraz przebiegów wariogramów dostrzega się natomiast dla szczytu wieczornego w okresie zimowym (rys. 4.11). W kierunkach NE-SW, N-S i NW-SE wariogramy pokazują podobną tendencję zróżnicowania – powolny wzrost wartości $\gamma(h)$, aby z kolei zwiększać się gwałtownie. Od tego obrazu odbiega wariogram badany dla linii W-E (rys. 4.11). Dla tego kierunku, począwszy od dystansu odległościowego – około 110 ÷ 115 km, wartości $\gamma(h)$ zaczynają się zmniejszać się. Generalnie można zauważyć,

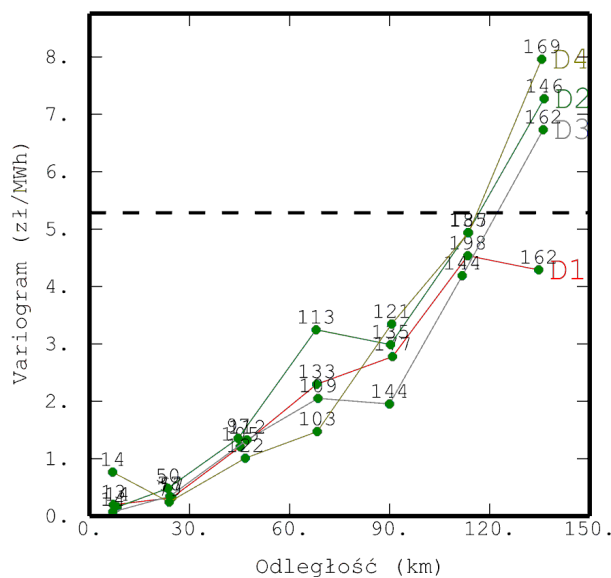
że anizotropia zmian kosztów jest tutaj słabiej wyrażona niż w wyżej omawianych momentach czasowych.



Rys. 4.9. Róża przebiegów kierunkowych wariogramów empirycznych dla doliny nocnej w okresie zimowym



Rys. 4.10. Róża przebiegów kierunkowych wariogramów empirycznych dla szczytu rannego w okresie zimowym



Rys. 4.11. Róża przebiegów kierunkowych wariogramów empirycznych dla szczytu wieczornego w okresie zimowym

Na rys. 4.12 ÷ 4.16 przedstawione zostały mapy rastrowe średnich estymowanych Z^* wartości kosztów krańcowych, wyznaczonych techniką kriginu zwyczajnego (blokowego), z wykorzystaniem funkcji wariogramu. Zaznaczono na nich lokalizacje węzłów, dla których obliczone zostały wartości kosztów krańcowych, potraktowane następnie jako dane

wejściowe do wyznaczenia map tych kosztów, przedstawiających powierzchniowy obraz ich zmian.

Na mapie rastrowej, dotyczącej doliny nocnej okresu letniego, można dostrzec bardzo rozległą powierzchnię o największych wartościach Z^* kosztów w przedziale $\sim 38 \div \sim 39$ zł/MWh, obejmującą północno-zachodnią i północną część kraju (rys. 4.12). Natomiast najniższe wartości Z^* kosztów zostały uzyskane dla południowej części Polski. Jest to mały podobszar usytuowany w części centralnej obszaru. Oszacowane wartości kosztów zawierają się w przedziale $\sim 35 \div \sim 36$ zł/MWh.

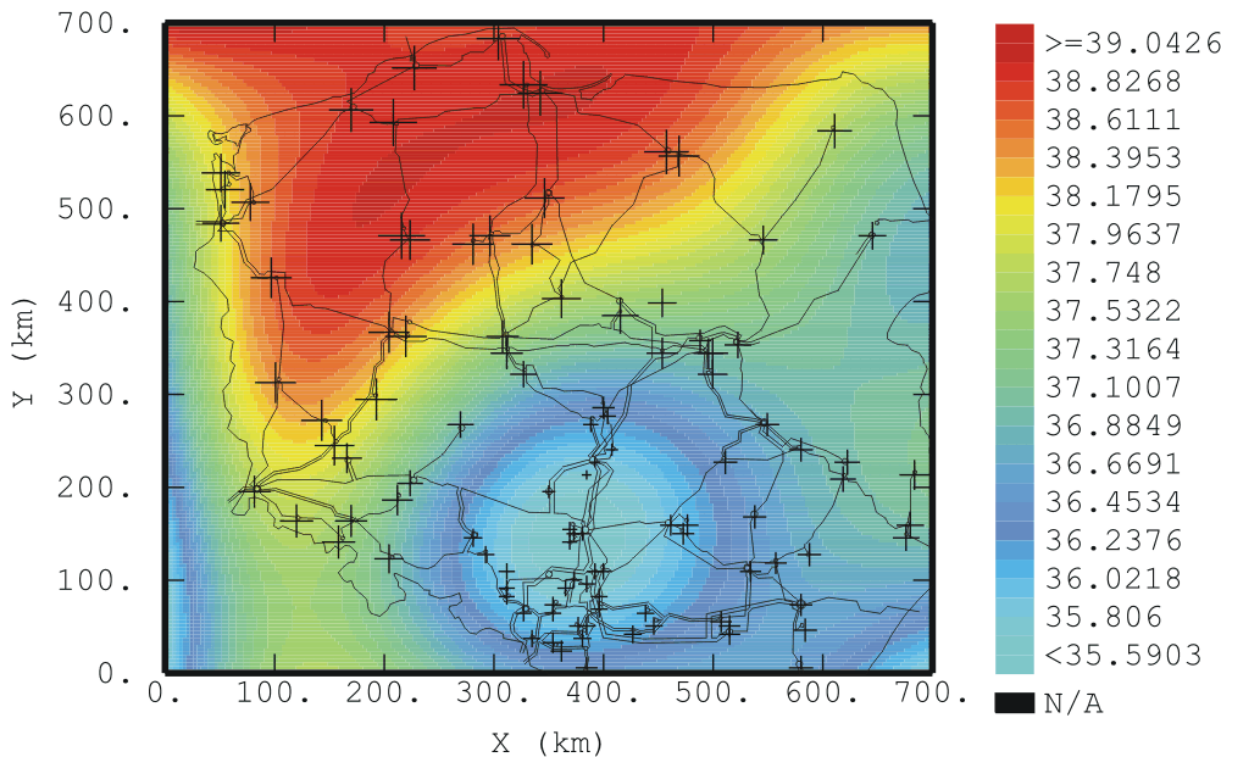
Na kolejnej mapie związanej z okresem letnim dla szczytu rannego (rys. 4.13) zauważa się bardzo podobny rozkład powierzchniowy kosztów. Występuje znaczny podobszar o wyższych kosztach, rzędu $\sim 54 \div \sim 55$ zł/MWh, obejmujący duży obszar kraju oraz niewielki podobszar cechujący się mniejszymi wartościami Z^* kosztów, w granicach $\sim 49,5 \div \sim 51,13$ zł/MWh. Na pierwszej mapie najwyższe wartości Z^* kosztów tworzą jedną większą powierzchnię (rys. 4.12), zaś na drugiej mapie – obserwowane są one w postaci dwóch stref (rys. 4.13).

W przypadku doliny nocnej obciążenia w okresie zimowym podobszar o największych wartościach Z^* kosztów przesunął się bardziej w kierunku północnym, tworząc jednolitą strefę z zakresem wartości $\sim 60 \div \sim 62$ zł/MWh (rys. 4.14). Tymczasem podobszar charakteryzujący się najmniejszymi kosztami ($\sim 52,27 \div \sim 54,88$ zł/MWh) uległ rozszerzeniu, obejmując znaczną (środkową) część Polski południowej.

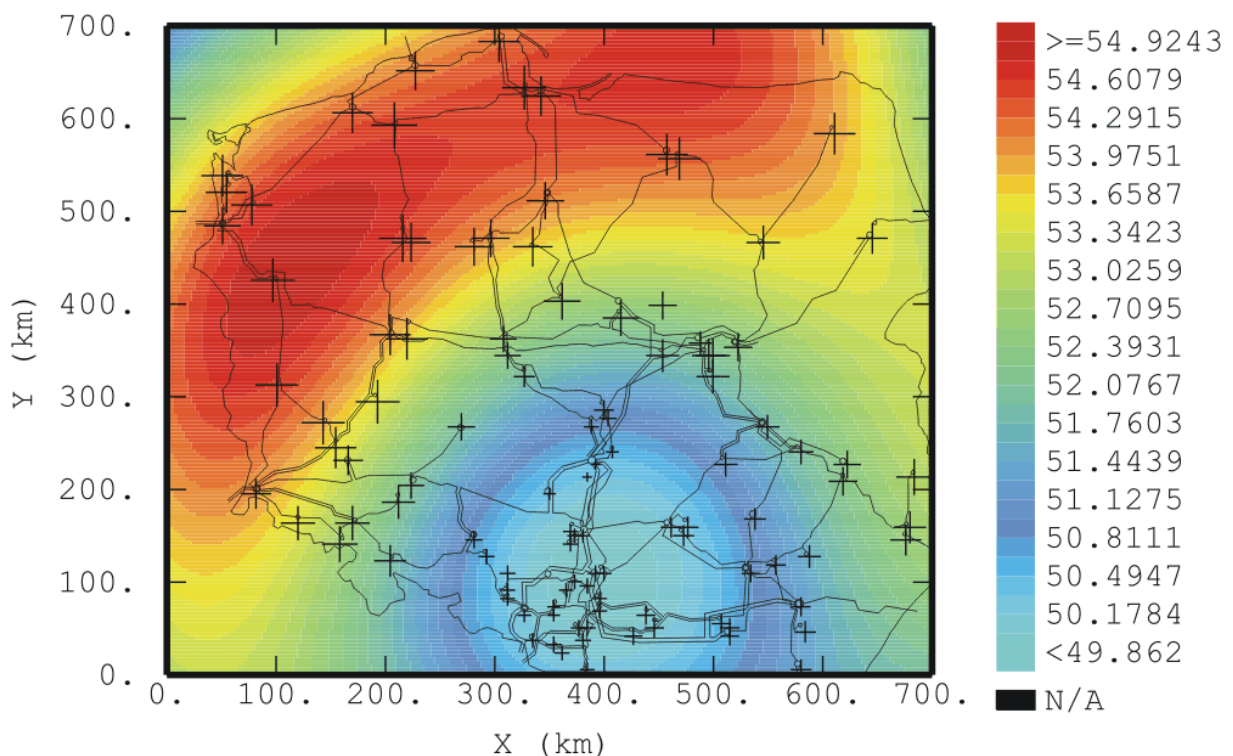
Bardzo ciekawie przedstawia się obraz zmienności kosztów oszacowanych dla zimy, w szczycie rannym (rys. 4.15). W obrębie obszaru o większym poziomie kosztów zostały wydzielone dwa centra o największych wartościach Z^* kosztów: jedna bardziej rozległa strefa usytuowana w NW części, przebiegająca wzdłuż linii NE-SW z zakresem wartości $\sim 62 \div \sim 65$ zł/MWh i druga strefa znajdująca się w NE części, o zbliżonym przebiegu, z zakresem $\sim 62 \div 63$ zł/MWh (rys. 4.15). Centrum o najmniejszych wartościach kosztów Z^* ($\sim 55,5 \div 58$ zł/MWh) zlokalizowane jest w południowej części kraju, w jego środkowej części (rys. 4.15). Prezentowany obraz rozkładu powierzchniowego kosztów jest analogiczny do otrzymanego dla lata w szczycie rannym.

Obraz zmienności kosztów, uzyskany dla zimy – szczytu wieczornego jest jeszcze bardziej interesujący od poprzedniego, mianowicie główne duże centrum, o najwyższych wartościach Z^* kosztów w przedziale $\sim 66 \div \sim 68$ zł/MWh, występuje w NE części kraju (rys. 4.16). Drugie rozległe centrum z małym "oczkiem" o wysokich wartościach Z^* (~ 66 zł/MWh) obejmuje obszar w zachodniej i środkowej części kraju (rys. 4.16). Analogicznie jak dla wcześniejszych momentów czasowych, podobszar pokazujący najmniejsze wartości Z^* kosztów (przedział $\sim 59 \div \sim 61$ zł/MWh), który rozpoczyna się poniżej części środkowej kraju, związany jest głównie z południem kraju.

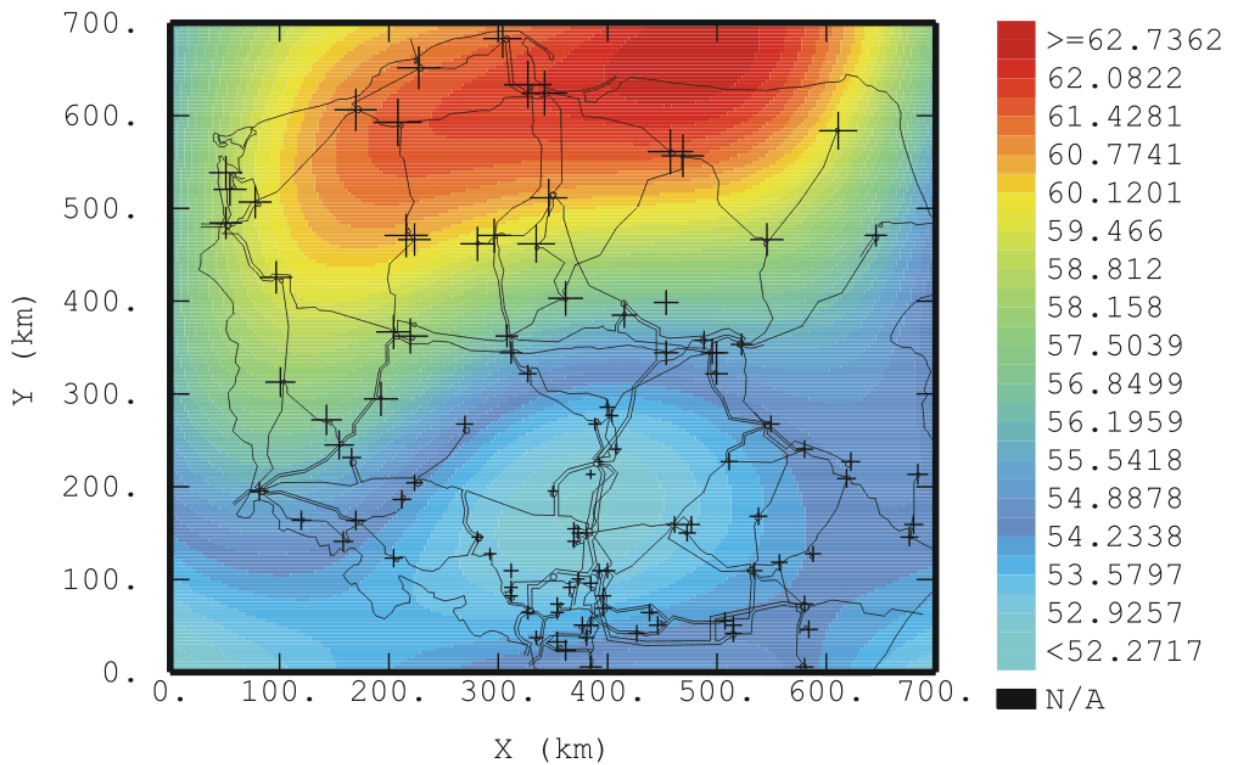
Taki obraz powierzchniowego rozkładu kosztów, przedstawiony na rys. 4.12 ÷ 4.16, dobrze wyjaśnia wielomodalny charakter histogramu, który uzyskano dla zimy – szczytu wieczornego. Zaznaczały się wyraźne 3 klasy modalne wartości kosztów, dwie prawie równorzędne i trzecia o nieco mniejszej częstości. Wielomodalny typ rozkładu charakteryzuje pozostałe momenty czasowe lata i zimy z tą różnicą, że obok dominującej klasy modalnej, wyraźny udział mają jeszcze inne klasy. Odzwierciedla to zróżnicowanie i niejednorodność badanej populacji próbek wartości jednostkowych kosztów krańcowych energii elektrycznej w węzłach sieci najwyższych napięć.



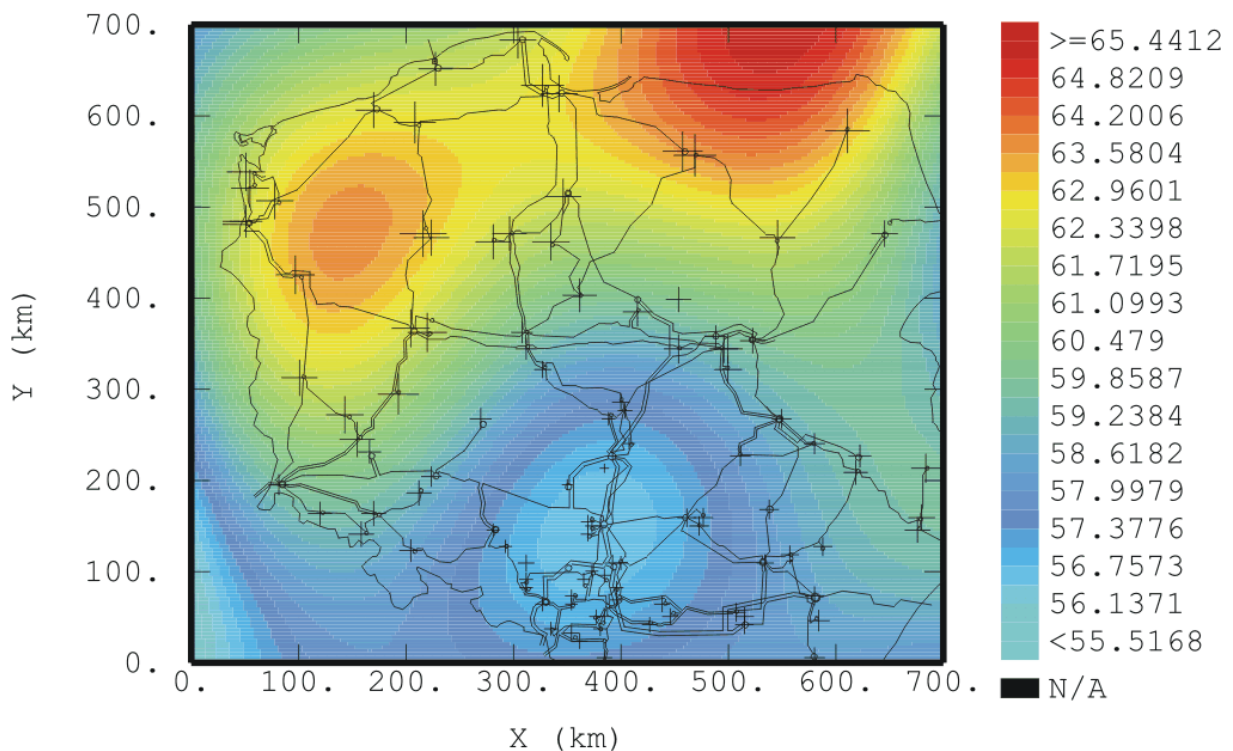
Rys. 4.12. Mapa średnich estymowanych Z^* jednostkowych kosztów krańcowych w węzłach sieci NN dla obciążenia podczas doliny nocnej w okresie letnim



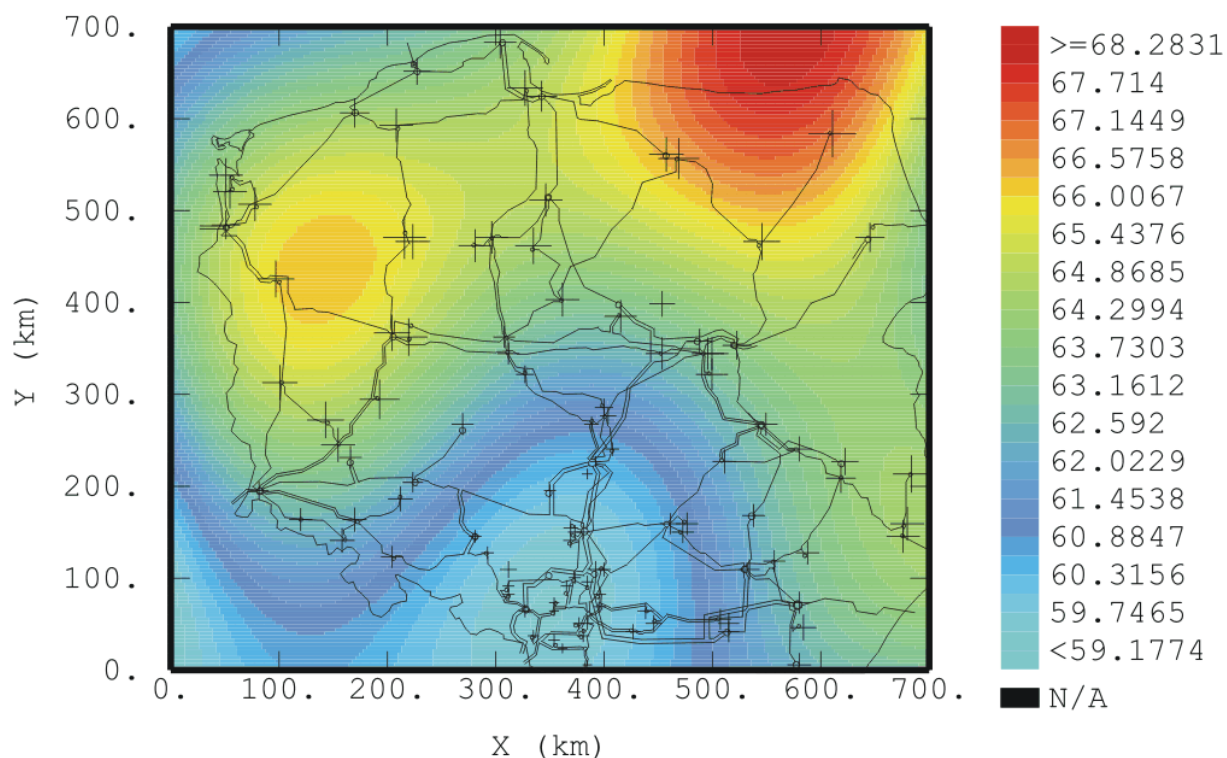
Rys. 4.13. Mapa średnich estymowanych Z^* jednostkowych kosztów krańcowych w węzłach sieci NN dla obciążenia podczas szczytu rannego w okresie letnim



Rys. 4.14. Mapa średnich estymowanych Z^* jednostkowych kosztów krańcowych w węzłach sieci NN dla obciążenia podczas doliny nocnej w okresie zimowym



Rys. 4.15. Mapa średnich estymowanych Z^* jednostkowych kosztów krańcowych w węzłach sieci NN dla obciążenia podczas szczytu rannego w okresie zimowym



Rys. 4.16. Mapa średnich estymowanych Z^* jednostkowych kosztów krańcowych w węzłach sieci NN dla obciążenia podczas szczytu wieczornego okresu zimowego

Przeprowadzone badania korelacji pomiędzy wartościami jednostkowych kosztów krańcowych obliczonymi wg modelu średnich estymowanych Z^* z analizowanymi wartościami dały następujące wyniki:

- okres letni – dolina nocna – 0,972
- okres letni – szczyt ranny – 0,949
- okres zimowy – dolina nocna – 0,971
- okres zimowy – szczyt ranny – 0,958
- okres zimowy – szczyt wieczorny – 1,000

Otrzymane wysokie wartości korelacji świadczą o bardzo dobrym dopasowaniu modelu teoretycznego do badanej próbki i potwierdzają stosowanie metod krigingowych w modelowaniu zmienności jednostkowych kosztów krańcowych.

Zastosowanie metody funkcji wariogramu pozwoliło ocenić charakter i stopień zmian jednostkowych kosztów krańcowych przesyłu energii elektrycznej w układzie powierzchniowym 2D, a ponadto stwierdzić, czy istnieją różnice w strukturze tych zmian dla różnych momentów czasowych. Przebiegi badanych wariogramów izotropowych wskazują na obecność wyraźnej kierunkowej tendencji w zmienności kosztów krańcowych. Wyniki przeprowadzonej analizy strukturalnej wskazują na występowanie anizotropii zmian kosztów, a więc charakterystycznych kierunków, dla których zaznaczają się określone tendencje zmienności. Wyjątek stanowi tutaj okres zimowego szczytu wieczornego, gdzie w trzech kierunkach mamy podobne (duże) zróżnicowanie wartości kosztów,

zaś odbiega od tego obrazu wykres dla linii W-E (D1). Powtarzającym się kierunkiem największych zmian wartości funkcji wariogramu $\gamma(h)$ była linia NW-SE.

Obrazy rozkładu powierzchniowego jednostkowych kosztów krańcowych, otrzymane na mapach rastrowych, rozszerzają w znacznym stopniu naszą wiedzę na temat kierunkowości ich zmian, wykazanej na podstawie przeprowadzonej analizy wariogramów kierunkowych. Wyraźnie zaznaczyły się podobszary charakteryzujące się najniższymi wartościami jednostkowych kosztów krańcowych w południowo-środkowej części Polski oraz podobszary z najwyższymi wartościami tych kosztów, występujące na terenach Polski północnej, północno-zachodniej, a nawet północno-wschodniej. Rozmiary powierzchni obszarów o najniższych i najwyższych poziomach kosztów zmieniają się w zależności od okresu i momentu czasowego, dla którego je szacowano.

Zastosowane metody statystyki przestrzennej (geostatystyki) stanowią efektywne narzędzia do modelowania oraz analizowania jednostkowych kosztów krańcowych przesyłu energii elektrycznej i mogą być wykorzystywane podczas projektowania taryf przesyłowych, a także podczas analiz związanych z decyzjami inwestycyjnymi, dotyczącymi rozbudowy sieci przesyłowej oraz budowy nowych źródeł energii elektrycznej.

4.3.2. Ocena agregacji użytkowników sieci

Stosowanie uproszczeń w systemach taryfowych najczęściej wiąże się z analityczną agregacją użytkowników sieci w grupy taryfowe lub obszary. Chcąc ocenić optymalność dokonanego podziału, należy rozpatrywać kilka innych czynników, wykraczających poza uwarunkowania czysto techniczne. Często stosowanym kryterium dla tego typu analizy jest fakt, iż dobry podział powinien dążyć do minimalizacji różnic kosztów lub cen w obrębie danej grupy, co może powodować znaczne różnice w kosztach lub cenach pomiędzy grupami. W rzeczywistości często oczekuje się tego typu rezultatu, na przykład jeśli chodzi o segmentację próbną.

Aby porównać zalety większej lub mniejszej liczby grup taryfowych bądź też obszarów, należy obliczyć następujące miary porównawcze dla każdej z analitycznie wyznaczonych grup lub obszarów:

- średnie rozproszenie pomiędzy grupami:

$$MD = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^z (\bar{p}_i - \bar{p})^2}{z}}, \quad (4.4)$$

gdzie:

- \bar{p}_i – średnia wartość parametru charakteryzującego użytkowników sieci w grupie lub obszarze i ,
- \bar{p} – średnia wartość parametru charakteryzującego wszystkich użytkowników sieci niezależnie od przypisania do grupy lub obszaru,
- z – całkowita liczba grup lub obszarów, na jakie użytkownicy sieci zostali podzieleni;

- średnia wartość bezwzględnej różnicy wewnątrz grupy:

$$MAD = \frac{\sum_{i=1}^z \sum_{b=1}^{n_i} |p_{b,i} - \bar{p}_i|}{\sum_{j=1}^n n_j}, \quad (4.5)$$

gdzie:

$p_{b,i}$ – wartość parametru charakteryzującego użytkownika sieci b w grupie lub obszarze i ,

n_i, n_j – liczba użytkowników sieci w grupie lub obszarze odpowiednio i oraz j ;

- pierwiastek z kwadratu średniej różnicy wewnątrz grupy:

$$RMSD = \frac{\sum_{i=1}^z \sum_{b=1}^{n_i} \sqrt{n_i \cdot (p_{b,i} - \bar{p}_i)^2}}{\sum_{j=1}^z n_j}; \quad (4.6)$$

- wartość maksymalna bezwzględnej różnicy wewnątrz grupy:

$$MAXD = \max_{i=1}^z \left\{ \max_{b=1}^{n_i} \left\{ |p_{b,i} - \bar{p}_i| \right\} \right\}. \quad (4.7)$$

Pierwsza wartość statystyczna (wzór 4.4) przedstawia miarę relatywnej wagi dla rozproszenia parametru w obrębie grup lub obszarów dla danego podziału użytkowników sieci. Następne trzy wskaźniki statystyczne (wzory 4.5 ÷ 4.7) informują o różnicach parametrów w poszczególnych grupach lub obszarach. W ostatnich wskaźnikach niższe wartości oznaczają, że parametry użytkowników sieci znajdujących się w grupie lub obszarze mają podobne wartości. A więc parametry dobrze odzwierciedlają strukturę wszystkich użytkowników sieci znajdujących się w tej grupie lub obszarze. Jeżeli, przeciwnie, te wskaźniki statystyczne przyjmują wysokie wartości, to różnice parametrów pomiędzy zagregowaną wartością dla grupy lub obszaru, a tą dla poszczególnych użytkowników sieci mogą być dość duże. Ten rodzaj odchylenia może prowadzić do braku efektywności, ze względu na to, że zagregowana wartość parametru nie będzie dostarczała właściwych sygnałów w powiązaniu z pojedynczymi użytkownikami sieci i ich lokalizacją.

W miarę zmniejszania liczby grup lub obszarów, rozproszenie międzygrupowe również ulega zmniejszeniu, powodując wzrost odchyłeń wewnątrz grupy. W ten sposób, redukując liczbę grup, agregujemy użytkowników sieci, którzy coraz bardziej różnią się wartościami parametrów. Administracyjne i informacyjne korzyści z posiadania mniejszej liczby grup lub obszarów muszą być porównywane z kosztami związanymi z posiadaniem większego zróżnicowania cenowego w grupach lub obszarach.

Cechą charakterystyczną powyższych wskaźników jest to, że odwrócona zależność pomiędzy liczbą grup lub obszarów i średnią wartością odchylenia wewnątrz grupowego jest niejednolita. Wyniki najczęściej skupiają się wokół określonej liczby grup lub obszarów, po przekroczeniu której następuje skok wartości wskaźników przy jej „krytycznej” liczbie.

4.4. Ogólne zasady kalkulacji taryf

Obie strony, użytkownicy systemu przesyłowego (np. wytwórcy i odbiorcy) i operator, w warunkach funkcjonowania konkurencji, mają własne oczekiwania w zakresie kształtowania taryf. Użytkownicy oczekują prostych zasad, wolnych od złożonych transakcji bilateralnych w rozliczeniach, zaś operatorzy wymagają określenia kosztu, będącego odzwierciedleniem warunków pracy systemu elektroenergetycznego. Sytuacja ta jest powodem stosowania przez użytkowników sieci taryf *ex-ante*, typu „znaczka pocztowego”, podczas gdy operatorzy w ramach własnej sieci rozliczają usługę przesyłową na podstawie fizycznych pomiarów *ex-post*. Tak różne oczekiwania wymagają częstego sprzężenia zwrotnego i elastyczności w ustalaniu stawek taryfowych. W tych warunkach stosowany system taryfowy wymaga ciągłej transformacji. Powinien być jednak spełniony warunek, aby podstawą stanowienia taryfy, dającej przychód operatorowi, był uzasadniony koszt przesyłu.

4.4.1. Podstawa kalkulacji stawek opłat przesyłowych

Wszystkie stawki opłat przesyłowych mają swoją podstawę kalkulacji, z reguły skorelowaną z układami pomiarowymi różnych wielkości fizycznych, które później wykorzystuje się w rozliczeniach. Wielkościami stosowanymi najczęściej w taryfie przesyłowej, będącymi nośnikami stawek opłat, jest moc i energia czynna, choć spotyka się również odległość przesyłu. Oczywiście rozliczany jest również pobór energii biernej, jednakże ma ona charakter dodatkowej usługi, stosowanej tylko w przypadku odbiorców, którzy mają odpowiednie układy pomiarowe. Stosuje się zróżnicowany sposób określania wartości mocy czynnych wykorzystywanych w kalkulacji stawek opłat, zaś energia czynna najczęściej mierzona jest licznikami z podziałem na różne strefy czasowe. Wielkość strat energii w sieci zależy od obciążenia, wobec czego strefowa zmienność opłat przesyłowych, zależnych od energii, lepiej odzwierciedla charakter strat, skutkując jak najmniejszym błędem uśrednienia.

Odległość przesyłu odpowiada sieciowej drodze, jaką pokonuje określona „porcja” mocy lub energii czynnej od punktu dostawy do punktu odbioru. Ta sama droga przesyłu może być wyznaczana w sposób uproszczony na podstawie geograficznej odległości pomiędzy punktami. Wyznaczanie sieciowej odległości przesyłu odbywa się poprzez zastosowanie metody najkrótszych odległości lub lepiej odzwierciedlających warunki pracy sieci – metod rozptylowych, przedstawionych w rozdziale 4.7.

Moc czynna określana jest w poszczególnych węzłach sieci elektroenergetycznej. Ze względu na dużą zmienność wartości mocy w czasie i jej silny związek ze stopniem wykorzystania elementów sieciowych, najczęściej odzwierciedla ona wartość maksymalną, występującą w danym okresie. W taryfach przesyłowych dynamicznych, stosowanych w USA, wartości mocy mierzone są on-line w sekwencjach 15 minutowych i stanowią podstawę późniejszych rozliczeń usługi przesyłowej. Taki system określania mocy czynnej uwzględnia na bieżąco wszystkie zdarzenia występujące w procesie przesyłu mocy do odbiorcy. W większości pozostałych krajów moc czynna określana jest jako stała wartość w danym okresie rozliczeniowym, jednakże poza przypadkami szczytowych wartości, występującymi między innymi w Polsce, Belgii, Holandii, Norwegii, Szwecji, stosowany jest również kombinowany sposób ich wyznaczania. W Anglii i Walii operuje się półgodzinnymi pomiarami mocy występującymi w okresie Triad-u¹⁷. Przykładem innego spojrzenia na moc, będącą podstawą kalkulacji stawek opłat i rozliczeń jest Francja, gdzie moc jest wypadkową

¹⁷ Pojęcie Triadu wyjaśniono w rozdziale 3.2.8.

wartością, wynikającą z czterech wartości deklarowanych w szczycie i poza nim okresu zimowego i letniego. Moc wypadkowa obliczana jest według wzoru:

$$P_w = P_{ZS} + \alpha_{ZP} \cdot (P_{ZP} - P_{ZS}) + \alpha_{LS} \cdot (P_{LS} - P_{ZS}) + \alpha_{LP} \cdot (P_{LP} - P_{ZS}), \quad (4.8)$$

gdzie:

P_w – moc wypadkowa,

$P_{ZS}, P_{ZP}, P_{LS}, P_{LP}$ – moc maksymalna zamawiana przez odbiorcę odpowiednio w strefie szczytowej (S) i poza szczytowej (P) okresu zimowego (Z) i letniego (L),

$\alpha_{ZP}, \alpha_{LS}, \alpha_{LP}$ – współczynniki redukcyjne poszczególnych stref; dla strefy S okresu Z współczynnik wynosi 1.

Dla takiej samej struktury określania mocy jak powyższa, możliwe jest alternatywne wyznaczanie mocy wypadkowej na zasadzie średniej ważonej, obliczanej następująco:

$$P_w = ((P_{ZS} \cdot m_{ZS}) + (P_{ZP} \cdot m_{ZP}) + (P_{LS} \cdot m_{LS})) + (P_{LP} \cdot m_{LP}) / S_m, \quad (4.9)$$

gdzie:

P_w – moc wypadkowa,

$P_{ZS}, P_{ZP}, P_{LS}, P_{LP}$ – jak we wzorze 4.8,

$m_{ZS}, m_{ZP}, m_{LS}, m_{LP}$ – współczynniki, będące wagami zamawianych mocy umownych w poszczególnych strefach jw. (jednakowe dla wszystkich odbiorców), liczone według zależności:

$$m_{ZS} = \sum P_{ZS} / \sum P_{ZS},$$

$$m_{ZP} = \sum P_{ZP} / \sum P_{ZS},$$

$$m_{LS} = \sum P_{LS} / \sum P_{ZS},$$

$$m_{LP} = \sum P_{LP} / \sum P_{ZS},$$

$$S_m = m_{ZS} + m_{ZP} + m_{LS} + m_{LP}.$$

Jeszcze w inny sposób wyznacza się wartość mocy dla celów rozliczenia usługi przesyłowej w Niemczech, gdzie każdy z operatorów sieciowych określa wypadkową charakterystykę zapotrzebowania na moc szczytową, w zależności od czasu jej wykorzystania przez odbiorców. Moc zastępcza uzależniona jest od mocy zamawianej przez odbiorcę i obliczana według zależności:

$$P_z = g \cdot P_{uz}, \quad (4.10)$$

gdzie:

P_z – moc zastępcza,

P_{uz} – moc zamawiana przez odbiorcę,

g – współczynnik udziału odbiorcy w szczycie obciążenia sieci przesyłowej, zależny od czasu wykorzystania mocy zamawianej.

Zaprezentowane metody określania mocy czynnych generalnie odnoszą się do szczytowego obciążenia, ze względu na związek tej wielkości ze stopniem wykorzystania

poszczególnych elementów infrastruktury sieciowej. W większości przypadków parametry tych elementów dobierane są ze względu na szczytowe obciążenie systemu. Zróżnicowanie tych metod świadczy również o potrzebie odzwierciedlenia zmienności obciążenia sieci w taryfach przesyłowych, co prowadzi do większej stymulacji odbiorców oraz eliminowania subsydiowania skrótnego pomiędzy poszczególnymi opłatami.

4.4.2. Taryfy wykorzystujące informację o transakcjach bilateralnych

Fizyczne przepływy, które są wynikiem realizacji kontraktu określającego punkt dostawy i punkt odbioru w sieci zamkniętej, mają niewiele wspólnego z odległością pomiędzy tymi punktami. Podstawą określania przepływów są warunki brzegowe funkcjonowania sieci (obciążenia) i jej układ połączeń, nie zaś indywidualne kontrakty między wytwórcami i odbiorcami.

Mała korelacja pomiędzy kontraktową drogą przesyłu od generatora do odbiorcy i fizycznym przepływem wskazuje na to, że podstawą rozliczeń nie powinna być droga przesyłu. W tym przypadku powinna być stosowana opłata za dostęp do sieci¹⁸. Rozwiązanie takie jest korzystne ze względu na swoją prostotę i łatwą możliwość zmiany dostawcy przez użytkowników sieci. System taryfowy bazujący na drodze przesyłu wymaga od użytkowników sieci każdorazowego przekazywania informacji o zawartych kontraktach i ich zmianach. Zmiana dostawcy implikuje w tym przypadku konieczność ponownej kalkulacji kosztów i w efekcie taryf.

4.5. Taryfy dwuczłonowe

Większość publikacji z zakresu struktur taryfowych wskazuje na zasadność stosowania nieliniowych metod kształtowania stawek opłat, dających lepszą efektywność w porównaniu z metodami liniowymi, co jest uzasadniane mniejszym stopniem odejścia od krzywej obciążenia [3, 28, 31]. Nieliniowe kształtowanie stawek opłat skutkuje ich zróżnicowaniem w zależności od stref (godzin) obciążenia. Jednym z przykładów nieliniowego kształtowania stawek opłat jest taryfa dwuczłonowa. Zgodnie z tą zasadą naliczana jest opłata stała – zależna od mocy (część pierwsza taryfy) oraz zmienna – zależna od energii, która jest drugą częścią taryfy. Taki sposób kształtowania struktury taryf sprawia, że lepiej odzwierciedla ona koszty.

W warunkach funkcjonowania rynku energii, gdzie konkurencyjność dostawców energii elektrycznej ma pierwszoplanowe znaczenie, poziom stawek opłat przesyłowych powinien uwzględniać również cenową elastyczności popytu. Ze względu na te cechy, istotne jest stosowanie taryfy dwuczłonowej, jako podstawowego schematu struktury taryfy przesyłowej.

4.5.1. Stawki opłat obowiązujące w szczycie obciążenia

Stawki opłat często kalkulowane są jedynie dla okresu szczytu obciążenia [41], co jest praktyką prawidłową. Ten mechanizm kształtowania stawek opłat najczęściej wykorzystywany jest w trzech następujących przypadkach:

- obciążenie zmienia się systematycznie w przedziale czasu (np. roku, tygodnia, dnia), tak jak popyt na energię w szczycie i poza godzinami szczytu,

¹⁸ Zasada ta jest szeroko popierana. W Niemczech dyskutowany był system taryfy dystansowej, jednakże stosowany jest system opłat za dostęp do sieci.

- wyprodukowana energia nie może być przechowywana, bo jest to bardzo kosztowne, albo też świadczenie usług nie może być zaprzestane; typową cechą wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej jest konieczność ich natychmiastowej realizacji, adekwatnie do zapotrzebowania; jeśli możliwe byłoby przechowywanie energii elektrycznej, nadmiar mocy, wytwarzanej poza godzinami szczytu, mógłby być wykorzystany do pokrycia wysokiego obciążenia w godzinach szczytu; przesył energii elektrycznej jest usługą ciągłą ze względu na techniczne aspekty funkcjonowania sieci elektroenergetycznych;
- proces produkcji energii elektrycznej wymaga inwestowania w nowe moce wytwórcze, czy zwiększanie przepustowości sieci elektroenergetycznej; wynika to głównie z tego, że zdolność wyprodukowania określonej ilości energii oraz możliwości jej przesyłu zdeterminowana jest przez rosnące w czasie zapotrzebowanie szczytowe.

Ten mechanizm kształtowania stawek opłat wykorzystywany jest przede wszystkim w przedsiębiorstwach, co do których stosuje się formułę regulacyjną przychodów. Ponadto, taka zasada kształtowania stawek opłat może zostać zastosowana w celu maksymalizacji dochodu przedsiębiorstwa, z takim skutkiem, na jaki pozwala regulator.

Regulator musi również brać pod uwagę ograniczenia w przychodach przedsiębiorstwa, co prowadzi do zasad kształtowania stawek opłat zależnych od czasu, z uwzględnieniem cenowej elastyczności popytu i kosztów krańcowych, zgodnie ze wzorem (4.11).

4.5.2. Cenowa elastyczność popytu na usługi przesyłowe

Analiza cenowej elastyczności popytu na usługi przesyłowe w warunkach stosowania nieliniowych struktur taryfowych jest trudna. W tych warunkach stosuje się uproszczenie polegające na znalezieniu wypadkowej ceny świadczonych usług przesyłowych, wynikającej z różnych stawek opłat. Ta cena jest liniowym odpowiednikiem taryfy przesyłowej. Poprzez ceny liniowe, operuje się pojedynczą ceną na jednostkę sprzedanego produktu. Nie oznacza to, że ta sama cena stosowana jest np. w przypadku odbiorców hurtowych (I) i detalicznych (R) energii elektrycznej. Brana jest pod uwagę odmienność zapotrzebowania odbiorców hurtowych i detalicznych, czyli różnych produktów z cenami c_I i c_R .

Cenowa elastyczność popytu określa liniową zależność ceny maksymalizującej całkowitą rentowność działalności, zwana ceną Ramsey'a. Przychód, w wyniku stosowania tej ceny, podlega ograniczeniu [31, 41, 50].

Odbiorcy hurtowi i detaliczni charakteryzują się różną cenową elastycznością popytu (η_I i η_R), która w obu przypadkach jest mniejsza lub równa zero ($\eta_{I,R} \leq 0$)¹⁹. Zapotrzebowanie odbiorców hurtowych na energię jest bardziej wrażliwe na zmiany cen w porównaniu z odbiorcami detalicznymi, np. $|\eta_I| > |\eta_R|$. Cenowa elastyczność popytu definiowana jest jako:

$$\eta_i = \frac{\partial E_i}{\partial c_i} \frac{c_i}{E_i}, \quad i = I, R, \quad (4.11)$$

¹⁹ W celu uproszczenia przyjmuje się założenie, że ceny nie zależą od siebie ($\eta_{I,R} = 0$), np. zmienność ceny w przypadku odbiorców hurtowych nie ma wpływu na zapotrzebowanie odbiorców detalicznych i odwrotnie. Możliwe jest uwzględnienie tych zjawisk w rozliczeniach, co może przynieść właściwy efekt.

gdzie:

η_i – cenowa elastyczność popytu danej grupy odbiorców i ,

E_i – ilość energii elektrycznej zapotrzebowanej przez daną grupę odbiorców i ,

c_i – cena stosowana w rozliczeniach z daną grupą odbiorców i .

Cenowa elastyczność popytu oznacza procentową zmianę popytu spowodowaną zmianą ceny.

Zysk odbiorcy można zapisać następująco:

$$S(E) - R(E) \text{ z } R(E) = c_I \cdot E_I + c_R \cdot E_R . \quad (4.12)$$

$S(E)$ są łącznymi płatnościami użytkowników, np. pole pod krzywą popytu, co można przedstawić następująco:

$$\frac{\partial S}{\partial E_i} = c_i . \quad (4.13)$$

Koszt $K(E)$ przedsiębiorstwa, będącego monopolistą, obejmuje również koszt inwestycyjny. Upraszczając, przyjmuje się, że jednostkowy koszt krańcowy wytwarzania c_m jest stały. Zysk wytwórcy jest różnicą pomiędzy jego dochodem i kosztem: $R(E) - K(E)$.

Całkowity wynik $W(E)$ dążenia regulatora do równego maksymalizowania zysku odbiorcy i wytwórcy, z uwzględnieniem faktu, że zysk wytwórcy musi być dodatni, przedstawia wzór:

$$\begin{aligned} \max\{W(E)\} &= [S(E) - R(E)] + [R(E) - K(E)] \\ &\text{przy } R(E) - K(E) \geq 0 . \end{aligned} \quad (4.14)$$

$W(E)$ osiągnie maksimum, jeśli:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial E_i}(W(E)) &= \frac{\partial}{\partial E_i}((S(E) - R(E)) + (R(E) - K(E))) = 0 \\ \frac{\partial S(E)}{\partial E_i} - \frac{\partial R(E)}{\partial E_i} + (1 + \lambda) \frac{\partial(R(E) - K(E))}{\partial E_i} &= 0 \\ c_i - c_i - E_i \frac{\partial c_i}{\partial E_i} + (1 + \lambda) \left(c_i + E_i \frac{\partial c_i}{\partial E_i} - c_m \right) &= 0 \\ - E_i \frac{\partial c_i}{\partial E_i} \cdot \frac{c_i}{c_i} + (1 + \lambda) \left(c_i + E_i \frac{\partial c_i}{\partial E_i} \cdot \frac{c_i}{c_i} - c_m \right) &= 0 \\ - \frac{c_i}{\eta_i} + (1 + \lambda) \left(c_i + \frac{c_i}{\eta_i} - c_m \right) &= 0 \\ \lambda \frac{c_i}{\eta_i} + (1 + \lambda)(c_i - c_m) &= 0 \end{aligned} \quad (4.15)$$

W przypadku odbiorców hurtowych i detalicznych równanie (4.15) można zapisać następująco:

$$\frac{c_i - c_m}{c_i} = - \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\eta_i} . \quad (4.16)$$

Ułamek po lewej stronie równania zwany jest wskaźnikiem Lerner'a, który przyjmuje wartości pomiędzy 0 i 1. Zasadniczo, ceny nadal powiązane są z cenami krańcowymi (określana cena równa jest kosztowi krańcowemu), jednakże sposób kształtowania ceny uzależnia ją jeszcze od elastyczności cenowej popytu (η_i).

Wzrost cen na rynku z małą elastycznością popytu skutkuje małymi zmianami w zapotrzebowaniu, w porównaniu ze zmianą względnej ceny na rynku, spowodowaną dużą elastycznością popytu. Jeżeli obserwowane reakcje, polegające na próbach unikania rozmiarów skutków, wynikających ze stosowanej strategii, są nieskuteczne, to najlepszym sposobem przeciwdziałania takiemu rozwojowi sytuacji jest znaczne zwiększenie ceny na tym rynku, gdzie obserwowane reakcje są najmniejsze.

4.6. Dynamiczne taryfy przesyłowe

Istotne czynniki, wpływające na poziom kosztów przesyłu energii elektrycznej, często wynikające z warunków pracy sieci elektroenergetycznych, najlepiej odzwierciedlają taryfy wieloczołnowe. W przypadku systemu elektroenergetycznego sterowanego centralnie i którego praca jest centralnie optymalizowana, szczególnie w zakresie rozkładu obciążeń, podstawowe uwarunkowania jego funkcjonowania realizowane są poprzez ten właśnie rodzaj taryf przesyłowych. Wprowadzenie reguł rynkowych, które pozwalają odbiorcom dokonywać swobodnych wyborów dostawców, kierując się przy tym jedynie ceną, wymusza przekazywanie częstszych sygnałów o warunkach świadczonych usług przesyłowych, niż to wynika z taryf wieloczołnowych. Takie zadanie właściwie realizują dynamiczne taryfy przesyłowe, na bieżąco emitujące poprzez poziom stawek sygnały o układzie połączeń sieci i obciążeniach. Taryfa ta dostarcza informację o przesyłowych możliwościach sieci, uzupełniając obraz możliwości realizacji umów dwustronnych zakupu energii, dokonywany na zasadach konkurencyjnych.

Dynamiczna taryfa przesyłowa uwzględnia znaczenie różnych linii przesyłowych w sieci elektroenergetycznej oraz skutek deregulacji elektroenergetyki. Czynniki wykorzystywane w aukcji usług przesyłowych, opisanej w rozdziale 5.4.2.2. (np. przepustowość linii, dostępna zdolność przesyłowa ATC^{20} oraz zmienność zapotrzebowania), wymagają stosowania taryf dynamicznych. Ten rodzaj taryf, w zależności od użytego mechanizmu stanowienia opłat przesyłowych, może zapewniać przychód przedsiębiorstwu energetycznemu, pokrywając koszty funkcjonowania sieci i, mimo znacznej zmienności stawek opłat, może pozwalać na wieloletnią predykcję. Przyjęcie przeciętnego kosztu usługi przesyłowej jako punktu odniesienia i dynamiczne jego różnicowanie, w zależności od warunków pracy sieci, spełnia funkcję dochodową taryfy oraz pozwala w łatwy sposób kontrolować poziom kosztów działalności przesyłowej.

Niektórzy autorzy, np. Yang [37, 96] proponują zastosowanie dynamicznych taryf przesyłowych, szczególnie w okresie deregulacji elektroenergetyki, przede wszystkim z uwagi na:

- pokrywanie w pełni kosztów przesyłu, mimo że opłaty przesyłowe są różne w kolejnych okresach taryfowych,
- dynamiczną zmienność opłat przesyłowych zależnie od warunków pracy sieci elektroenergetycznej,
- możliwość wieloletniej predykcji przychodu z opłaty przesyłowej.

²⁰ ATC (ang. Available Transfer Capacity) – dostępna zdolność przesyłowa.

Zmienność opłat przesyłowych zależy od przepustowości sieci, ATC i zapotrzebowania. Ich wartość oscyluje wokół bazowego wskaźnika opłaty przesyłowej ($wBTC$) i nigdy nie jest stała. Opłaty przesyłowe (OP), bazujące na stopniu wykorzystania zdolności przesyłowej P i wskaźniku opłaty przesyłowej wOP w czasie t , przedstawia zależność:

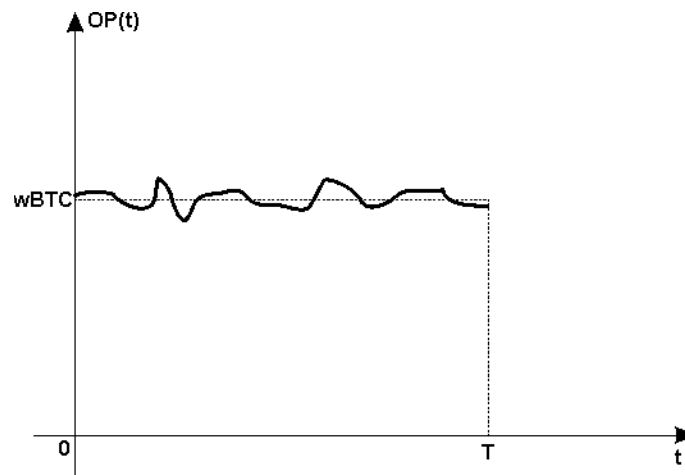
$$OP = \int_0^T P(t) \cdot wOP(t) dt, \quad (4.17)$$

gdzie:

$P(t)$ – moc czynna wykorzystania zdolności przesyłowych w czasie $t \in [0, T]$,

$wOP(t)$ – dynamiczny wskaźnik opłaty przesyłowej ($wDTC$) w czasie t , przedstawiony na rys. 4.17,

T – całkowity czas wykorzystania zdolności przesyłowych.



Rys. 4.17. Zmienność w czasie dynamicznego wskaźnika opłaty przesyłowej

Kiedy $P(t)$ jest wartością ujemną, opłaty przesyłowe są również ujemne. Ujemne wartości zdarzają się wtedy, gdy przedsiębiorstwo sieciowe daje sygnał odbiorcom, którzy wykorzystując zdolności przesyłowe, zmniejszają straty sieciowe. Przez cały okres wykorzystania zdolności przesyłowych obowiązują następujące zasady:

odbiorca wykorzystuje zdolności przesyłowe tak długo, jak nie ogranicza wykorzystania zdolności przesyłowych innym odbiorcom; w przeciwnym razie wskaźnik $wDTC$ tego odbiorcy będzie ulegał zmianie;

wykorzystywanie zdolności przesyłowych przez odbiorców jest traktowane na równi jedynie wtedy, gdy ma miejsce w tym samym czasie; w danej chwili, bazowy wskaźnik opłaty przesyłowej ($wBTC$) ma taką samą wartość dla każdego odbiorcy, zaś wskaźnik $wDTC$ jest zmienny w czasie.

Bazowy wskaźnik opłaty przesyłowej ($wBTC$) jest definiowany jako całkowity koszt bazowy (BC) infrastruktury przesyłowej, obejmujący całkowite opłaty uzyskiwane w danym okresie taryfowym, pokrywające koszty amortyzacji, eksploatacji, remontów, koszty usług systemowych i rozwoju systemu przesyłowego na jednostkę świadczonej usługi przesyłowej (FS). Wyraża go następujący wzór:

$$wBTC = \frac{BC}{FS}, \text{ dla } t \leq T, \quad (4.18)$$

gdzie:

$$FS = (50 \% TTC) \cdot y,$$

TTC – łączna maksymalna zdolność przesyłowa linii, wynikająca z ograniczeń termicznych, napięciowych i stabilności,

y – liczba godzin w okresie świadczenia usługi przesyłowej.

Planowane koszty bieżącego wykorzystania linii przesyłowych, odzyskiwanie w okresie taryfowym, w przybliżeniu pokrywają 50%²¹ kosztów utrzymania poziomu całkowitych zdolności przesyłowych linii.

Pomiędzy pewnością świadczonej usługi przesyłowej, a przepustowością sieci istnieje związek, co z kolei ma wpływ na dynamiczny wskaźnik opłaty przesyłowej ($wDTC$). Użytkownicy, wymagający wyższej niezawodności przesyłu liniami o wysokiej przepustowości, ponoszą wyższy koszt. Względna przepustowość danej linii przesyłowej wyraża stosunek jej dostępnej przepustowości ponad przeciętną i przepustowości całej sieci przesyłowej. Dostępną przepustowość sieci odzwierciedla wskaźnik $wDTC$ oraz wskaźnik przepustowości (wAB). Jest on określany jako równoważnik względnej przepustowości (RAT) lub jest jego funkcją. Jeżeli całkowita liczba linii przesyłowych w sieci wynosi m , zaś przepustowość pojedynczej linii oznacza AT , to przeciętna przepustowość AAT , RAT i wAB opisują następujące zależności:

$$AAT = \frac{\sum_{i=1}^m AT_i}{m}, \quad (4.19)$$

$$RAT = \frac{AT_i}{AAT}, \quad (4.20)$$

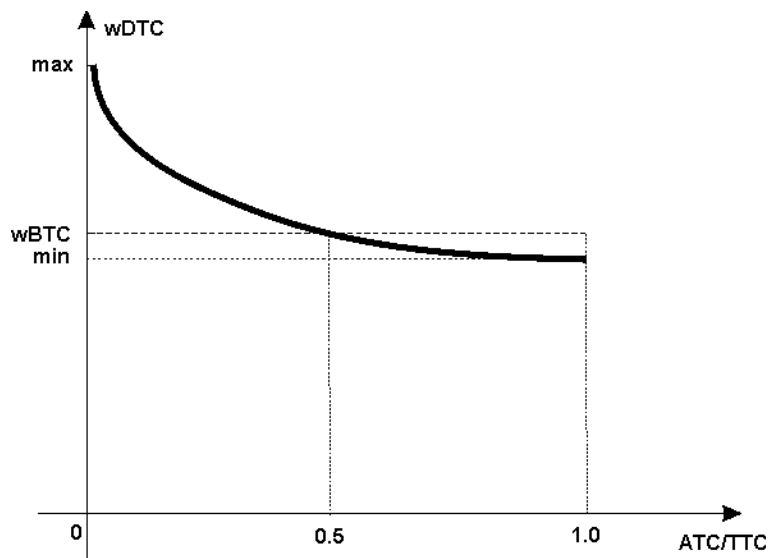
$$wAB = \frac{wDTC}{wBTC} = RAT. \quad (4.21)$$

W pierwszej kolejności przepustowość linii przesyłowych udostępniana jest użytkownikom, którzy mają stałe i długoterminowe umowy na dostawę energii. Użytkownicy ci wymagają wyższego wAB oraz pierwszeństwa w korzystaniu z usługi przesyłowej, dlatego w porównaniu z pozostałymi użytkownikami ponoszą wyższe koszty przesyłu.

Dostępna zdolność przesyłowa ATC jest głównym czynnikiem, który wpływa na aktywność handlową uczestników rynku energii, gdyż odzwierciedla techniczne możliwości sieci przesyłowej realizacji zawartych na nim transakcji. Na rynku o wysokim stopniu rozwoju konkurencji (duża liczba uczestników i różnorodność zawieranych transakcji) lub w warunkach z wysoką możliwością wystąpienia przeciążeń [14, 23, 47, 85], opłaty przesyłowe kształtowane przez rynek powinny być wyższe i przeciwdziałać możliwości wystąpienia przeciążeń. Stosunek ATC/TTC wykorzystywany jest w celu odzwierciedlenia obu tych kwestii. Mała wartość tego stosunku ogranicza konkurencję. Oznacza to, że jest większe prawdopodobieństwo wystąpienia przeciążenia, a w konsekwencji

²¹ 50% jest wartością średnią i może być określona w zależności od danych historycznych oraz planowanego wzrostu zapotrzebowania.

wyższe wskaźniki opłat przesyłowych. Funkcja ATC/TTC , nazywana wskaźnikiem ATC ($wATC$), definiowana jest jako odzwierciedlenie wpływu ATC/TTC na wartość $wDTC$. Trend zmienności dynamicznych opłat przesyłowych, w zależności od zmiany ATC/TTC , został przedstawiony jest na rys. 4.18.



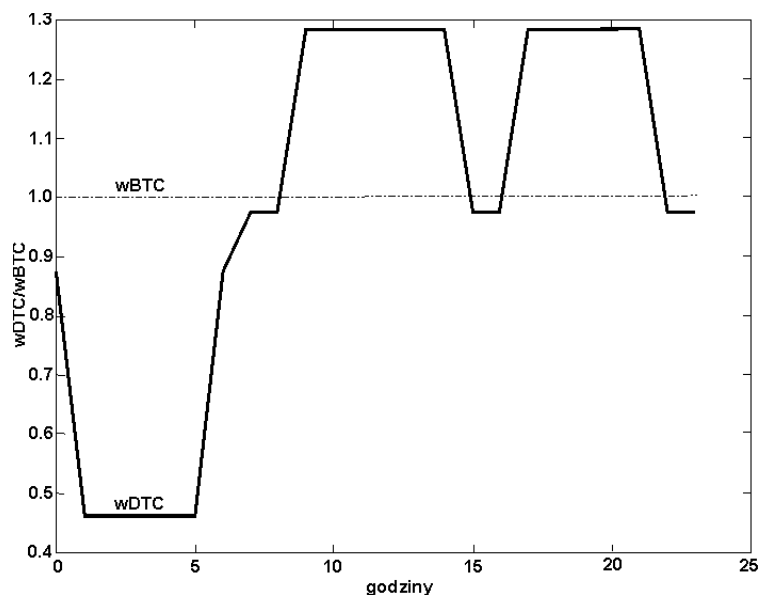
Rys. 4.18. Dynamiczny wskaźnik opłaty przesyłowej w zależności od ATC/TTC wg [96]

Wraz ze wzrostem zapotrzebowania rośnie również stopień obciążenia linii przesyłowych. Chcąc zniechęcić użytkowników sieci do zwiększania obciążenia linii przesyłowych w szczycie, a zachęcić do większego poboru energii elektrycznej w dolinie obciążenia, fluktuacja $wDTC$ powinna być dopasowana do zmieniającego się zapotrzebowania w okresach godzinnych, dziennych i rocznych. Funkcja zapotrzebowania, nazwana wskaźnikiem zapotrzebowania wLD , określana jest jako wpływ zmiany zapotrzebowania na wartość wskaźnika $wDTC$. Wraz ze wzrostem zapotrzebowania, koszt jego pokrycia przez poszczególne jednostki wytwórcze rośnie. Przyjmując, że opłaty przesyłowe stanowią 25% wszystkich opłat za energię elektryczną, godzinowa zmienność wLD jest odpowiednikiem krzywej dynamicznych opłat przesyłowych, przedstawionych na rys. 4.19.

$$wLD = \frac{wDTC}{wBTC} \quad (4.22)$$

Złożoność i dynamika zmian w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych powoduje, że nie jest możliwe uwzględnienie wszystkich czynników wpływających jednocześnie na poziom wskaźnika $wDTC$. Z tego powodu zakłada się możliwość uwzględniania coraz to nowych czynników, poprzez zastosowanie otwartej formuły kształtowania dynamicznej opłaty przesyłowej, co wyraża wzór:

$$wDTC(t) = wBTC \cdot wAB(t) \cdot wATC(t) \cdot wLD(t) \cdot \dots \quad (4.23)$$

Rys. 4.19. Zmienność wLD z zapotrzebowaniem na moc w ciągu 24 godzin

4.7. Metody określające stopień wykorzystania sieci na podstawie rozptyłów mocy

Najlepszą metodą odwzorowania warunków pracy sieci w procesie taryfikowania usługi przesyłowej stanowi opłata ustalona na podstawie stopnia wykorzystania sieci przez poszczególne jej węzły. W tym celu powstało szereg metod alokacji kosztów sieci, wykorzystujących informacje, uzyskiwane w rezultacie przeprowadzenia obliczeń rozptyłów mocy. Metody te pozwalają precyzyjnie wyznaczać wskaźniki bazujące na udziałach węzłów w przepływach gałęziowych lub na zasadzie przyczyny i skutków analizować zmianę tych przepływów. Istotą metod jest to, aby podczas określania stopnia zaangażowania sieci przez dany węzeł, brane były pod uwagę wszystkie możliwe stany obciążenia sieci. Dzięki tej właściwości metody te pozbawione są wad, charakteryzujących między innymi metodę „znaczka pocztowego” i pozwalają lepiej stymulować zapotrzebowanie na usługę przesyłową odbiorców. W rozdziale 4.7.1 i 4.7.2 scharakteryzowano dwie, najczęściej stosowane metody – śledzenia rozptyłów i przyrostową.

4.7.1. Metoda przyrostowa

Metoda przyrostowa polega na badaniu zmian rozptywu mocy w sieci (przepływów gałęziowych) pod wpływem zmiany mocy węzłowych (obciążenia – w przypadku odbiorców i generacji w przypadku wytwórców). Zmiany mocy węzłowych odbywają się na zasadzie przyrostów, których poziom powinien być na tyle mały, aby można było zaobserwować zmianę i na tyle duży, by zmiana nie była obserwowana w całej sieci. W praktyce przyrost ten jest rzędu kilku MW w przypadku sieci wysokich i najwyższych napięć, co przy zastosowaniu znanych metod liczenia rozptyłów, z powodzeniem pozwala dokładnie wyznaczyć zmiany w przepływach gałęziowych.

Podstawą metody jest więc rozptyw mocy w sieci, wyznaczony dla zadanej konfiguracji tej sieci i danych obciążeń węzłowych. Modelowana konfiguracja sieci wraz z obciążeniami powinna cechować się brakiem przeciążeń oraz przekroczeń poziomów napięć. Rozptyw ten nazywany jest rozptywem bazowym.

Drugi rozptyw, nazywany przyrostowym, wyznaczany jest dla nowego (zwiększonego) obciążenia sieci. Przyrost ten może być zadawany w dwóch wariantach, jako:

- a) jednakowa stała wartość mocy dla wszystkich węzłów jednego rodzaju – inna wartość dla węzłów odbiorczych i inna dla węzłów wytwórczych,
- b) stanowiąca stały procent obciążenia węzła (zmienna wartość).

Rozpływy mocy powinno obliczać się za pomocą dokładnych metod zmiennoprądowych, gdyż konieczne jest uwzględnienie wpływu mocy biernej na przepływ mocy czynnej. Dopuszcza się jednak linearyzację przepływu mocy poprzez zastosowanie tzw. rozptywu stałoprądowego, którego zasady szerzej opisano w rozdziale 4.7.1.3.

4.7.1.1. Obliczenia dla pojedynczych węzłów

Węzły odbiorcze

W węźle odbiorczym i symulowany jest przyrost mocy o wartość ΔP_{Li} . Przyrost ten może być pokryty przez wytwórców opcjonalnie:

- przez węzły wytwórcze zadane według listy wraz z udziałami w pokrywaniu obciążenia, przy czym dla każdego węzła odbiorczego lista ta może być inna – w granicznym przypadku może składać się tylko z jednego węzła ze 100% udziałem,
- przez wszystkie węzły wytwórcze, z udziałami wynikającymi z impedancji elementów sieci – wszystkie węzły wytwórcze traktowane są jako węzły bilansujące z utrzymaniem napięć (wektorów – modułów i kątów), jak w rozptywie bazowym. W tym przypadku uzyskuje się informację o udziałach poszczególnych wytwórców w pokrywaniu przyrostu obciążenia w każdym węźle odbiorczym, w praktyce jest to kilku wytwórców. Zmiany mocy wytwarzanej u wytwórcy j , pokrywające przyrost mocy w węźle odbiorczym i , oznaczane są jako $\Delta P_{Gj}^{Li} = P_{Gj}^P - P_{Gj}^B$, przy czym P_{Gj}^P, P_{Gj}^B są mocami generowanymi przez węzeł wytwórczy j dla rozptywu przyrostowego (przyrost mocy w węźle i) oraz bazowego. Udziały poszczególnych wytwórców w pokrywaniu przyrostu obciążenia w każdym węźle odbiorczym wyznacza się ze wzoru:

$$k_{Gj}^{Li} = \frac{\Delta P_{Gj}^{Li}}{\Delta P_{Li}}. \quad (4.24)$$

Węzły wytwórcze

W węźle wytwórczym j realizuje się przyrost mocy o wartość ΔP_{Gj} . Przyrost ten może być odebrany przez odbiorców opcjonalnie:

- przez węzły odbiorcze zadane według listy wraz z udziałami pokrycia zapotrzebowania przez dany węzeł wytwórczy, przy czym dla każdego węzła wytwórczego ta lista może być inna – w granicznym przypadku może składać się z jednego węzła z udziałem 100%,
- przez wszystkie węzły odbiorcze z udziałami, wynikającymi z impedancji elementów sieci. Praktycznie będą to te węzły odbiorcze, w których badany węzeł wytwórczy miał udział w pokrywaniu przyrostu obciążenia. Udział odbiorcy i w przyroście wytwarzania wytwórcy j oblicza się w sposób podany poniżej.

Następnie znajdowane są sumy współczynników udziału k_{Gj}^{Li} , osobno dla węzła wytwórczego j po wszystkich węzłach odbiorczych ($\sum_i k_{Gj}^{Li}$) oraz dla odbiorcy i

po wszystkich węzłach wytwórczych ($\sum_j k_{Gj}^{Li}$). Ze względu na występujące straty przesyłu na drodze od wytwórców do odbiorców, dla każdego węzła odbiorczego zachodzi przy tym nierówność $\sum_j k_{Gj}^{Li} > 1$.

W kolejnym kroku przyrost ΔP_{Gj} rozdziela się między węzły odbiorcze, przy czym zmianę mocy w węźle odbiorczym i oblicza się ze wzoru:

$$\Delta P_{Li}^{Gj} = \Delta P_{Gj} \frac{k_{Gj}^{Li}}{\sum_i k_{Gj}^{Li}} \frac{1}{\sum_j k_{Gj}^{Li}}. \quad (4.25)$$

Ze wzoru (4.25) wynika wartość współczynnika udziału odbiorcy w przejmowaniu zwiększonego wytwarzania:

$$k_{Li}^{Gj} = \frac{\Delta P_{Li}^{Gj}}{\Delta P_{Gj}} = \frac{k_{Gj}^{Li}}{\sum_i k_{Gj}^{Li}} \frac{1}{\sum_j k_{Gj}^{Li}}. \quad (4.26)$$

4.7.1.2. Obliczenia dla pary węzłów wytwórca – odbiorca

Rozpływ przyrostowy może być wyznaczany także dla zadanej jednej pary (lub kilku par) węzłów odbiorca – wytwórca. W tym przypadku przyrost mocy odbieranej przez odbiorcę powinien być pokryty w całości przez zadanego wytwórcę. Rozpływ wyznacza się w ten sposób, że wszystkie węzły wytwórcze, z wyjątkiem węzła badanego, są typu PU. Dzięki takiemu podejściu, cały przyrost mocy u odbiorcy zostanie pokryty przez wybranego wytwórcę.

4.7.1.3. Zastosowanie stałoprądowego rozptywu mocy w określaniu stopnia wykorzystania sieci przez jej użytkowników

W pracy [36] zaproponowano zastosowanie optymalizacji liniowej do wyznaczania bieżącej ceny węzłowej. Ze względu na to, że podstawą w określaniu stopnia wykorzystania sieci przez użytkowników jest rozwiązywanie zadań optymalizacji rozptywu mocy, wykorzystanie jego linearyzacji możliwe jest również w tym przypadku. Poziom wykorzystania sieci przez dany węzeł kalkulowany jest na podstawie różnego rodzaju wskaźników. W metodzie przyrostowej wiąże się to z obliczaniem dla każdego węzła nowego rozptywu mocy. Ponieważ rozpływ mocy w tym przypadku obliczany jest metodami dokładnymi (metodą Newtona lub pewnymi jej modyfikacjami), kalkulacja wspomnianych wskaźników również charakteryzuje się dużą dokładnością. Dla wyznaczenia tych wskaźników potrzebne są wartości przepływów gałęziowych mocy czynnej. W sieciach wysokich napięć rozpływ mocy czynnej można zlinearyzować, wykorzystując do tego tzw. metodę rozptywu stałoprądowego, która służy do wyznaczenia przybliżonych wartości przepływów gałęziowych.

Założenia tej metody są następujące:

- we wszystkich węzłach napięcia są równe wartościom znamionowym, czyli wartości napięcia w jednostkach względnych są równe 1;

- pomija się rezystancje elementów, czyli przyjmuje się, że wartości elementów macierzy admitancyjnej sieci mają tylko wartości urojone;
- ponieważ zwykle w sieci różnice kątów napięć między sąsiednimi węzłami są niewielkie, zakłada się, że:

$$\sin(\delta_i - \delta_j) = \delta_i - \delta_j, \quad (4.27)$$

gdzie:

δ_i, δ_j – kąty napięć odpowiednio w węzłach i, j wyrażone w radianach;

- pomija się gałęzie poprzeczne.

Założenia te są dopuszczalne w sieciach wysokiego i najwyższego napięcia, gdyż w tych sieciach wartości reaktancji gałęzi są znacznie większe niż wartości ich rezystancji, zaś dla sieci niezbyt mocno obciążonych różnice kątów napięć są niewielkie. Stosowane w tych sieciach kompensatory mocy biernej pozwalają w dużej części węzłów utrzymywać napięcie zbliżone do zadanego.

Po przyjęciu tych założeń otrzymuje się równanie na moc węzłową:

$$P_i = U_n^2 \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^N B_{ij} (\delta_i - \delta_j) = U_n^2 \left(-B_{ii} \delta_i - \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^N B_{ij} \delta_j \right), \quad (4.28)$$

gdzie:

B_{ij} – część urojona elementu macierzy admitancyjnej sieci,

δ_i, δ_j – kąty napięć odpowiednio w węzłach i, j wyrażone w radianach

Zapisując w taki sposób równania dla wszystkich węzłów (z wyjątkiem bilansującego), otrzymuje się układ równań liniowych:

$$P = -U_n^2 B \delta, \quad (4.29)$$

czyli w sposób beziteracyjny można obliczyć szukane kąty napięć w węzłach, przekształcając wzór (4.29):

$$\delta = -\frac{1}{U_n^2} B^{-1} P. \quad (4.30)$$

Dla rozplywu liniowego zachodzi związek między przepływami gałęziowymi i mocami węzłowymi, który można opisać następująco:

$$P_{pq} = \frac{U_n^2}{x_{pq}} (\delta_p - \delta_q) = \sum_{i=0}^N H_{pq,i} P_i. \quad (4.31)$$

Współczynniki $H_{pq,i}$ oznaczają udział mocy węzłowej P_i w gałęzi skierowanej od węzła p do węzła q , a x_{pq} jest reaktancją tej gałęzi. Współczynniki te można obliczyć, uwzględniając zależność wektora kątów napięć w węzłach od mocy węzłowej, ze wzoru:

$$H_{pq,i} = \frac{Z_{pi} - Z_{qi}}{x_{pq}}, \quad (4.32)$$

gdzie:

Z_{pi} – element macierzy impedancyjnej sieci powstałej z odwrócenia uproszczonej macierzy admitancyjnej \mathbf{B} .

Jednokrotne odwrócenie macierzy admitancyjnej oraz wyznaczenie współczynników $H_{pq,i}$, pozwala na bardzo szybkie wyznaczanie rozptywu przyrostowego w sieci, przy czym zasady zmiany obciążenia w węzłach odbiorczych i wytwórczych nie ulegają zmianie. W przypadku korzystania z listy węzłów, pokrywających dany przyrost mocy odbieranej lub generowanej, sprawa jest oczywista. Natomiast, przy pokrywaniu przyrostu obciążenia przez wszystkie węzły wytwórcze, należy już na etapie przygotowywania macierzy admitancyjnej, uwzględnić ten fakt, nadając wszystkim węzłom wytwórczym status węzła bilansującego. Dalsze postępowanie prowadzące do wyznaczenia wskaźników jest analogiczne, jak dla algorytmu zmiennoprądowego obliczeń rozptywu mocy.

Obliczenia dla węzłów odbiorczych, przy pokrywaniu przyrostu obciążenia przez wszystkich wytwórców (co jest równoznaczne z pokrywaniem tego przyrostu przez jeden zastępczy węzeł bilansujący), można jeszcze uprościć. Nie trzeba w tym przypadku obliczać nawet rozptywów przyrostowych dla każdego węzła oddzielnie, gdyż współczynniki $H_{pq,i}$ są pochodnymi przepływów gałęziowych względem mocy węzłowej, co wynika z zależności służącej do ich wyznaczania, które są stałe – niezależne od mocy przepływającej daną gałęzią. Macierz \mathbf{Z} jest macierzą pełną o dużych wymiarach, zatem w praktyce wyznaczone będą pojedyncze jej kolumny, odpowiadające węzłowi, dla którego obliczane są aktualne wskaźniki wykorzystania infrastruktury sieciowej. Można to prosto zrealizować, wykorzystując metodę faktoryzacji do odwracania macierzy \mathbf{B} . Metoda faktoryzacji, wykorzystująca rzadkość macierzy admitancyjnej sieci, stosowana jest powszechnie w algorytmach, dotyczących wyznaczania rozptywu mocy w dużych sieciach.

Wykorzystując uproszczenie obliczenia pochodnych przepływów gałęziowych, można wyznaczyć wskaźniki wykorzystania infrastruktury sieciowej, co zostało zaprezentowane w rozdziale 4.8.12.1.

4.7.2. Metoda śledzenia rozptywów

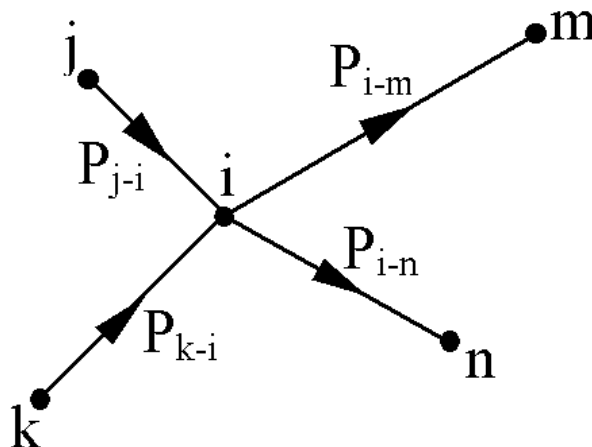
Proponowana w [7, 8] metoda śledzenia rozptywów ma naturę topologiczną i dotyczy podstawowego problemu transportowego dystrybucji przepływów w sieci zamkniętej. Założona sieć jest powiązana i opisana przez zbiory: n elementowy węzłów, m elementowy gałęzi (linii przesyłowych lub transformatorów), $2m$ elementowy przepływów (na obu końcach gałęzi) i liczbę dopływów (generatorów) oraz odpływów (odbiorców) przyłączonych do węzłów. Praktycznie we wszystkich węzłach sieci musi być zachowany bilans przepływów. Z tego względu metoda jest jednakowo przydatna w rozdziale mocy czynnych i biernych, jak i strat przesyłowych [98] oraz kosztów infrastruktury sieci elektroenergetycznej [39, 99].

Główną zasadą metody śledzenia rozptywów jest proporcjonalność udziałów w przepływach. Na rys. 4.20. przedstawiono cztery linie przyłączone do tego samego węzła, z których dwiema realizowany jest dopływ, zaś kolejnymi dwiema odpływ. Wielkość przepływu przez węzeł i wynosi $P_i = P_{j-i} + P_{k-i} = P_{i-m} + P_{i-n}$. Jako, że przepływ mocy nie rozróżnia źródła, zaś każdy z odpływów węzła i zależy tylko od wektorów napięć i impedancji linii odchodzących, można przyjąć, że moc wypływająca z węzła zawiera tę samą proporcję dopływów. Stąd moc P_{i-m} składa się z:

$$P_{i-m} = P_{i-m} \left(\frac{P_{j-i}}{P_{j-i} + P_{k-i}} + \frac{P_{k-i}}{P_{j-i} + P_{k-i}} \right), \quad (4.33)$$

gdzie część mocy płynie linią $i-j$ oraz część linią $k-i$. Podobna zależność obowiązuje w przypadku odpływu $i-n$:

$$P_{i-n} = P_{i-n} \left(\frac{P_{j-i}}{P_{j-i} + P_{k-i}} + \frac{P_{k-i}}{P_{j-i} + P_{k-i}} \right). \quad (4.34)$$



Rys. 4.20. Zasada proporcjonalności przepływów

Zasada proporcjonalnego udziału zakłada, że w węzłach sieci następuje idealne wymieszanie przepływów, dzięki któremu można wskazać, które „elektry” dopływające wpływają do linii odprowadzających. Takie podejście wydaje się być akceptowalnym szczególnie w warunkach obowiązującego poglądu, że źródło przepływu jest nierozpoznawalne.

Biorąc pod uwagę fakt, że nie jest możliwe „kolorowanie” przyływów i sprawdzenie zabarwienia odpływów, zasada proporcjonalnego udziału nie może być udowodniona, jak i odrzucona. Jednakowe traktowanie przyływów i odpływów jest pozytywną cechą metody. Inaczej mówiąc, żaden wytwórca lub odbiorca nie jest wyróżniany w jakikolwiek sposób.

Śledzenie rozptyłów może być widziane jako zadanie transportowe, określające sposób, w jaki następuje rozprowadzenie w liniach i pomiędzy odbiorcami mocy wstrzykniętej przez wytwórców. Metoda zaproponowana w [7] stosowana jest jedynie w sieci bez strat, kiedy przepływy na początku i na końcu linii są takie same. Najprostszym sposobem uzyskania takiej sieci jest uśrednienie przepływów w poszczególnych liniach poprzez dodanie połowy strat do końca przepływu linii i odjęcia połowy od początku jej przepływu. Niestety ten sposób podejścia skutkuje zmianą obciążeń pierwotnych węzłów, co w warunkach prowadzonych rozliczeń nie byłoby akceptowalne, zarówno przez wytwórców, jak i odbiorców. Z tego też powodu stosowane są jeszcze dwa sposoby pomijania strat: netto i brutto. Podejście netto zakłada uwzględnienie całości strat w mocy wpływającej do linii, co powoduje, że moc odbierana nie ulega zmianie. Podejście brutto powiększa odbiór o straty w linii, wobec czego moc wprowadzana jest niezmienna.

W wyniku zastosowania metody śledzenia rozptyłów, można obliczyć stopień wykorzystania sieci przez użytkownika, określony przez współczynnik wykorzystania

pojedynczego elementu (gałęzi). Współczynnik ten można zdefiniować jako stosunek udziału mocy danego użytkownika w danej gałęzi do całkowitej mocy płynącej tą gałęzią:

$$w_{j-i,k}^W = \frac{P_{Gk}}{P_j} [\mathbf{A}_G^{-1}]_{j,k}, \quad (4.35)$$

$$w_{j-i,k}^O = \frac{P_{Lk}}{P_j} [\mathbf{A}_L^{-1}]_{j,k}, \quad (4.36)$$

gdzie:

$w_{j-i,k}^W$ – współczynnik wykorzystania gałęzi $j-i$ przez wytwórcę w węzle k ,

$w_{j-i,k}^O$ – współczynnik wykorzystania gałęzi $j-i$ przez odbiorcę w węzle k ,

\mathbf{A}_L – macierz $(n_b+1) \times (n_b+1)$ współczynników rozptywu mocy odbieranej, której elementy są określone następująco:

$$a_{Lj-i} = \begin{cases} 1 & \text{dla } i = j, \\ -\frac{P_{j-i}}{P_i} & \text{dla gałęzi, w których przepływ mocy jest od węzła } j \text{ do węzła } i, \\ 0 & \text{dla pozostałych gałęzi.} \end{cases}$$

P_{Lk} – wartość mocy odbieranej przez odbiorcę z węzła k ,

P_{Gk} – wprowadzana wartość mocy przez źródło wytwórcze do węzła k ,

\mathbf{A}_G – macierz $(n_b+1) \times (n_b+1)$ współczynników rozptywu mocy od wytwórców, której elementy są określone następująco:

$$a_{Gj-i} = \begin{cases} 1 & \text{dla } i = j, \\ -\frac{P_{j-i}}{P_j} & \text{dla gałęzi, w których przepływ mocy jest od węzła } j \text{ do węzła } i, \\ 0 & \text{dla pozostałych gałęzi.} \end{cases}$$

n_b – liczba węzłów w sieci (bez węzła bilansującego),

P_i, P_j – moc w węzłach odpowiednio i oraz j ,

P_{j-i} – dodatnia wartość mocy płynąca gałęzią od węzła j do i .

Z powyższej definicji macierzy \mathbf{A} wynikają następujące jej własności:

- macierz \mathbf{A} jest macierzą niesymetryczną, gdyż dla elementów łączących węzły i oraz j jeden ze współczynników a_{Gij} lub a_{Gji} jest równy zero, a drugi różny od zera,
- stopień wypełnienia tej macierzy, zdefiniowany jako stosunek liczby elementów niezerowych do całkowitej liczby elementów, wynosi $s = (n_w+1+m)/(n_w+1)^2$, co dla dużych sieci daje postać macierzy rzadkiej,

– macierz \mathbf{A} ma taką samą strukturę jak macierz węzłowa admitancji.

Współczynniki wykorzystania elementu $w_{j-i,k}^U$ ($U \in \{W,O\}$) podane są w postaci macierzowej, przy czym mogą posiadać wartość większą od zera tylko w przypadku, gdy wskaźniki j oraz i wskazują początek i koniec rzeczywistej gałęzi oraz występuje w niej dodatni przepływ mocy na kierunku od j do i . Dlatego też można wprowadzić uproszczenie, rozpatrując tylko współczynniki dodatnie $w_{j-i,k}^U$, wprowadzając wskaźnik g , oznaczający daną gałąź skierowaną od węzła j do i , na której przepływ mocy jest dodatni:

$$w_{g,k}^U = w_{j-i,k}^U. \quad (4.37)$$

Zmienność przepływu wzdłuż gałęzi można uwzględnić poprzez przyjmowanie różnych wartości mocy gałęziowej w zależności od algorytmu śledzenia – czy jest to śledzenie mocy wytwórczych czy odbiorczych.

W algorytmie śledzenia rozptyłów mocy generowanej istotne są moce odpływające z danego węzła gałęziami do niego przyłączonymi. W określaniu elementów macierzy \mathbf{A}_G przyjmowane są moce gałęziowe przy węźle j , czyli największe wartości mocy płynącej gałęzią. Moc ta oznaczana jest często jako P_{j-i}^{brutto} .

W algorytmie śledzenia rozptyłów mocy odbieranej istotne są moce dopływające do danego węzła gałęziami do niego przyłączonymi. W określaniu elementów macierzy \mathbf{A}_L przyjmowane są moce gałęziowe przy węźle i , czyli najmniejsze wartości mocy płynącej gałęzią. Moc ta oznaczana jest często jako P_{j-i}^{netto} .

Dalszy sposób postępowania jest analogiczny jak przedstawiony wyżej, przy czym dla śledzenia rozptyłów mocy generowanej, jako moc gałęziowa, przyjmowana jest konsekwentnie moc P_{j-i}^{brutto} , zaś dla algorytmu śledzenia mocy odbieranej przyjmowana jest moc gałęziowa P_{j-i}^{netto} .

W tym przypadku nie występuje sztuczne niezbilansowanie w węzłach, jednak nie zachodzi równość zdefiniowanych w rozdziale 4.8.12.1 całkowitych prac sieci dla wytwórców i odbiorców.

4.8. Metody stosowane w kalkulacji taryf przesyłowych

4.8.1. Metoda „znaczka pocztowego”

Metoda „znaczka pocztowego”, ze względu na swoją prostotę jest najczęściej stosowana do alokacji kosztów sieci. Czynnikiem decydującym o wysokości opłaty, kalkulowanej według tej metody, jest „mocowy” stopień zaangażowania węzła w wykorzystanie sieci. Stopień zaangażowania określany jest zwykle w szczycie obciążenia sieci (bez współczynnika jednoczesności wystąpienia obciążenia) lub jest wielkością maksymalną mocy węzła, jaka występuje w danym okresie rozliczeniowym. Uproszczenia stosowane w tej metodzie powodują, że nie jest brany pod uwagę bieżący stan rozptyłów w sieci.

Metoda „znaczka pocztowego” polega na uśrednieniu kosztu przesyłu w ramach grupy odbiorców, dlatego znana jest też jako taryfa grupowa. Powinno się tą metodę stosować w przypadku odbiorców, których węzłowy koszt przesyłu jest zbliżony. Fakt ten ma miejsce

w tzw. sieciach jednorodnych, które charakteryzują się podobieństwem w zakresie sposobu zasilania odbiorców i rozłożenia względem nich źródeł wytwórczych. W polskich warunkach mamy do czynienia z takim zjawiskiem jedynie w przypadku sieci średniego i niskiego napięcia oraz u części odbiorców sieci 110 kV. Zasadniczo takie przypadki występują w sieci promieniowej, pełniącej rolę sieci dystrybucyjnej (bez źródeł lokalnych i o stałych kierunkach przepływu mocy i energii).

Stosowanie metody „znaczka pocztowego”, w warunkach dużej zmienności kosztów węzłowych przesyłu, wprowadza błędną informację, polegającą na tym, że niezależnie od miejsca przyłączenia, jednostkowy koszt przesyłu ma taką samą wartość, zaś wysokość tego kosztu jest wprost proporcjonalna do mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej.

4.8.2. Metoda punkt-punkt

Powstanie rynków energii elektrycznej i rozwój transakcji bilateralnych przyczyniły się do stworzenia metody, pozwalającej określić sieciową drogę przesyłu energii od dostawcy do odbiorcy. Metoda punkt-punkt wyznacza gałęzie sieci, wykorzystywane przez daną transakcję, co pozwala na przeniesienie kosztu tego fragmentu sieci, w proporcji do stopnia jego wykorzystania, na opłatę przesyłową, obciążającą obie strony umowy. Tak wyznaczona droga przesyłu, nie koresponduje z fizycznymi przepływami, ponieważ ma ona charakter sztuczny. Zjawisko fizycznego wykorzystywania sieci, poza drogą punkt-punkt, zwane jest przepływem równoległym, którego brak odzwierciedlenia w metodzie stymuluje do zawierania transakcji nieefektywnych z punktu widzenia pracy sieci.

4.8.3. Metoda dystansowa

Przy ustalaniu opłaty przesyłowej, według metody dystansowej, wykorzystuje się odległość sieciową (lub geograficzną) pomiędzy miejscem dostawy i odbioru. Odległość ta nie identyfikuje poszczególnych gałęzi sieci, które są angażowane do realizacji transakcji, w wyniku czego daje błędne sygnały użytkownikom sieci. Najczęściej wyznaczanie odległości sieciowej sprowadza się do odnajdywania najkrótszej drogi pomiędzy dwoma punktami, choć stosowane są również rozwiązania uśredniające drogę, będącą wypadkową kilku równoległych dróg. Z tego względu metodę tę powszechnie wykorzystuje się w analizie sieci transportowych i komunikacyjnych.

Podobieństwo przesyłu mocy sieciami elektroenergetycznymi do transportu spowodowało stosowanie typowych modeli transportowych w zagadnieniach kształtowania opłat przesyłowych, czy też ogólniej – wykorzystania infrastruktury sieci przez jej użytkowników. W ogólnie pojętym transporcie, którego pewnym szczególnym przypadkiem jest transport energii elektrycznej, wyróżnia się szereg zagadnień. Na przykład, możemy być zainteresowani znalezieniem najkrótszej drogi w sieci (czyli najbardziej ekonomicznej, lub najszybszej, albo o najmniejszym zużyciu paliwa) z ustalonego węzła do innego wytypowanego węzła, z danego węzła do wszystkich pozostałych węzłów lub między wszystkimi parami węzłów. Czasem występuje potrzeba znalezienia najkrótszej drogi z jednego do innego węzła, przechodzącej przez inne, wyszczególnione węzły. W niektórych zastosowaniach wymagane jest znalezienie nie tylko najkrótszej, ale także drugiej i trzeciej najkrótszej drogi. W pewnych zaś przypadkach należy znaleźć tylko długość najkrótszej drogi. Problemy najkrótszych dróg tworzą zatem szeroką klasę zagadnień. Dodatkowo, możemy rozszerzyć tę klasę o problemy pokrewne, takie jak problemy dróg najdłuższych, najbardziej niezawodnych lub o największej przepustowości, jak i o problemy wyznaczania różnych tras objazdu.

Dla potrzeb kształtowania taryf przesyłowych interesujące są następujące przypadki:

- wyznaczenie najkrótszej odległości między dwoma wybranymi punktami (chodzi o kształtowanie opłaty dystansowej między węzłem wytwórczym a odbiorczym),
- wyznaczenie najkrótszej odległości między wybranym węzłem, np. odbiorczym, a pewną zadaną grupą węzłów, np. wszystkimi węzłami wytwórczymi (lub odwrotnie między wybranym węzłem wytwórczym a zadaną grupą węzłów odbiorczych).

W przypadku sieci elektroenergetycznych istotnym problemem do rozstrzygnięcia w sieciach jest ustalenie, jaki parametr uznać należy za odległość między dwoma węzłami połączonymi bezpośrednio gałęzią. Jeżeli przyjąć za tę „odległość” impedancję gałęzi (w praktyce dla interesujących nas sieci jej dobrym przybliżeniem jest reaktancja), która to wielkość charakteryzuje poszczególne gałęzie, to istotną staje się kwestia uwzględnienia różnych poziomów napięć dla różnych gałęzi. Problem ten można rozwiązać przez sprowadzenie wszystkich impedancji gałęzi do jednego poziomu napięcia. Oczywiście w dokładnych obliczeniach odbywa się to z uwzględnieniem rzeczywistych przekładni transformatorów, jednak ze względu na możliwość zastosowania w nich uproszczeń, proponuje się przeliczenie impedancji gałęzi przez kwadrat przekładni znamionowych poszczególnych stopni napięciowych.

Przyjęcie impedancji jako miary odległości między węzłami da w wyniku dobry obraz odległości elektrycznych między węzłami, a w rezultacie także odpowiedź na pytanie, jak pokrywane jest obciążenie danego węzła (które węzły wytwórcze są jemu najbliższe elektrycznie). Taka odległość nie daje jednak informacji o kosztach, związanych z nakładami na infrastrukturę sieciową, która jest konieczna do zasilania danego odbiorcy z najbliższego źródła. Takimi wielkościami mogą być rzeczywista długość linii, czy też moc pozorna transformatorów.

Jeżeli przyjąć rzeczywistą długość linii za odległość między węzłami, to wystąpi pewien problem z transformatorami, jako elementami sieci o nieokreślonej długości. W tym przypadku należy przyjąć, że transformatorom odpowiadać będzie długość linii, wynikająca z jednostkowych kosztów inwestycyjnych danego typu transformatora. Również przeliczenie długości linii poszczególnych poziomów napięć powinno być zrealizowane poprzez przelicznik kosztowy, proporcjonalny do jednostkowych nakładów inwestycyjnych na budowę tych linii.

4.8.3.1. Metoda najkrótszych odległości

Najbardziej rozpowszechnionym algorytmem znajdowania najkrótszych odległości między parą węzłów jest algorytm Dijkstry [15]. W algorytmie tym poszukiwana jest najkrótsza odległość z węzła s do węzła u . Algorytm Dijkstry rozpoczyna działanie od przydzielenia stałej cechy 0 węzłowi s , gdyż 0 jest odległością s od siebie samego. Wszystkie pozostałe węzły otrzymują tymczasową cechę równą nieskończoności (w praktyce dużą liczbę), gdyż nie zostały dotychczas osiągnięte z s . Następnie, każdy kolejny węzeł v , bezpośrednio następujący po węźle s , zostaje oznaczony tymczasową cechą, równą wadze gałęzi (s, v). Dla przykładu węzeł x , który ma najmniejszą cechę tymczasową, jest oczywiście węzłem najbliższym węzłowi s , bowiem wagi gałęzi są nieujemne, zatem nie istnieje droga krótsza z s do x . Cecha węzła x może więc zostać ustalona. Następnie, przeglądane są wszystkie węzły bezpośrednio następujące po węźle x i zmniejszane są ich cechy tymczasowe, jeśli droga z s do któregośkolwiek z nich, przechodząca przez x , jest krótsza od drogi omijającej x . Ponownie znajdowany jest węzeł z najmniejszą cechą tymczasową, np. y i cechę tę zamienia się na stałą. Węzeł y jest drugim węzłem najbliższym węzłowi s .

W ten sposób, w każdej iteracji zmniejszane są wartości cech tymczasowych, aż do zamiany na stałą cechę węzła z najmniejszą cechą tymczasową, w przypadku wyboru krótszej drogi przechodzącej przez węzeł, z ostatnio ustaloną cechą. Postępowanie kontynuowane jest, aż do momentu zamiany cechy węzła t z tymczasowej na stałą. W celu odróżnienia tymczasowych cech węzłów od cech stałych, wprowadzany jest n elementowy wektor *final* o elementach typu logicznego. Gdy węzeł i zmienia cechę z tymczasowej na stałą, składowa i tego wektora zmienia wartość z *false* na *true*. W innej tablicy n elementowej *dist* pamiętane są wartości cech węzłów.

Algorytm ten wykorzystuje się tylko do wyznaczania najkrótszych dróg, gdy odległości między sąsiednimi węzłami są dodatnie.

Aby uwzględniać sieci, które mogą zawierać zarówno dodatnie, jak i ujemne wagi gałęzi, musi być zagwarantowane, że żadna z cech węzła nie zostanie ustalona przed zakończeniem działania algorytmu. Taki algorytm został zaproponowany niezależnie przez Moore'a i Bellmana [6]. Metoda Moore'a-Bellmana jest często nazywana metodą poprawiania cech, w przeciwieństwie do algorytmu Dijkstry, zwanego metodą ustalania cech.

W metodzie Moore'a-Bellmana, podobnie jak w algorytmie Dijkstry, źródłu s i pozostałym węzłom nadaje się cechy według tych samych zasad.

W kroku iteracyjnym cecha $dist(v)$ jest uaktualniana tak, aby jej wartość była równa bieżącej odległości v od s , a $pred(v)$ staje się numerem węzła bezpośrednio poprzedzającego v na bieżącej, najkrótszej drodze z s do v .

Przestudiowano, zbadano eksperymentalnie i opisano w literaturze wiele różnych implementacji tego podstawowego kroku iteracyjnego [13, 89]. Ich efektywność zależy najczęściej od struktury sieci. Jedna z bardzo efektywnych realizacji, zwłaszcza dla sieci rzadkich, często szybsza niż algorytm Dijkstry, działa w sposób przedstawiony w dalszej części rozdziału.

Tworzy się kolejka Q i przechowuje się w niej węzły, które mają być badane. Początkowo kolejka ta zawiera tylko źródło s . Węzeł typowany do badania jest wybierany z początku kolejki, a następnie stamtąd usuwany. Badanie węzła u polega na rozpatrzeniu wszystkich gałęzi (u, v) wychodzących z u . Jeśli długość drogi ze źródła s do węzła v zmniejsza się, gdy droga przechodzi przez węzeł u , to wykonywany jest krok iteracyjny dla gałęzi (u, v) . W tym przypadku węzeł v zostaje dołączony do kolejki (jeśli do niej nie należy) jako węzeł, który ma być później zbadany. Należy zwrócić uwagę, że v wchodzi do kolejki Q tylko wtedy, gdy wartość $dist(v)$ ulega zmniejszeniu i v nie należy do Q .

W algorytmie Dijkstry każdy węzeł jest badany najwyżej raz, bezpośrednio po ustaleniu jego cechy, a zatem jest to węzeł najbliższy źródła s , spośród tymczasowo ocechowanych. W metodzie Moore'a-Bellmana węzeł może być dołączany do kolejki i z niej usuwany wiele razy – za każdym razem, gdy została znaleziona krótsza droga. Jest to powodem nieefektywności algorytmu, która może być zniwelowana za pomocą procedury heurystycznej zaproponowanej przez d'Esopo i poprawionej przez Papego [62]. Węzeł v umieszczany jest na końcu kolejki, jeśli v nie został dotychczas osiągnięty (tj. v nie należał przedtem do kolejki), a na początku kolejki, jeśli już do niej należał, był badany i został usunięty. Powodem umieszczenia węzła v na początku kolejki w drugim przypadku jest to, by jak najszybciej został on ponownie przebadany oraz zmniejszone zostały cechy wszystkim tym węzłom, które są osiągalne za jego pośrednictwem. Dzięki temu zmniejsza się liczba powrotów węzła do kolejki, kiedy jest on ponownie badany. W związku z tym, że problemy wyszukiwania najkrótszych dróg w sieci elektroenergetycznej należą do klasy

problemów sieci rzadkich, zastosowanie drugiego algorytmu może okazać się bardziej efektywne.

4.8.4. Metoda przepływów granicznych

Metoda przepływów granicznych polega na określeniu wpływu zmian obciążeń węzłowych na przepływy graniczne sieci. W metodzie tej wymagane jest wielokrotne przeprowadzanie obliczeń rozptyłów mocy dla okresów szczytowego obciążenia, pozwalające uwzględnić wpływ zmian obciążeń. W przypadku pojedynczego węzła wykonuje się dwa rozptywy: bazowy i po przyroście mocy w danym węźle. Opłata przesyłowa obliczana jest według zależności:

$$OP(k) = \frac{u_k}{\sum_{k=1}^{n_w} u_k} \left[\frac{K_T \cdot \sum_{k=1}^{n_w} P_k}{\sum_{k=1}^{n_o} P_k} \right], \quad (4.38)$$

gdzie:

$OP(k)$ – opłata przesyłowa w węźle k ,

n_o – liczba węzłów w obszarze,

u_k – bezwzględna zmiana przepływu mocy w gałęziach granicznych, spowodowana jednostkowym przyrostem zapotrzebowania w węźle k , określana według wzoru (4.38a),

K_T – całkowity roczny koszt stały,

P_k – wartość mocy zapotrzebowanej w szczycie obciążenia przez węzeł k ,

n_w – liczba wszystkich węzłów.

Wartość u_k oblicza się na podstawie wzoru:

$$u_k = \frac{\sum_{g \in L_z} |\Delta P_g|}{\Delta P_k}, \quad (4.38a)$$

gdzie:

ΔP_g – zmiana przepływu mocy w gałęzi granicznej g ,

L_z – zbiór gałęzi granicznych danego obszaru,

ΔP_k – przyrost mocy w węźle k .

Zastosowane w metodzie podejście, polegające na określeniu wrażliwości danego węzła na przepływy pomiędzy obszarami, ogranicza wykorzystanie sieci przez ten węzeł jedynie do linii granicznych. Metoda może znaleźć praktyczne zastosowanie jedynie w przypadku konieczności uwzględnienia wpływu danego węzła na powiązania graniczne, w celu przypisania opłaty, przesyłowej adekwatnej do stopnia ich wykorzystania. Dzięki zastosowaniu metody w kalkulacji taryf przesyłowych możliwe jest stymulowanie tych węzłów, które swoją lokalizacją znacząco oddziałują na połączenia międzyobszarowe lub

wskazywanie do dalszych analiz miejsc budowy nowych lub rozbudowy istniejących połączeń. W przypadku obszaru utworzonego w wyniku ograniczeń na liniach wymiany, metoda w łatwy sposób dostarcza informację o wpływie danego węzła na ograniczenie przesyłowe, dzięki czemu możliwa jest redystrybucja kosztów tych ograniczeń na te węzły, które je powodują.

Obliczenie wskaźników zmiany przepływów mocy w liniach granicznych, dla poszczególnych węzłów, pozwoli na analizę jednorodności obszaru. Im bardziej wartości wskaźników zbliżone są do siebie, tym bardziej jednolicie węzły wpływają na połączenia międzyobszarowe.

4.8.5. Metoda MW-km

Metoda MW-km jest pierwszą metodą zastosowaną w alokacji kosztów stałych sieci. Wykorzystuje się w niej gałęziowe przepływy mocy, określone w danym węzłowym rozkładzie generacji i obciążeń oraz długości gałęzi [82]. Ze względu na to, że w metodzie obliczane są udziały danych użytkowników w przepływach gałęziowych oraz wykorzystywany jest jednostkowy koszt poszczególnych gałęzi, możliwe jest jej zastosowanie zarówno w taryfie węzłowej, jak i metodzie punkt-punkt.

Wyznaczanie udziałów poszczególnych węzłów w przepływach gałęziowych realizowane jest na dwa sposoby, różniące się zasadniczo podejściem. Pierwszy sposób, nazywany metodą przyrostową, jest bardziej pracochłonny, wykorzystuje bowiem zmiany w przepływach gałęziowych, wywołane niewielkimi zmianami mocy w węzłach. W drugim podejściu, nazywanym metodą śledzenia rozptyłów, analizie poddaje się przepływy gałęziowe, wykorzystując zasadę idealnego wymieszania mocy. W obu podejściach wykorzystywane są rozptyły mocy, zarówno stało- jak i zmiennoprądowe. Badania wykazują brak wrażliwości wyników obliczeń na stosowaną metodę rozptyłową, jednak rozptyw zmiennoprądowy uwzględnia wpływ mocy biernej na przepływ mocy czynnej, co wykorzystywane jest w metodzie ustalania opłat za moc bierną [60].

Istnieje kilka odmian metody MW-km, różniących się innym ujmowaniem wykorzystanej i niewykorzystanej przepustowości gałęzi oraz różnym stopniem pokrywania przychodami z opłat kosztów funkcjonowania sieci. Rozwiązanie powodujące obciążanie użytkowników sieci tylko kosztami jej wykorzystania polega na ich alokacji do węzłów proporcjonalnie do udziału w gałęziowych przepływach i przepustowości:

$$OP(k) = \sum_{i=1}^m K_i \frac{f_i(k)}{\bar{f}_i}, \quad (4.39)$$

gdzie:

$OP(k)$ – koszt przypisany do węzła k ,

m – liczba wszystkich gałęzi,

K_i – koszt gałęzi i ,

$f_i(k)$ – przepływ w gałęzi i przypisany do węzła k ,

\bar{f}_i – przepustowość gałęzi i .

Ze wzoru (4.39) wynika fakt, że obok wielkości przepływów przypisanych danemu węzłowi, czynnikiem powodującym zróżnicowanie kosztu przesyłu jest jednostkowy koszt gałęzi, w przepływie której węzeł ma udział.

W innym rozwiązaniu iloraz przepływów i przepustowości gałęziowych wzmacniany jest długością gałęzi. Interpretować to można jako zróżnicowanie wykorzystania sieci, w zależności od długości zaangażowanych gałęzi. Tą zależność przedstawia wzór o następującej postaci:

$$OP(k) = P_k \cdot \frac{\sum_{i=1}^m K_i \cdot P_{k,i} \cdot l_i}{\sum_{i=1}^m K_i \cdot \bar{f}_i \cdot l_i}, \quad (4.40)$$

gdzie:

P_k – moc czynna węzła k ,

$P_{k,i}$ – udział węzła k w przepływie gałęzi i ,

l_i – długość gałęzi i .

Cechą metody MW-km jest uwzględnienie bieżącego stanu pracy sieci, jednakże często krytykowany jest [9, 61, 87] brak możliwości pełnego pokrycia kosztów jej funkcjonowania. Znaczące różnice pomiędzy gałęziowymi przepływami i przepustowością powodują, że metoda ta nie daje oczekiwanego poziomu przychodów. Wada ta została usunięta w kolejnej modyfikacji metody [60], polegającej na zastąpieniu przepustowości gałęzi jej bieżącym przepływem. W wyniku tej zmiany otrzymujemy następującą zależność:

$$\sum_{k=1}^m \sum_{i=1}^{n_w} P_{k,i} \cdot l_i = \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i. \quad (4.41)$$

Skutkiem zastosowanej zmiany jest nie tylko zwrot kosztów bieżącego wykorzystania sieci, ale i w tej samej proporcji, jej niewykorzystanej rezerwy. Analizując możliwości odwzorowania kierunków rozwoju sieci w metodzie MW-km, można stwierdzić, że rozpatrywanie określonego stanu jej pracy nie pozwala uwzględnić czynnika, związanego z rezerwą w przepustowości sieci, niezbędnego w definiowaniu potrzeb jej rozbudowy.

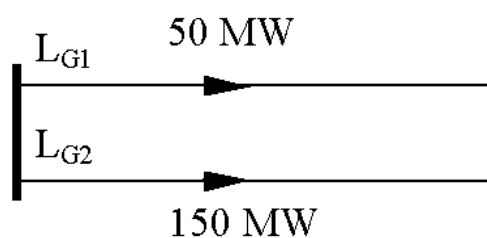
Ze względu na możliwe skutki zmiany przepływów gałęziowych, polegające nie tylko na zmianie wartości (poziomu) mocy, ale i kierunku przepływu, uzyskuje się trzy rodzaje zmian, zależnie od relacji pomiędzy MW-km całej sieci i poszczególnych węzłów. Przypadki takich zmian opisano poniżej.

- A. Ujemna zmiana MW-km. Wzrost obciążenia gałęzi powoduje zmniejszenie wartości MW-km, co prowadzi do zmniejszenia opłaty lub nawet odwrócenia płatności. Każde zmniejszenie wartości MW-km interpretuje się jako zmniejszenie strat sieciowych. Uwzględnienie kierunku przepływów gałęziowych odwzorowuje zmienność warunków pracy sieci i ich wpływ na wysokość opłaty. Prowadzi to do zastosowania uproszczeń w zasadach rozliczeń, np. na tym samym poziomie napięcia sieci. W przypadku dwóch użytkowników tej samej gałęzi sieci, różniących się przeciwnym kierunkiem przepływu mocy i jej wartością, udział w przepływie ma ten użytkownik, którego kierunek jest zgodny z saldem przepływu. Ten sposób podejścia został wykorzystany w metodzie saldowania przepływów.

- B. Dodatnia i ujemna zmiana MW-km. W niektórych przypadkach do obliczeń brane są bezwzględne zmiany wartości MW-km, czego skutkiem są jedynie dodatnie opłaty. Ideą tego sposobu jest założenie, że sieć jest wykorzystywana niezależnie od kierunku przepływu, wobec czego przepływy gałęziowe są sumowane niezależnie od znaku. Łączna wartość przepływów liczona w ten sposób podwyższa stopień wykorzystania sieci. Rozwiązanie to znalazło swoje odzwierciedlenie w metodzie modułowej.
- C. Tylko dodatnia zmiana MW-km. Wszystkie przypadki ujemnych wartości MW-km są pomijane. Ten sposób podejścia stosowany jest przy założeniu uwzględnienia jedynie jednego stanu pracy sieci, w którym określa się podstawowy stopień wykorzystania sieci przez użytkownika. Nie uwzględnianie wartości przepływów o przeciwnym znaku dyskryminuje tych użytkowników, których lokalizacja i warunki współpracy z siecią skutkują zmniejszeniem strat sieciowych. Jednakże rozwiązanie to znajduje zastosowanie w określaniu opłat, przenoszących koszty funkcjonowania sieci. Stan ten ma miejsce przy rozliczaniu opłat szczególnie na granicy obszarów lub stref.

Rozważając określony stan obciążeń i konfigurację sieci, założone uproszczenia w metodzie MW-km mogą być rozpatrywane jako optymalne rozwiązania problemu planowania pracy sieci [11, 43]. Opłaty przesyłowe kalkulowane według tej metody, z zastosowaniem węzłowych przyrostów mocy, wykazują stałą jednostkową wartość niezależnie od warunków obciążenia sieci. W metodzie brakuje cech stymulacji zapotrzebowania oraz wzajemnej zależności pomiędzy obciążeniami różnych węzłów i skutkami, wynikającymi z pojawienia się nowych użytkowników sieci. Powyższa wada została usunięta poprzez zastosowanie śledzenia rozptyłów mocy, które charakteryzuje się silną zależnością od warunków pracy sieci, a w szczególności wpływem na obciążenia węzłowe. Zwiększenie przepustowości gałęzi nie powoduje wzrostu opłat.

MW-km, liczone z wykorzystaniem mocy węzłowych, nie dają pełnej informacji o wykorzystaniu zdolności przesyłowych danego elementu. Rozpatrzmy dwie takie same gałęzie G_1 i G_2 (rys. 4.21) każda o długości L , przez które płyną moce odpowiednio 50 MW i 150 MW. Z gałęzi G_1 korzysta użytkownik O_1 , którego współczynnik udziału wynosi 0,5, a z gałęzi G_2 korzysta użytkownik O_2 , również o współczynniku udziału równym 0,5.



Rys. 4.21. Wykorzystanie linii o różnych przepływach mocy przez użytkowników.

Jeżeli porównamy długości przyporządkowane tym użytkownikom, to jest oczywiste na mocy wzoru (4.64), że obydwu użytkownikom przyporządkowana zostanie ta sama wartość długości równa $0,5L$, mimo że użytkownik O_1 przesyła linią G_1 moc 25 MW, zaś użytkownik O_2 przesyła linią G_2 moc 75 MW.

Innym podejściem, niwelującym powyższą wadę, jest obliczenie MW-km na podstawie mocy płynącej przez poszczególne gałęzie sieci. W ten sposób definiowana jest wartość MW-km użytkowników, liczona po przepływach gałęziowych na podstawie wzoru

(4.79a). W ten sposób MW-km użytkowników O1 oraz O2 (w przykładzie z rys. 4.21) wynoszą odpowiednio 25L oraz 75L. Użytkownik O2 bardziej wykorzystuje sieć dla swoich potrzeb, niż użytkownik O1. Korzystając z przepływów gałęziowych, wykorzystuje się więc dodatkowo informację o stopniu obciążenia sieci.

4.8.6. Metoda modułowa

Stosując metodę MW-km, można zapewnić pokrycie kosztów funkcjonowania sieci poprzez zastąpienie przepustowości gałęzi bezwzględną sumą przepływów gałęziowych, powodowanych przez wszystkie węzły. Opisuje to następujący wzór:

$$OP(k) = \sum_{i=1}^m K_i \frac{|f_i(k)|}{\sum_{j=1}^n |f_i(j)|}, \quad (4.42)$$

gdzie:

$OP(k)$ – koszt przypisany do węzła k ,

K_i – koszt gałęzi i ,

m – liczba wszystkich gałęzi,

n – liczba wszystkich węzłów,

$f_i(k)$ – przepływ w gałęzi i przypisany do węzła k ,

$f_i(j)$ – przepływ w gałęzi i przypisany do węzła j .

Metoda ta zakłada odpowiedzialność wszystkich węzłów za bieżące wykorzystanie przepustowości sieci i jej przyszłą rozbudowę [38]. Rezerwy w przepustowości mogą być wymagane, w celu spełnienia określonej niezawodności, stabilności i bezpieczeństwa pracy sieci lub jej bilansowania (np. potencjalne błędy w procesie planowania spowodowane założoną niepewnością). Niestety, metoda ta nie jest na tyle efektywna, aby zachęcać użytkowników sieci do zmniejszania obciążenia, powodując zwiększenie wydajności sieci i/lub odraczenie nowych inwestycji. Opłata przesyłowa, kalkulowana według tej metody, maleje ze wzrostem obciążenia węzłowego. Cecha ta jest właściwa węzłowi, nie zaś rozwojowi i bieżącej pracy sieci. Metoda modułowa wykazuje również dużą zależność od zmian w obciążeniach innych węzłów oraz od przyłączenia nowych użytkowników sieci. Opłaty nie przyrastają proporcjonalnie wraz ze wzrostem przepustowości gałęzi, co zauważa się w przypadku wielokrotnego wzmocnienia ciągu przesyłowego.

4.8.7. Metoda saldowania przepływów

Metoda przedstawiona w [79] zakłada brak opłat przesyłowych dla węzłów powodujących zmniejszenie przepływów w sieci (tzw. przepływów netto). Węzły, wykorzystujące gałęzie sieci w tym samym kierunku co saldo przepływów gałęziowych (wskazujące dodatni kierunek), ponoszą opłaty przesyłowe w proporcji do ich udziału w przepływie, według następującej zależności:

$$OP(k) = \sum_{i=1}^{n_d} K_i \frac{f_i(k)}{\sum_{j=1}^z f_i(j)}, \quad (4.43)$$

$$OP(k) = 0 \text{ dla } f_i(k) \leq 0,$$

gdzie:

n_d – liczba węzłów z dodatnim przepływem w gałęzi i .

Korzyścią, wynikającą z zastosowania omówionej metody, jest zmniejszenie gałęziowych przepływów netto, nawet w przypadkach występowania zapasu w przepustowości. W słabo obciążonych gałęziach występuje duża zmienność w ponoszonych opłatach ze względu na częstą zmianę kierunku przepływu netto. Rozwiązanie zawarte w metodzie saldowania przepływów silnie stymuluje węzły mające odwrotny kierunek w stosunku do przepływu netto, w wyniku czego taki węzeł nie ponosi opłaty przesyłowej. W momencie zmiany kierunku przepływu węzeł obciążany jest pełną opłatą. Na granicy przepustowości gałęzi opłata podlega dużej zmienności, mimo występowania małych wahań przepływu gałęziowego. Metoda saldowania przepływów wykazuje również dużą zależność od zmian w obciążeniach innych węzłów oraz faktu przyłączenia nowych użytkowników sieci. Wzmocnienie przepustowości gałęzi nie ma żadnego wpływu na opłatę, czyli mimo poniesionych nakładów inwestycyjnych, nie uzyskuje się ich zwrotu.

4.8.8. Metoda przeważającego przepływu

Metoda przeważającego przepływu, którą opisano w [43], jest kombinacją metody modułowej i saldowania przepływów oraz w części eliminuje ujemne cechy, określone w rozdziałach 4.8.6 i 4.8.7. Koszty gałęzi K_i alokowane są poprzez dwa składniki S_{Ai} i S_{Bi} . Całkowity koszt węzła $OP(k)$ jest równy sumie tych dwóch składników.

Składnik S_{Ai} odnosi się do przepustowości gałęzi aktualnie wykorzystywanej, zwanej podstawową. Ta część przepustowości odnoszona jest do przepływu gałęziowego netto i jest związana z kosztem ponoszonym tylko przez te węzły, które mają dodatni przepływ, np. mające ten sam kierunek, co całkowity przepływ netto f_i . Kryterium alokacji tej części jest analogiczne, jak w metodzie saldowania przepływów, gdzie:

$$S_{Ai} = K_i \frac{f_i}{f_i}. \quad (4.44)$$

Składnik S_{Bi} odnosi się do różnicy przepustowości $\bar{f}_i - f_i$, zwanej dodatkową. Składnik ten określa gałęziowy zapas przepustowości, który jest związany z niezawodnością i bezpieczeństwem pracy sieci oraz ponoszony jest przez wszystkie węzły zgodnie z zasadami metody modułowej. Opisuje go zależność:

$$S_{Bi} = K_i \frac{(\bar{f}_i - f_i)}{f_i}. \quad (4.45)$$

Metoda nie stymuluje odbiorców w warunkach bardzo małych przepływów. Zbliżenie się przepływu do wartości przepustowości gałęzi oraz przepływu o przeciwnym kierunku powoduje znaczny wzrost opłaty przesyłowej. Wzrost przepustowości gałęzi nie jest proporcjonalny do przyrostu opłat.

4.8.9. Metoda współczynników rozkładu mocy węzłowych

Tradycyjne zastosowanie metody współczynników rozkładu w analizach niezawodności i ograniczeń sieci elektroenergetycznych [49] może być również wykorzystane do rozdziału kosztów sieci na poszczególnych użytkowników, bazując na stopniu jej wykorzystania [80]. Znane są trzy różne odmiany współczynników rozkładu:

- współczynnik A , odzwierciedlający przyrostową zmianę przepływu gałęziowego, która jest spowodowana przyrostem mocy w węźle wytwórczym (bilansującym),
- współczynnik rozkładu całkowitego wytwarzania, który reprezentuje wpływ zmiany w przepływach gałęziowych całej sieci na łączną generację w węzłach wytwórczych,
- współczynnik rozkładu całkowitego obciążenia, który reprezentuje wpływ zmiany w przepływach gałęziowych całej sieci na łączne obciążenie w węzłach odbiorczych.

Do powyższych odmian stosuje się trzy sposoby ponoszenia opłat przez użytkowników sieci, zależnie od: wprowadzonej mocy netto, tylko przez wytwórców i mocy pobieranej tylko przez odbiorców.

Współczynnik rozkładu $A_{i-k,b}$ jest definiowany w analizie wrażliwości poprzez wskazywanie zależności pomiędzy przyrostem mocy ΔPI_b w danym węźle b i zmianę przepływu mocy Δf_{i-k} w gałęzi $i-k$ [49]. Zależność ta określa możliwość absorpcji przyrostu przez oczekiwaną zmianę ΔPI_R w węźle bilansującym R , całkowitą generację, całkowite obciążenie i brak zmiany całkowitych strat sieci. Zmiana przepływów gałęziowych spowodowana przyrostem mocy we wszystkich węzłach, wyrażona jest następująco:

$$\Delta f_{i-k} = \sum_{b \neq R} A_{i-k,b} \cdot \Delta PI_b, \quad (4.46)$$

przy spełnieniu bilansu $\sum_{b \neq R} (\Delta PI_b + \Delta P_R) = 0$.

Sposób obliczenia współczynników rozkładu, z wykorzystaniem rozptyłu stałoprądowego, można przedstawić następującym równaniem:

$$A_{i-k,b} = \frac{x_{ib} - x_{kb}}{x_{ik}}. \quad (4.47)$$

Współczynniki rozkładu są liniową estymacją zmian w przepływach gałęziowych, spowodowanych przyrostem mocy w węźle, oraz zależą od konfiguracji sieci i węzła bilansującego (różne węzły dają różne współczynniki), są zaś niezależne od kondycji sieci. Alternatywne źródła, określane przez współczynniki A , są wykorzystywane przez rozptył zmiennoprądowy lub algorytm ekonomicznego rozdziału wytwarzania. Ze względu jednak na swoją prostotę i efektywność preferowane jest zastosowanie rozptyłu stałoprądowego.

Współczynnik rozkładu całkowitego wytwarzania określony jest potrzebą uniezależnienia się od węzła bilansującego i od stałej wartości łącznej generacji [49]. Współczynnik $D_{i-k,g}$, odniesiony do generacji P_{Gg} , w danym węźle g , a także do przepływu f_{i-k} gałęzią $i-k$, można przedstawić następującą zależnością:

$$f_{i-k} = \sum_g D_{i-k,g} \cdot P_{Gg}. \quad (4.48)$$

Współczynniki D nie są przyrostowe, tak jak całkowita generacja, czy przepływy gałęziowe. Zależą one od kondycji sieci, dla której podstawą jest wykorzystanie rozptyłu mocy. Zależność pomiędzy współczynnikami A oraz D przedstawia następująca równość:

$$D_{i-k,g} = A_{i-k,g} + D_{i-k,R}, \quad (4.49)$$

gdzie:

$$D_{i-k,R} = \frac{f_{i-k} - \sum_{p \neq R} A_{i-k,p} \cdot P_{Gp}}{\sum_g P_{Gg}}.$$

Współczynniki rozkładu całkowitego obciążenia można przedstawić również za pomocą współczynników rozkładu całkowitego generacji. Wskaźnik $D_{i-k,j}$, odniesiony do obciążenia P_j , w danym węźle j , oraz do przepływu f_{i-k} gałęzią $i-k$, można przedstawić następującą zależnością:

$$f_{i-k} = \sum_j D_{i-k,j} \cdot P_j. \quad (4.50)$$

Przyrost obciążenia ΔP_z węzła z jest kompensowany odpowiednią zmianą obciążenia w węźle R , co powoduje przepływ gałęziowy mocy. Można go przedstawić następującym równaniem:

$$f'_{i-k} = \sum_j D_{i-k,j} \cdot L_j + C_{i-k,t} \cdot \Delta P_z - C_{i-k,R} \cdot \Delta P_z. \quad (4.51)$$

Podstawiając zależność (4.50) do równania (4.51), otrzymuje się:

$$f'_{i-k} - f_{i-k} = (C_{i-k,t} - C_{i-k,R}) \cdot \Delta P_z. \quad (4.52)$$

Zakładając, że kierunek przyrostu obciążenia ΔP_z jest przeciwny do kierunku zmian mocy w węźle, można napisać:

$$f'_{i-k} - f_{i-k} = \Delta f_{i-k} = (-A_{i-k,t}) \cdot \Delta P_z, \quad (4.53)$$

wtedy

$$C_{i-k,t} = C_{i-k,R} - A_{i-k,t}. \quad (4.54)$$

Jeżeli wszystkie obciążenia są pokrywane przez węzeł R , wprowadzenie superpozycji daje następującą zależność:

$$f'_{i-k} - f_{i-k} = \Delta f_{i-k} = \sum_{j \neq R} (-A_{i-k,j}) \cdot (-P_j), \quad (4.55)$$

oraz

$$f'_{i-k} = C_{i-k,R} \cdot P'_R, \quad P'_R = \sum_j P_j. \quad (4.56)$$

Z równań (4.55) i (4.56) otrzymuje się:

$$C_{i-k,R} = \frac{f_{i-k} - \sum_{j \neq R} A_{i-k,j} \cdot P_j}{\sum_j P_j}. \quad (4.57)$$

Wykorzystywanie liniowej aproksymacji rozptyłu stałoprądowego w kalkulacji współczynników sugeruje, aby rozważyć zastosowanie liniowej sieci bez strat. Częstą zasadą

jest traktowanie strat w gałęzi jako odbioru na jej początku i końcu (po połowie), dlatego zastosowanie linearyzacji przepływu gałęziowego daje ten sam efekt, co przyrost mocy.

Różne jest znaczenie powyższych współczynników. Współczynnik A odzwierciedla przyrostowe wykorzystanie zasobów sieci, zaś pozostałe dwa związane są z całkowitym wykorzystaniem sieci przez jedną grupę użytkowników (odbiorców lub wytwórców). Należy zwrócić uwagę, że współczynnik A jest niezależny od kondycji sieci, a silnie zależy od wyboru węzła bilansującego, który powinien być zbieżny z węzłem krańcowym wytwarzania. Trudne może być zastosowanie współczynników rozkładu w sieciach, w których często zmienia się węzeł krańcowy.

Należy pamiętać, że minimalnym wymaganiem na początku procesu alokacji kosztów sieci na poszczególnych jej użytkownikach jest wykonanie kalkulacji kosztów krańcowych, które uwzględniają warunki pracy sieci. Wykorzystanie w alokacji współczynników rozkładu obok sygnału ekonomicznego, dostarczanego przez koszty krańcowe, dodatkowo emituje sygnał związany z fizycznymi warunkami pracy sieci.

Współczynniki rozkładu wykazują również wrażliwość na wyłączenia gałęzi, co może być wykorzystane w rozważaniach nad celowością budowy nowych połączeń sieci.

4.8.10. Metody kosztów krańcowych

Pomimo trudności w kalkulacji, metody kosztów krańcowych zyskują szybko uznanie. W restrukturyzacji rynków energii elektrycznej w wielu krajach, tj. Nowej Zelandii, Argentynie, a w USA – Kalifornii, Nowym Jorku, Pensylwanii – New Jersey – Maryland (PJM), wdrożono metodykę kosztów krańcowych w ustalaniu cen usług przesyłowych.

Koszt krańcowy definiowany jest jako dodatkowy koszt wytworzenia jednej jednostki produktu więcej (lub mniej). Koszt krańcowy na ogół nie równa się przeciętnemu kosztowi produkcji, który ustala się, dzieląc koszty całkowite przez liczbę wyprodukowanych jednostek. Rozróżnia się koszty krańcowe krótko- i długookresowe, szerzej opisane w rozdziałach 4.8.10.1 i 4.8.10.2.

4.8.10.1. Krótkookresowy koszt krańcowy

Krótkookresowy koszt krańcowy (SRMC) związany jest ze zmianą poziomu produkcji w czasie na tyle krótkim, aby wszystkie źródła dostosowały się do pożądanego poziomu pracy. SRMC systemów elektroenergetycznych są zależne od miejsca i czasu, dla których określa się zmianę kosztów, wywołaną zmianą obciążenia. Odchylenia kosztów mogą pojawić się również w innych miejscach i momentach niż te, dla których zachodzi zmiana obciążenia. SRMC usług sieciowych w systemach elektroenergetycznych mogą być definiowane dla ram czasowych *ex ante* (przyszłych) lub *ex post* (po fakcie). Przyszłe krótkookresowe koszty krańcowe są definiowane następująco [18]:

$$K_{hi} = \sum_c \pi_{hc} \left(K_{hci} + \sum_n (E_{hcn}^N \cdot (VOLL_n - K_n) + KO_{hcn}) \right), \quad (4.58)$$

gdzie:

K_{hi} – całkowity koszt krańcowy energii w węźle i dla godziny h ,

π_{hc} – prawdopodobieństwo stanu systemu c , dla godziny h .

K_{hci} – koszt krańcowy energii elektrycznej: zmiana w koszcie całkowitym energii elektrycznej zależna od zmiany obciążenia w węźle i , stanu systemu c i godziny h (koszty krańcowe energii elektrycznej zawierają straty przesyłowe związane ze zmianą obciążenia w węźle i),

n – element zbioru N wszystkich węzłów,

E_{hcn}^N – oczekiwana, niedostarczona energia krańcowa w węźle j , spowodowana zmianą obciążenia w węźle i , dla stanu systemu c oraz godziny h ,

$VOLL_n$ – koszt niepokrycia zapotrzebowania (Value of Lost Load) w węźle n .

KO_{hcn} – koszty krańcowe ograniczeń dla stanu systemu c , godziny h , węzła n ; koszty te są wykazywane jako koszty ponownego rozdziału jednostek wytwórczych i wiążą się przede wszystkim z kosztami niezawodności²².

Praktyczne obliczenia i analizę krótkookresowych kosztów krańcowych dla węzłów sieci 400 i 220 kV przeprowadzono w [10].

Dla okresu przeszłego (*ex post*) krótkookresowy koszt krańcowy SRMC można również wyrazić wzorem (4.58), stosując jednak dwa wyjątki. Po pierwsze, stan systemu elektroenergetycznego jest znany, dlatego też nie ma potrzeby przyjmować różnych niepewnych stanów systemu. Po drugie, krańcowa niedostarczona energia elektryczna E_{hcn}^N , może być również wyłączona i będzie uwzględniana w równaniu (4.58) tylko dla okresów przyszłych.

Zależnie od struktury rynku, równanie (4.58), opisujące krótkookresowe koszty krańcowe dla okresu przeszłego, może nie zawierać kosztów niedostarczonej energii elektrycznej. Jeżeli usługi wytwarzania są rozdzielone w taki sposób, że usługi rezerwy mocy są przedmiotem osobnej opłaty, to pełnią one w gruncie rzeczy taką samą rolę, jak koszty przerw w dostawie energii elektrycznej. Rezerwy mocy są w istocie opcjami lub ubezpieczeniem, które prywatni uczestnicy rynku i operator systemu będą gromadzić aż do punktu, w którym koszt krańcowy – to jest cena licytacji rezerwy mocy, będzie w przybliżeniu równy kosztom oczekiwanej przerwy w dostawie energii elektrycznej. W ten sposób koszty przerwy w dostawie energii elektrycznej można uważać za alternatywną cenę rezerwy mocy.

Systemy elektroenergetyczne to zintegrowane układy generatorów, urządzeń przesyłowych i odbiorczych. SRMC usług elektrycznych dostarczanych w tych systemach nie mogą być właściwie określone bez modeli sieciowych, takich jak model MCTN, który jest w stanie szczegółowo odwzorować system elektroenergetyczny.

Stosując krótkookresowe koszty krańcowe, zależne od miejsca, dostawca usług przesyłowych uzyskuje przychody za straty przesyłowe i ograniczenia przesyłowe. Te dwa źródła dochodów są uzyskiwane jako suma iloczynów cen dla danego miejsca i wielkości mocy wytwarzanej, minus suma iloczynów cen dla danego miejsca i mocy pobieranej

²² Koszty ograniczeń są zazwyczaj uważane za koszty energii. Jakkolwiek ograniczenie przekłada się na wyższe całkowite koszty energii, to faktycznie jest kosztem niezawodności, wynikającym z przestrzegania przez operatorów systemu nałożonych limitów przepływu w liniach (gałęziach). Planiści ustalają parametry graniczne przepływów gałęziowych z powodu ograniczeń konstrukcyjnych i urządzeń bezpośrednio związanych z przesyłem. Limity przepływów liniami określa się na takich poziomach, aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne oraz zapobiegać długim i krótkotrwałym uszkodzeniom linii oraz urządzeń w systemie elektroenergetycznym.

na szynach. Te dwa elementy w rozbiciu na straty i ograniczenia przesyłowe przedstawiają się następująco:

$$\text{Przychody za straty przesyłowe} = \sum(c_L^l \cdot E_L) - \sum(c_G^l \cdot E_G)$$

$$\text{Przychody za ograniczenia przesyłowe} = \sum(c_L^e \cdot E_L) - \sum(c_G^e \cdot E_G)$$

gdzie:

c_G^l, c_L^l – ceny strat przesyłowych w gałęziach sieci, odpowiednio dla węzłów wytwórczych i odbiorczych,

c_G^e, c_L^e – ceny ograniczeń sieciowych, odpowiednio dla węzłów wytwórczych i odbiorczych,

E_G, E_L – wielkości przepływu energii elektrycznej, odpowiednio dla węzłów wytwórczych i odbiorczych.

Warto zauważyć, że firmy przesyłowe otrzymują za straty przesyłowe przychody prawie równe zero. Oznacza to, że opłaty ponoszone na rzecz wytwórców i przychody otrzymane od odbiorców w przybliżeniu równoważą się w warunkach rynkowych i rozdzielania świadczonych usług. Jak wiadomo, przepływy przychodów do dostawcy usług przesyłowych z tych dwóch źródeł będą prawdopodobnie stanowiły małą część całkowitych kosztów utrzymania sieci. Jednakże, zależnie od poziomu tych kosztów, stopnia spójności topologii sieci i rozptyłów mocy oraz stopnia rezerwowania sieci, możliwe jest, że przychody za straty przesyłowe i ograniczenia systemowe mogą być większe od kosztów całkowitych.

Cena zależna od miejsca, wyznaczana na podstawie krótkookresowych kosztów krańcowych, odnosząca się do odbiorcy, znajdującego się w danym miejscu, wynosi c_i . Również opłata za krańcową usługę przesyłu dla transakcji pomiędzy miejscami i oraz j wynosi $c_i - c_j$. Różnica pomiędzy tymi dwiema cenami zawiera w sobie zarówno straty przesyłowe, jak i ograniczenia sieciowe. Dla wszystkich szyn suma różnic cen, która jest przepływem lub przychodem, otrzymywanym przez dostawcę usług przesyłowych, będzie przyjmowała prawdopodobnie wartości dodatnie.

4.8.10.2. Długookresowy koszt krańcowy

Ceny za usługi przesyłowe mogą być ustalane na podstawie długookresowych kosztów krańcowych lub ich odmiany, długookresowych kosztów przyrostowych (LRIC)²³. Istnieje kilka metod ich wyznaczania, a jedną z nich jest analiza kosztów regionalnych²⁴. Badanie to rozpoczyna się od zdefiniowania scenariuszy zmian obciążeń szczytowych, w różnych obszarach lub regionach sieci, w perspektywie kilku lat. Analiza przepływu obciążeń identyfikuje potrzebne zmiany (rozwój) topologii sieci, spowodowane zmianą obciążenia. Zmiany układu sieci mogą mieć formę spowolnienia realizacji planów rozwoju

²³ LRMC i LRIC można w przybliżeniu zdefiniować jako zmianę kosztu w stosunku do zmiany obciążenia w okresie wystarczającym na realizację wszystkich pożądaných zmian w infrastrukturze przesyłowej, to znaczy pociągającą za sobą jak najniższy przyrost kosztów.

²⁴ Inne opracowania uwzględniają metody *nakładów planowanych* oraz *wydatków historycznych*. Oba te podejścia stosuje się zazwyczaj dla całego przedsiębiorstwa, dlatego też nie uwzględniają one przestrzennej zależności pomiędzy przyrostem obciążenia, a inwestycją przesyłową.

lub dodatkowych wzmocnień istniejącego układu. Zmiany kosztów, implikowane przez zmiany ilościowe i jakościowe urządzeń, stanowią koszty przyrostowe, związane ze scenariuszem zmian obciążenia szczytowego. Długookresowy koszt krańcowy i długookresowy koszt przyrostowy można zdefiniować jako:

$$LRMC_r = \sum_t \left(\frac{\Delta I_t \cdot ECC + \Delta K_t^u}{\Delta P_t} (1+k)^{-t} \right), \quad (4.59)$$

gdzie:

$LRMC_r$ – długookresowy koszt krańcowy dla regionu r ,

ΔI_t – przyrost kapitału inwestycyjnego w roku t ,

ECC – ekonomiczna stopa zwrotu kapitału,

ΔK_t^u – zmiana kosztów utrzymania sieci w roku t ,

ΔP_t – zmiana obciążenia szczytowego w roku t ,

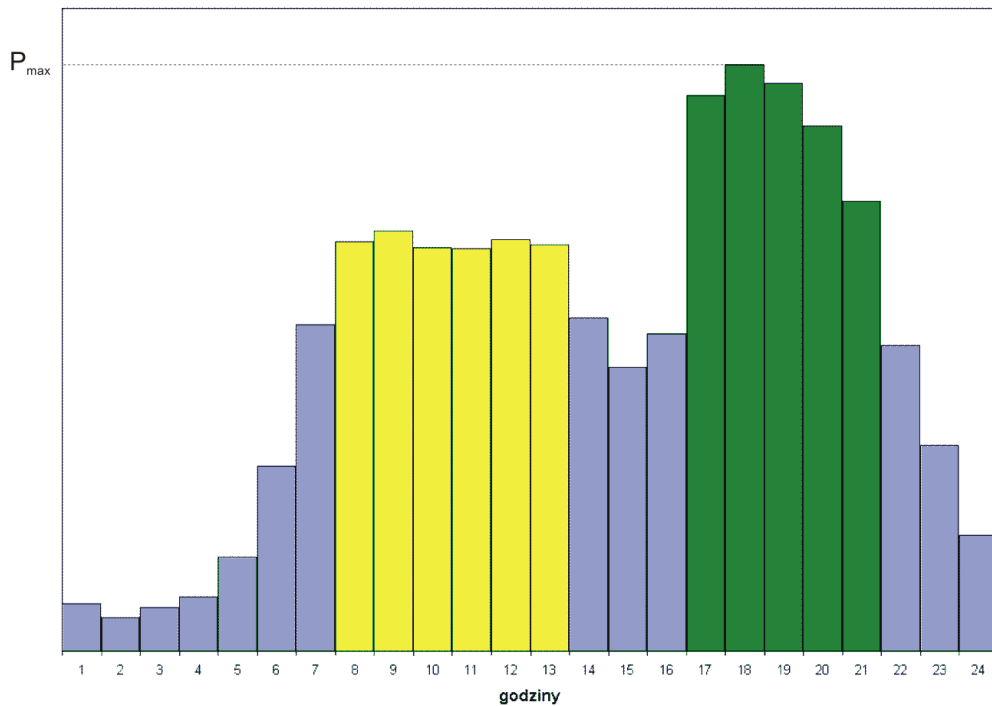
k – stopa dyskonta.

Koszty krańcowe, oszacowane metodą LRMC i LRIC, są wykorzystywane podczas ustalania ceny usług przesyłowych na jednostkę mocy czynnej obciążenia. Obciążenie jest zwykle mierzone równocześnie w danym obszarze systemu dla okresów miesięcznych lub rocznych.

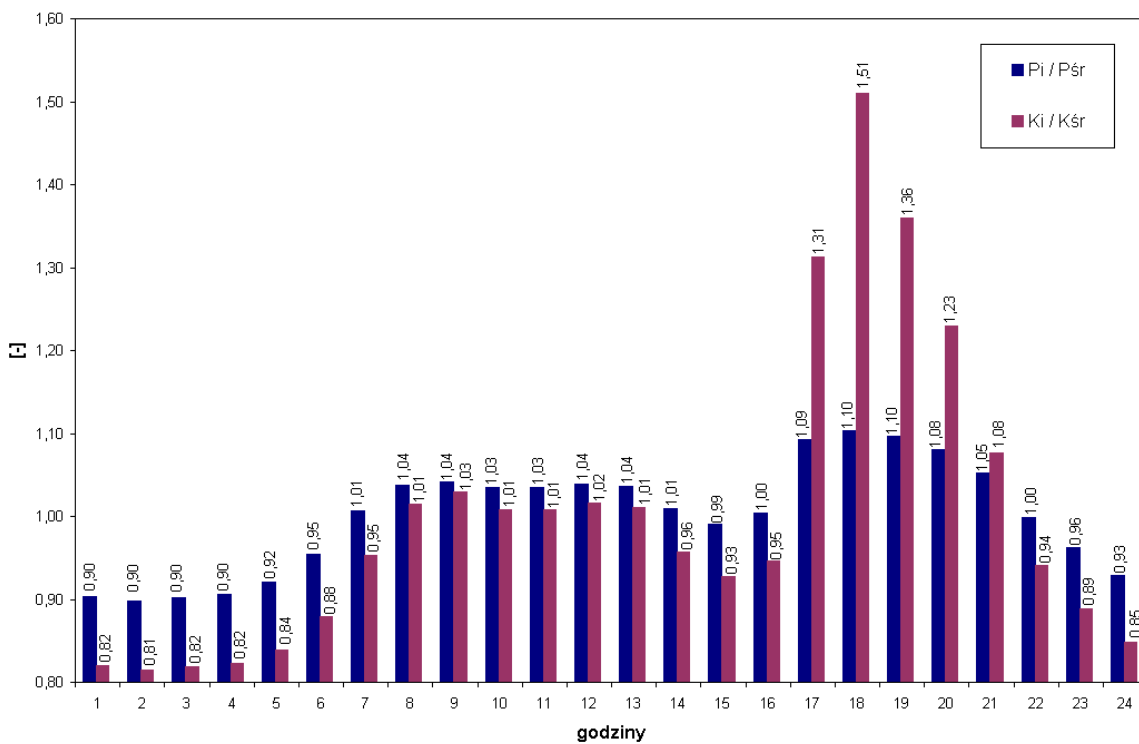
Stosowanie metod LRMC i LRIC spotyka się jednak z pewnymi trudnościami. Pierwsza z nich dotyczy właściwego wyliczenia udziału inwestycji przesyłowych, które są związane tylko z przewidywanym wzrostem obciążenia. Główne inwestycje sieciowe związane są z nowymi przyłączeniami oraz modernizacją fizycznie starzejących się urządzeń. Drugą trudnością jest brak bezpośredniego związku pomiędzy inwestycjami dokonanymi w przeciągu roku i zmianą obciążenia w czasie danego roku.

4.8.11. Metoda warstw i słupów podziału kosztów

Podstawą budowy i kalkulacji taryf przesyłowych są różnego rodzaju koszty funkcjonowania przedsiębiorstwa, świadczącego usługi przesyłowe. Koszty te powinny być ewidencjonowane zgodnie z ustawą o rachunkowości. Niestety, takie wymagania nie korespondują z potrzebami, które pozwalają w sposób precyzyjny, bez subsydiowania, rozdzielać koszty na poszczególnych odbiorców. W tej sytuacji duże znaczenie odgrywiają metody, dzięki którym możliwy jest nieproporcjonalny podział kosztów w ramach systemu taryfowego, przy wykorzystaniu pewnego czynnika fizycznego (np. krzywej zapotrzebowania), związanego z tą grupą kosztów. Metodę warstw i słupów, zwaną metodą Eisenmengera [59], można zaliczyć do metod stymulujących odbiorców dzięki właściwości wartościowania zmienności czynnika. Tą cechą metody można wyjaśnić na przykładzie dobowej krzywej obciążenia mocą czynną, przedstawioną na rys. 4.22.



Rys. 4.22. Dobowa krzywa obciążenia KSE mocą czynną w okresie zimowym



Rys. 4.23. Wykres godzinowych wartości względnych mocy i kosztu

Wykres mocy dzieli się na równe pasma poziome, odpowiadające różnym stopniom wykorzystania mocy przez odbiorców, oraz kolumny pionowe, odpowiadające godzinom lub

miesiąc, zawierające liczby megawatów zapotrzebowanych z różnych pasm mocy. Każde pasmo ma taką samą wartość, która wynosi:

$$K_p = \frac{K_c}{P_{\max}}, \quad (4.60)$$

gdzie:

K_p – koszt pasma 1 MW-owego,

K_c – koszt całkowity,

P_{\max} – maksymalna moc czynna w badanym okresie.

Następnie oblicza się cenę 1 MW mocy c_k dla poszczególnych godzin przypisanych do danego pasma:

$$c_k = \frac{K_p}{t} \cdot t_{P \leq P_k}, \quad (4.61)$$

gdzie:

K_p – jak we wzorze 4.60,

t – liczba godzin w badanym okresie (w symulacji $t = 24$),

$t_{P \leq P_k}$ – liczba godzin, w których moc jest mniejsza bądź równa mocy w godzinie k ,

oraz koszt mocy w poszczególnych godzinach będący iloczynem mocy i ceny w danej godzinie.

W wyniku zastosowania omówionej metody, otrzymuje się nieproporcjonalny podział kosztów na poszczególne godziny w porównaniu do mocy zapotrzebowanej, co zostało przedstawione na rys. 4.23. Pokazuje on wykres zmian wartości względnych mocy i kosztu.

W ten sposób osiąga się zróżnicowanie jednostkowych cen, dzięki któremu moce szczytowe, mało wykorzystane, kosztują więcej niż moce podstawowe – wykorzystane lepiej.

Metodę warstw i słupów można zastosować również przy podziale kosztów na podstawie wartości energii godzinowych lub grupowanych w dłuższych okresach (np. stref czasowych doby dla danego sezonu). W tym przypadku należy pamiętać o obliczeniu mocy średnich w danych okresach, które następnie będą podstawą różnicowania kosztu.

4.8.12. Propozycja wskaźników wykorzystania infrastruktury sieciowej

Dla praktycznych zastosowań metod wykorzystywania infrastruktury sieciowej, omówionych w niniejszej pracy, proponuje się wskaźniki opisane w poniższych rozdziałach, stanowiących rozwinięcie koncepcji przedstawionej w [91].

4.8.12.1 Wskaźniki wynikające z zastosowania metody przyrostowej

Infrastrukturę sieciową, ze względu na specyfikę kosztów, należy podzielić na trzy mniejsze grupy: linie, transformatory oraz stacje – reprezentowane przez pola liniowe. Te trzy podgrupy stanowią podzbiory całego zbioru elementów, tworzących infrastrukturę sieciową **S**, co można zapisać:

$$\mathbf{S} = \{\mathbf{L}, \mathbf{T}, \mathbf{R}\}, \quad (4.62)$$

gdzie:

L – linie, T – transformatory, R – rozdzielnie.

Dla każdego z podzbiorów można podać wielkość charakterystyczną z punktu widzenia kosztów. I tak: dla linii będzie to ich długość, dla transformatorów ich moc, a dla rozdzielni można przyjąć liczbę pól liniowych.

Ze względu na to, że obliczenia wskaźników najczęściej wykonuje się dla sieci wielonapięciowej, konieczny staje się podział podstawowych elementów infrastruktury sieciowej na mniejsze podzbiory, związane z poszczególnymi poziomami napięć. Dla oznaczenia podzbiorów wprowadza się liczbę charakteryzującą poziom napięcia m , który w przypadku transformatorów określa poziomy napięcie sprzęgających:

$$\mathbf{L} = \{\mathbf{L}_m\}, \mathbf{T} = \{\mathbf{T}_m\}, \mathbf{R} = \{\mathbf{R}_m\}.$$

Dla tak zdefiniowanego podziału sieci, można obliczyć wskaźniki kosztowe dla każdego węzła odbiorczego i wytwórczego.

Dysponując rozplływem bazowym oraz rozplływem przyrostowym, a także kompletem danych o obciążeniach, generacji i sieci, można wyznaczyć wielkości charakterystyczne, związane z wszystkimi węzłami odbiorczymi i wytwórczymi (pod warunkiem, że rozplwy przyrostowe wyznaczane są dla wszystkich węzłów wytwórczych i odbiorczych).

Niezależnie od rodzaju wyznaczonego rozplwy przyrostowego, można obliczyć wskaźniki, pozwalające na alokację kosztów infrastruktury sieciowej (linii, transformatorów i rozdzielni) do poszczególnych węzłów, zarówno wytwórczych jak i odbiorczych, adekwatnie do stopnia ich wykorzystania. Wskaźniki te mają związek z przedstawionymi w rozdziałach 4.8.5, 4.8.6 i 4.8.8 metodami i stanowią praktyczną ich implementację. Poniżej zawarto również postać wzorów, wynikającą z zastosowania stałoprądowego rozplwy mocy przedstawionego w rozdziale 4.7.1.3, co pozwala w sposób efektywny obliczyć wskaźniki stopnia wykorzystania linii, transformatorów i pól rozdzielni według następujących wzorów:

- dla linii:

a) zastępcza odległość przesyłu

$$\lambda_{i,m}^1 = \frac{\sum_{g \in Lm} (P_g^P - P_g^B) \cdot l_g}{\Delta P_i} = \sum_{g \in Lm} H_{g,i} \cdot l_g, \quad (4.63a)$$

b) modułowa zastępcza odległość przesyłu

$$\lambda_{i,m}^2 = \frac{\sum_{g \in Lm} |(P_g^P - P_g^B)| \cdot l_g}{\Delta P_i} = \sum_{g \in Lm} |H_{g,i}| \cdot l_g, \quad (4.63b)$$

c) zastępcza odległość przesyłu dla dodatnich zmian przepływów ($H_{g,i} > 0$ lub

$$(P_g^P - P_g^B) > 0)$$

$$\lambda_{i,m}^3 = \frac{\sum_{g \in Lm} (P_g^P - P_g^B) \cdot l_g}{\Delta P_i} = \sum_{g \in Lm} H_{g,i} \cdot l_g; \quad (4.63c)$$

- dla transformatorów:

a) zastępcza moc pozorna

$$\lambda_{i,m}^1 = \frac{\sum_{g \in Tm} (P_g^P - P_g^B) \cdot S_{gT}}{\Delta P_i} = \sum_{g \in Tm} H_{g,i} \cdot S_{gT}, \quad (4.64a)$$

b) modułowa zastępcza moc pozorna

$$\lambda_{i,m}^2 = \frac{\sum_{g \in Tm} |(P_g^P - P_g^B)| \cdot S_{gT}}{\Delta P_i} = \sum_{g \in Tm} |H_{g,i}| \cdot S_{gT}, \quad (4.64b)$$

c) zastępcza moc pozorna dla dodatnich zmian przepływów ($H_{g,i} > 0$ lub $(P_g^P - P_g^B) > 0$)

$$\lambda_{i,m}^3 = \frac{\sum_{g \in Lm} (P_g^P - P_g^B) \cdot S_{gT}}{\Delta P_i} = \sum_{g \in Lm} H_{g,i} \cdot S_{gT}; \quad (4.64c)$$

- dla pól rozdzielni:

a) zastępcze pole liniowe rozdzielni

$$\lambda_{i,m}^1 = \frac{\sum_{g \in Lm} (P_g^P - P_g^B)}{\Delta P_i} = \sum_{g \in Lm} H_{g,i}, \quad (4.65a)$$

b) modułowe zastępcze pole liniowe rozdzielni

$$\lambda_{i,m}^2 = \frac{\sum_{g \in Lm} |(P_g^P - P_g^B)|}{\Delta P_i} = \sum_{g \in Lm} |H_{g,i}|, \quad (4.65b)$$

c) zastępcze pole liniowe rozdzielni dla dodatnich zmian przepływów ($H_{g,i} > 0$ lub $(P_g^P - P_g^B) > 0$)

$$\lambda_{i,m}^3 = \frac{\sum_{g \in Lm} (P_g^P - P_g^B)}{\Delta P_i} = \sum_{g \in Lm} H_{g,i}, \quad (4.65c)$$

gdzie:

P_g^P, P_g^B – moce czynne gałęziowe odpowiednio w rozplýwie przyrostowym i bazowym,

ΔP_i – przyrost mocy w węzle odbiorczym (jeżeli wskaźniki wyznaczone są dla węzła odbiorczego) lub przyrost mocy generowanej w węzle wytwórczym (gdy wskaźniki obliczane są dla węzła wytwórczego),

l_g – długość linii,

$H_{g,i}$ – współczynnik określający udział węzła i w przepływie mocy gałęzią g .

Wzory (4.63÷4.65) są słuszne przy następujących założeniach:

- wszystkie gałęzie powinny być tak zorientowane, aby przepływy gałęziowe w rozplywie bazowym miały wartości dodatnie (oczywiście dla rozplywu przyrostowego orientacja gałęzi pozostaje taka sama jak dla rozplywu bazowego, lecz mogą pojawić się przepływy ujemne),
- ponieważ w gałęziach występują straty mocy, przepływy gałęziowe powinny odnosić się do jednej wartości, którą może być moc gałęziowa na początku linii bądź na jej końcu lub też jako średnia arytmetyczna mocy na obu końcach gałęzi.

Dla wyznaczonych według powyżej przedstawionych wzorów wartości λ , można obliczyć pracę sieci (T), liczoną po mocach węzłowych, będącą iloczynem odpowiedniej wartości λ i mocy czynnej użytkownika (odbieranej dla węzłów odbiorczych i generowanej dla wytwórców). Ogólny wzór na obliczenie tej pracy jest następujący:

$$T_{i,m}^n = \lambda_{i,m}^n P_i, \quad (4.66)$$

przy czym indeks n przyjmuje wartości 1, 2, 3, zaś m odpowiada poszczególnym poziomom napięć znamionowych sieci.

Pracę można także obliczyć z wykorzystaniem przepływów gałęziowych. Praca ta, oznaczona jako Tg , jest iloczynem różnicy mocy czynnej, przepływającej przez gałąź g w rozplywie przyrostowym i bazowym, gałęziowej mocy czynnej z rozplywu bazowego i długości gałęzi g , zaś dla transformatora jego mocy znamionowej. Praca ta wyznaczana jest dla trzech przypadków analizy zmian rozplywu (dla różnicy, modułu różnicy oraz różnicy zmian dodatnich) z podziałem na poszczególne poziomy napięć. Wzory określające sposób obliczeń dla poszczególnych przypadków są następujące:

- obliczenia dla różnicy przepływów gałęziowych:

$$a) \text{ dla linii: } Tg_{i,m}^1 = \frac{\sum_{g \in Lm} (P_g^P - P_g^B) \cdot P_g^B \cdot l_g}{\Delta P_i}, \quad (4.67a)$$

$$b) \text{ dla transformatorów: } Tg_{i,m}^1 = \frac{\sum_{g \in Tm} (P_g^P - P_g^B) \cdot P_g^B \cdot S_{gT}}{\Delta P_i}, \quad (4.67b)$$

$$c) \text{ dla pól rozdzielni: } Tg_{i,m}^1 = \frac{\sum_{g \in Lm} (P_g^P - P_g^B) \cdot P_g^B}{\Delta P_i}; \quad (4.67c)$$

- obliczenia z uwzględnieniem modułu różnicy przepływów gałęziowych:

$$a) \text{ dla linii: } Tg_{i,m}^2 = \frac{\sum_{g \in Lm} |(P_g^P - P_g^B)| \cdot P_g^B \cdot l_g}{\Delta P_i}, \quad (4.68a)$$

$$\text{b) dla transformatorów: } Tg_{i,m}^2 = \frac{\sum_{g \in Tm} |(P_g^P - P_g^B)| \cdot P_g^B \cdot S_{gT}}{\Delta P_i}, \quad (4.68b)$$

$$\text{c) dla pól rozdzielni: } Tg_{i,m}^2 = \frac{\sum_{g \in Lm} |(P_g^P - P_g^B)| \cdot P_g^B}{\Delta P_i}; \quad (4.68c)$$

- obliczenia przy dodatniej różnicy zmian w przepływach gałęziowych
($(P_g^P - P_g^B) > 0$):

$$\text{a) dla linii: } Tg_{i,m}^3 = \frac{\sum_{g \in Lm} (P_g^P - P_g^B) \cdot P_g^B \cdot l_g}{\Delta P_i}, \quad (4.69a)$$

$$\text{b) dla transformatorów: } Tg_{i,m}^3 = \frac{\sum_{g \in Tm} (P_g^P - P_g^B) \cdot P_g^B \cdot S_{gT}}{\Delta P_i}, \quad (4.69b)$$

$$\text{c) dla pól rozdzielni: } Tg_{i,m}^3 = \frac{\sum_{g \in Lm} (P_g^P - P_g^B) \cdot P_g^B}{\Delta P_i}. \quad (4.69c)$$

Powyższe wielkości są wielkościami mianowanymi i stanowią bazę do podziału kosztów stałych sieci, związanych z liniami, transformatorami i polami rozdzielni, dlatego należy obliczyć udziały poszczególnych węzłów (osobno wytwórczych i odbiorczych) w korzystaniu z każdej z grup elementów sieci. W tym celu dane wielkości charakterystyczne, wynikające z wskaźników λ , T i Tg , należy sprowadzić do udziałów tak, aby ich suma dawała wartość 1. Udziały te można wyznaczyć następująco:

$$\text{a) } w(\lambda)_{i,m}^n = \frac{\lambda_{i,m}^n}{\sum_i \lambda_{i,m}^n}, \quad (4.70a)$$

$$\text{b) } w(T)_{i,m}^n = \frac{T_{i,m}^n}{\sum_i T_{i,m}^n}, \quad (4.70b)$$

$$\text{c) } w(Tg)_{i,m}^n = \frac{Tg_{i,m}^n}{\sum_i Tg_{i,m}^n}, \quad (4.70c)$$

przy czym n przyjmuje wartość 1, 2, 3, zaś m odpowiada poszczególnym poziomom napięć znamionowych sieci.

Wspomniane w rozdziale 4.8.3 rozwiązanie, uśredniające drogę przesyłu pomiędzy dwoma punktami sieci, będącej wypadkową kilku równoległych dróg, można obliczyć wykorzystując metodę przyrostową. Zastosowanie stałoprądowego rozplywu mocy w określaniu stopnia wykorzystania sieci przez użytkowników (rozd. 4.7.1.3) pozwala w sposób efektywny obliczyć sieciową odległość pomiędzy węzłem dostawczym p i węzłem

odbiorczym q oraz określić wskaźniki stopnia wykorzystania transformatorów i pól rozdzielni według poniższych wzorów:

- dla linii:

a) zastępcza odległość przesyłu $\lambda_{p-q,m}^1 = \sum_{g \in Lm} (H_{g,p} - H_{g,q}) \cdot l_g$, (4.71a)

b) modułowa zastępcza odległość przesyłu $\lambda_{p-q,m}^2 = \sum_{g \in Lm} |(H_{g,p} - H_{g,q})| \cdot l_g$, (4.71b)

c) zastępcza odległość przesyłu dla dodatnich zmian przepływów ($H_{g,p} - H_{g,q} > 0$) $\lambda_{p-q,m}^3 = \sum_{g \in Lm} (H_{g,p} - H_{g,q}) \cdot l_g$; (4.71c)

- dla transformatorów:

a) zastępcza moc pozorna $\lambda_{p-q,m}^1 = \sum_{g \in Lm} (H_{g,p} - H_{g,q}) \cdot S_{gT}$, (4.72a)

b) modułowa zastępcza moc pozorna $\lambda_{p-q,m}^2 = \sum_{g \in Lm} |(H_{g,p} - H_{g,q})| \cdot S_{gT}$, (4.72b)

c) zastępcza moc pozorna dla dodatnich zmian przepływów ($H_{g,p} - H_{g,q} > 0$) $\lambda_{p-q,m}^3 = \sum_{g \in Lm} (H_{g,p} - H_{g,q}) \cdot S_{gT}$ [MVA]; (4.72c)

- dla pól rozdzielni:

a) zastępcze pole liniowe rozdzielni $\lambda_{p-q,m}^1 = \sum_{g \in Lm} (H_{g,p} - H_{g,q})$, (4.73a)

b) modułowe zastępcze pole rozdzielni $\lambda_{p-q,m}^2 = \sum_{g \in Lm} |(H_{g,p} - H_{g,q})|$, (4.73b)

c) zastępcze pole liniowe rozdzielni dla dodatnich zmian przepływów ($H_{g,p} - H_{g,q} > 0$) $\lambda_{p-q,m}^3 = \sum_{g \in Lm} (H_{g,p} - H_{g,q})$. (4.73c)

Z porównania wzorów (4.63)÷(4.65) oraz (4.71)÷(4.73) wynika, że zamiast pojedynczego parametru H , będącego współczynnikiem udziału mocy węzłowej w mocy gałęziowej, należy w tym przypadku brać różnice tych współczynników, dla badanej pary węzłów.

Metoda przepływów granicznych, przedstawiona w rozdziale 4.8.4, w swojej idei wykorzystuje metodykę przyrostową. Podobnie jak dla rozptylowej metody przyrostowej, w tej metodzie bada się zmianę przepływów mocy czynnej w gałęziach pod wpływem przyrostu obciążenia mocy węzłowej. Jednak w metodzie przepływów granicznych nie są istotne zmiany przepływów we wszystkich liniach (gałęziach) sieci, lecz jedynie w wybranych.

Stosując tą metodę, dokonuje się podziału wszystkich węzłów sieci na kilka obszarów w ten sposób, aby węzły w obszarach były ze sobą powiązane gałęziami. Taka definicja obszarów powoduje, że obszary nie mogą zachodzić na siebie, wobec czego są obszarami sąsiadującymi, powiązanymi (lub nie) liniami zwanymi granicznymi.

Obliczenia, jak w przypadku metody przyrostowej, będą rozpoczynały się wyznaczeniem rozptywu bazowego, a więc dla danych konfiguracji i obciążeń węzłowych, podobnie jak dla stanu normalnego. Po wyznaczeniu rozptywu bazowego, obliczony zostanie rozptyw przyrostowy. Przyrost obciążenia w tej metodzie zostaje zadawany dla poszczególnych węzłów odbiorczych na danym obszarze, przy czym, tak jak w metodzie przyrostowej, może to być przyrost jednakowy dla każdego węzła lub proporcjonalny do mocy w każdym węźle. Dla tak zmienionych mocy węzłowych obliczany jest rozptyw mocy. Zadany przyrost obciążenia bilansowany jest przez wszystkie węzły wytwórcze, znajdujące się poza obszarem węzła odbiorczego, w którym dokonano przyrostu.

Zmianę rozptywu (różnicę między rozptywem przyrostowym, a bazowym) bada się tylko w gałęziach granicznych, których jeden węzeł należy do rozważanego obszaru, zaś drugi leży poza nim.

Miarą wykorzystania infrastruktury przez dany węzeł sieciowy w analizowanym obszarze jest suma zmian przepływów mocy czynnej w gałęziach granicznych, odniesiona do wartości zmiany mocy węzłowej. Podobnie jak dla metody przyrostowej, wyznaczone mogą być wskaźniki, określające rzeczywistą sumę zmian przepływów, sumę modułową oraz sumę dodatnich zmian przepływów, osobno dla linii różnych napięć oraz transformatorów z różnymi przekładniami:

- względna wartość zmiany przepływów granicznych:

$$a) \quad \text{dla linii: } u_{i,m} = \frac{\sum_{g \in Lm \cap L_z} (P_g^P - P_g^B)}{\Delta P_i}, \quad (4.74a)$$

$$b) \quad \text{dla transformatorów: } u_{i,m} = \frac{\sum_{g \in Tm \cap L_z} (P_g^P - P_g^B)}{\Delta P_i}; \quad (4.74b)$$

- względna wartość modułów zmian przepływów granicznych:

$$a) \quad \text{dla linii: } u_{i,m} = \frac{\sum_{g \in Lm \cap L_z} |P_g^P - P_g^B|}{\Delta P_i}, \quad (4.75a)$$

$$b) \quad \text{dla transformatorów: } u_{i,m} = \frac{\sum_{g \in Tm \cap L_z} |P_g^P - P_g^B|}{\Delta P_i}; \quad (4.75b)$$

- względna wartość dodatnich zmian przepływów granicznych ($(P_g^P - P_g^B) > 0$):

$$a) \quad \text{dla linii: } u_{i,m} = \frac{\sum_{g \in Lm \cap L_z} (P_g^P - P_g^B)}{\Delta P_i}, \quad (4.76a)$$

$$b) \quad \text{dla transformatorów: } u_{i,m} = \frac{\sum_{g \in Tm \cap L_z} (P_g^P - P_g^B)}{\Delta P_i}, \quad (4.76b)$$

gdzie:

L_z – zbiór gałęzi granicznych danego obszaru,

m – poszczególne poziomy napięć znamionowych sieci.

4.8.12.2 Wskaźniki wynikające z zastosowania metody śledzenia rozptyłów

W metodzie śledzenia rozptyłów, podobnie jak w metodzie przyrostowej, można określić szereg wskaźników, będących niektórymi odpowiednikami parametrów przedstawionych w rozdziale 4.8.11.1. Wskaźniki te wykorzystują właściwość, wynikającą z konieczności wyznaczania udziałów poszczególnych węzłów w przepływach gałęziowych, wobec czego możliwy jest ich podział na napięcia. Specyfika infrastruktury sieciowej wymaga również osobnego traktowania kosztów linii, transformatorów i stacji. Dla tych obiektów można sformułować analogiczne, jak w metodzie przyrostowej, wzory:

a) zastępcza odległość przesyłu dla linii:

$$l_{i,m} = \sum_{g \in Lm} w_{g,i} \cdot l_g, \quad (4.77a)$$

b) zastępcza moc pozorna dla transformatorów:

$$l_{i,m} = \sum_{g \in Tm} w_{g,i} \cdot S_{gT}, \quad (4.77b)$$

c) zastępcze pole liniowe dla rozdzielni:

$$l_{i,m} = \sum_{g \in Lm} w_{g,i}, \quad (4.77c)$$

gdzie:

$w_{g,i}$ – udział użytkownika i w przepływie mocy czynnej gałęzią g ,

l_g – długość linii g ,

S_{gT} – moc znamionowa transformatora.

Dla poszczególnych powyższych wartości l można obliczyć pracę T sieci, liczoną po mocach węzłowych, będącą iloczynem odpowiedniej wartości l i mocy czynnej użytkownika P_i (odbieranej w przypadku odbiorców i generowanej w przypadku wytwórców). Ogólny wzór na obliczanie tej pracy jest następujący:

$$T_{i,m} = l_{i,m} P_i, \quad (4.78)$$

przy czym indeks m odpowiada poszczególnym poziomom napięć znamionowych sieci.

Wykorzystując przepływy gałęziowe, można również obliczyć pracę, oznaczoną jako Tg . Jest ona iloczynem udziału węzła i w przepływie mocy czynnej przez gałąź g , gałęziowej mocy czynnej P_g i długości gałęzi l_g w przypadku linii, zaś dla transformatora jego mocy znamionowej S_{gT} . Praca ta wyznaczana jest z podziałem na poszczególne poziomy napięć. Wzory określające sposób obliczeń dla poszczególnych grup elementów sieci, są następujące:

a) dla linii: $Tg_{i,m} = \sum_{g \in Tm} w_{g,i} \cdot P_g \cdot l_g,$ (4.79a)

$$b) \text{ dla transformatorów: } Tg_{i,m} = \sum_{g \in Tm} w_{g,i} \cdot P_g \cdot S_{gT}, \quad (4.79b)$$

$$c) \text{ dla pól rozdzielni: } Tg_{i,m} = \sum_{g \in Lm} w_{g,i} \cdot P_g. \quad (4.79c)$$

Jeszcze inną wielkością, możliwą do zdefiniowania w celu zobrazowania wykorzystania sieci przez danego użytkownika, jest jego promień zasilania R . Generalnie jest to stosunek pracy sieci Tg użytkownika, liczonej na podstawie przepływów gałęziowych, do jego mocy P . Promień zasilania wyznaczony dla linii, intuicyjnie, ale i fizycznie, definiuje obszar, w ramach którego odbierana jest moc z danego węzła wytwórczego lub zasilany jest dany węzeł odbiorczy. Można to zapisać:

$$R_{i,m} = \frac{Tg_{i,m}}{P_i}, \quad (4.80)$$

gdzie:

P_i – moc generowana P_{Gi} lub odbierana P_{Li} ,

$R_{i,m}$ – promień zasilania węzła i .

Powyższe wielkości są wielkościami mianowanymi i stanowią bazę do podziału kosztów stałych sieci, związanych z liniami, transformatorami i polami rozdzielni, dlatego należy obliczyć udziały poszczególnych węzłów (osobno wytwórczych i odbiorczych) w korzystaniu z każdej z grup elementów sieci. W tym celu należy dane wielkości charakterystyczne, wynikające z l , T , Tg i R , sprowadzić do udziałów tak, aby ich suma dawała wartość 1. Udziały te można wyznaczyć ze wzorów:

$$a) w(l)_{i,m} = \frac{l_{i,m}}{\sum_i l_{i,m}}, \quad (4.81a)$$

$$b) w(T)_{i,m} = \frac{T_{i,m}}{\sum_i T_{i,m}}, \quad (4.81b)$$

$$c) w(Tg)_{i,m} = \frac{Tg_{i,m}}{\sum_i Tg_{i,m}}, \quad (4.81c)$$

$$d) w(R)_{i,m} = \frac{R_{i,m}}{\sum_i R_{i,m}}. \quad (4.81d)$$

przy czym m odpowiada poszczególnym poziomom napięć znamionowych sieci.

4.9. Ocena zastosowania wskaźników wykorzystania infrastruktury sieciowej w kalkulacji opłat przesyłowych

Zachowania użytkowników sieci elektroenergetycznej kształtowane są różnie, zależnie od okresu obowiązywania taryfy przesyłowej. Wyróżnia się taryfy ustalane na pewne okresy (krótkie, bądź dłuższe) oraz w trybie prawie on-line. Taryfy typu on-line w sposób dynamiczny odwzorowują bieżący stan pracy sieci, przy czym dotyczy to zarówno warunków normalnych, jak też awaryjnych pracy. Uwzględnianie zmieniających się warunków pracy sieci elektroenergetycznych wymaga częstych zmian stawek opłat. Niestety, negatywnym skutkiem tego jest trudność w prognozowaniu ich poziomu. Z drugiej strony użytkownicy sieci nie mają możliwości szybkiego reagowania i w efekcie wpływania na wysokość ponoszonych opłat przesyłowych. Taryfa przesyłowa ustalana na krótkie okresy – miesiąc, kwartał, półrocze, sezon, czy rok odwzorowuje podstawowe zjawiska obserwowane w sieci elektroenergetycznej i jednocześnie pozwala oddziaływać na jej użytkowników, stymulując ich odpowiednie zachowania. Stabilność sygnałów cenowych takiej taryfy przesyłowej jest wysoka, co sprzyja średnioterminowemu planowaniu opłat przesyłowych. Inną zaletą tego rodzaju taryf jest bazowanie na normalnych, a więc bezpiecznych warunkach pracy sieci elektroenergetycznej, na podstawie których kalkulowane są stawki opłat za przesył. Użytkownicy nie są obciążani skutkami chwilowych zakłóceń w funkcjonowaniu sieci, stanowiących element operacyjnego zarządzania tą siecią.

Chcąc przedstawić efektywność oddziaływania krótkoterminowych taryf przesyłowych na użytkowników sieci, w bezpiecznych warunkach jej funkcjonowania, w dalszej części niniejszego rozdziału przedstawiono wyniki obliczeń wskaźników zaproponowanych w rozdziale 4.8. Celem analizy jest zbadanie wpływu zmiennych warunków pracy sieci na wysokość węzłowych wskaźników jej wykorzystania. Obliczenia wykonano dla sieci testowej CIGRE i pięciu układów normalnych pracy sieci 400, 220 i 110 kV: dwóch dla okresu letniego 2003 (doliny nocnej i szczytu rannego) i trzech dla okresu zimowego 2003/2004 (doliny nocnej, szczytu rannego i szczytu wieczornego). W ocenie węzłowych wskaźników wykorzystania sieci 400, 220 i 110 kV przez odbiorców i wytwórców wykorzystano obliczenia przeprowadzone w pracy [93].

Wskaźniki przedstawione w rozdziale 4.8 mają różne jednostki, co prowadzi do trudności w interpretacji wyników i przeprowadzenia analizy porównawczej uzyskanych rezultatów obliczeń. Aby umożliwić zbadanie stopnia zróżnicowania poszczególnych wskaźników, przedstawiono je w wartościach względnych. Zastosowanie takiego sposobu podejścia nie tylko pozwoli porównać różnego rodzaju wskaźniki, ale również ma swoje uzasadnienie z punktu widzenia projektowania taryf. Średnia względna wartości każdego ze wskaźników wynosi 1, co odpowiada charakterowi grupowej stawki opłaty przesyłowej. W tej sytuacji, mimo braku charakterystycznych dla taryf przesyłowych jednostek zł/MW, czy zł/MWh, w łatwy sposób można przejść na konkretne stawki węzłowe z wartości względnych. Ponadto, tak przedstawione wartości niemianowane, nie są obciążone wpływem czynnika kosztowego i wynikają jedynie z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej, dla których są obliczane.

Przedmiotem badań są następujące wskaźniki:

- względny wskaźnik zastępczej odległości przesyłu liniami, obliczony z użyciem metody rozptyłów przyrostowych (L),
- względny wskaźnik modułowej zastępczej odległości przesyłu liniami, obliczony z użyciem metody rozptyłów przyrostowych (LM),

- względny wskaźnik zastępczej odległości przesyłu liniami, dla dodatnich zmian przepływów, obliczony z użyciem metody rozptyłów przyrostowych (LD),
- względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych, dla zastępczej odległości przesyłu liniami, obliczony z użyciem metody rozptyłów przyrostowych (TW),
- względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych, dla modułowej zastępczej odległości przesyłu liniami, obliczony z użyciem metody rozptyłów przyrostowych (TWM),
- względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych, dla zastępczej odległości przesyłu liniami oraz dodatnich zmian przepływów, obliczony z użyciem metody rozptyłów przyrostowych (TWD),
- względny wskaźnik pracy sieci, liczonej z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami, obliczony z użyciem metody rozptyłów przyrostowych (TG),
- względny wskaźnik pracy sieci, liczonej z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla modułowej zastępczej odległości przesyłu liniami, obliczony z użyciem metody rozptyłów przyrostowych (TGM),
- względny wskaźnik pracy sieci, liczonej z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami oraz dodatnich zmian przepływów, obliczony z użyciem metody rozptyłów przyrostowych (TGD),
- względny wskaźnik zastępczej odległości przesyłu liniami, obliczony z użyciem metody śledzenia rozptyłów (LS),
- względny wskaźnik, wynikający z promienia zasilania (R),
- względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami, obliczony z użyciem metody śledzenia rozptyłów (TWS),
- względny wskaźnik pracy sieci, liczonej z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami, obliczony z użyciem metody śledzenia rozptyłów (TGS),
- względna wartość ceny krańcowej (NP).

Wskaźniki obliczono dla tych samych danych sieciowych i tych samych warunków, zaś rozptywy mocy wykonano z wykorzystaniem metody zmiennoprądowej. Węzłowe przyrosty mocy, wyznaczone w obliczeniach metodą przyrostową, pokrywane są przez wszystkie węzły wytwórcze dla przyrostów w węzłach odbiorczych i odwrotnie. Dla obliczeń, przeprowadzonych metodą śledzenia rozptyłów, przepływy mocy w gałęziach są uśredniane. W przypadku wyznaczania węzłowych cen krańcowych nie stosuje się optymalnego rozptywu mocy, powodującego znaczącą zmianę rozkładu generacji i w konsekwencji pojawienie się potencjalnych ograniczeń przesyłowych. Stan ten skutkuje zaburzeniami, które nie reprezentują tych samych warunków początkowych. Otrzymane wyniki stanowią odzwierciedlenie jedynie kosztu strat przesyłowych, powstających na drodze przesyłu pomiędzy danym węzłem i źródłem krańcowym, z pominięciem kosztów związanych z ograniczeniami przesyłowymi. W wyniku takiego sposobu podejścia, uzyskane wartości węzłowych cen krańcowych charakteryzują się nieznacznym zróżnicowaniem, ze względu na odwzorowanie normalnych, a więc bezpiecznych warunków pracy sieci elektroenergetycznej.

Każdy z pięciu układów normalnych pracy sieci 400, 220 i 110 kV składa się z około 2500 węzłów i 3500 gałęzi. Dla każdego węzła sieci w podziale na wytwórców i odbiorców obliczono 14 względnych wskaźników, co daje liczbę około 176 tys. wartości. Przy tak znacznej liczbie wyników, analizę przeprowadzono na podstawie oceny zakresu zmienności wskaźników i częstości ich występowania w grupach, dla których względne wartości są: ujemne, równe zero, większe od zera i mniejsze od 1 oraz większe od 1. Dla poszczególnych wskaźników obliczono: wartość minimalną i maksymalną wskaźnika, standardowe odchylenie, rozstęp, wariancję oraz współczynniki skośności i kurtozy, celem wykonania pogłębionej analizy uzyskanego zbioru wyników. Wyniki wskaźników uzyskane dla sieci 400, 220 i 110 kV podzielono na poszczególne poziomy napięć, co pozwoliło określić możliwości pionowej ich agregacji.

Analiza wyników obliczeń wartości parametrów statystycznych pozwala zauważyć znaczny rozrzut wartości wskaźników. Można dostrzec, że w większości przypadków występują istotne różnice pomiędzy wartościami minimalnymi wskaźników odbiorców ($-4 \div -65,7$) dla analizowanych okresów (tabele A.1, A.3, A.5, A.7, A.9, A.11, A.13, A.15, A.17, A.19). Podobną tendencję wykazują wartości maksymalne wskaźników odbiorców ($163,4 \div 507,7$), jednak zakres ich zmienności jest znacząco mniejszy. Tymczasem wartości maksymalne i minimalne wytwórców są nieznacznie zróżnicowane. Jednocześnie najczęściej obserwuje się dodatnie wartości współczynników skośności (tabele A.21 i A.22), w granicach $0,35 - 42,0$ wskazujące na prawostronną asymetrię rozkładów wskaźników w węzłach. W dwóch przypadkach, dla węzłów odbiorczych, otrzymano ujemną wartość skośności dla wskaźnika L i TW (tabele A.23 i A.24) w okresie letnim i dolinie nocnej (wartości odpowiednio $-4,3$ i $-4,0$) oraz jeden przypadek dla węzłów wytwórczych, również w przypadku wskaźnika L dla okresu letniego i doliny nocnej, wynoszący $-0,29$. Wartości współczynnika kurtozy wahają się w granicach $0,23 \div 1962,3$ i wskazują na znaczną zmienność wysmukłości obliczonych rozkładów wskaźników, szczególnie w węzłach odbiorczych sieci 400 i 220 kV. Dużą zmienność w węzłach sieci przesyłowej obserwuje się również w przypadku rozstępu ($5,35 \div 507,68$) oraz wariancji ($1,62 \div 201,67$), co wskazuje na duże rozproszenie obliczonych wskaźników węzłowych. Wysokie wartości odchyłeń standardowych, tj. w granicach $0,68 \div 15,9$, świadczą o dużym zróżnicowaniu wskaźników w węzłach. Wyniki obliczeń wskaźnika TWS dla odbiorców sieci 400, 220 i 110 kV osiągają maksymalne wartości wszystkich parametrów statystycznych. Podobną sytuację obserwuje się w przypadku wytwórców, jednak w strefach szczytu rannego i wieczornego oraz sieci 400 kV, poza wskaźnikiem TWS, wysokie wartości parametrów statystycznych osiąga również wskaźnik TW. Obliczone parametry statystyczne dla poszczególnych wskaźników charakteryzują się silną korelacją w szczycie wieczornym, szczycie rannym i dolinie nocnej okresu zimowego oraz szczycie rannym okresu letniego. Wartości parametrów statystycznych w dolinie nocnej okresu letniego znacząco odstają od pozostałych stref doby. Wyznaczona częstość występowania węzłowych wartości wskaźników (tabele A.2, A.4, A.6, A.8, A.10, A.12, A.14, A.16, A.18, A.20) wykazała, że poniżej wartości 1 plasuje się średnio od 64,1% do 80,4% węzłów odbiorczych i od 65,9% do 85,5% węzłów wytwórczych (tabela 4.3). W tym rankingu wskaźnik TWS również osiąga najwyższy procent udziału węzłów z wartościami poniżej 1 (średnio 88,9% węzłów odbiorczych i 90% węzłów wytwórczych).

Tabela 4.3. Zestawienie średnich z wszystkich wskaźników wartości udziałów liczby węzłów z wartościami wskaźników poniżej średniej w grupie wszystkich węzłów

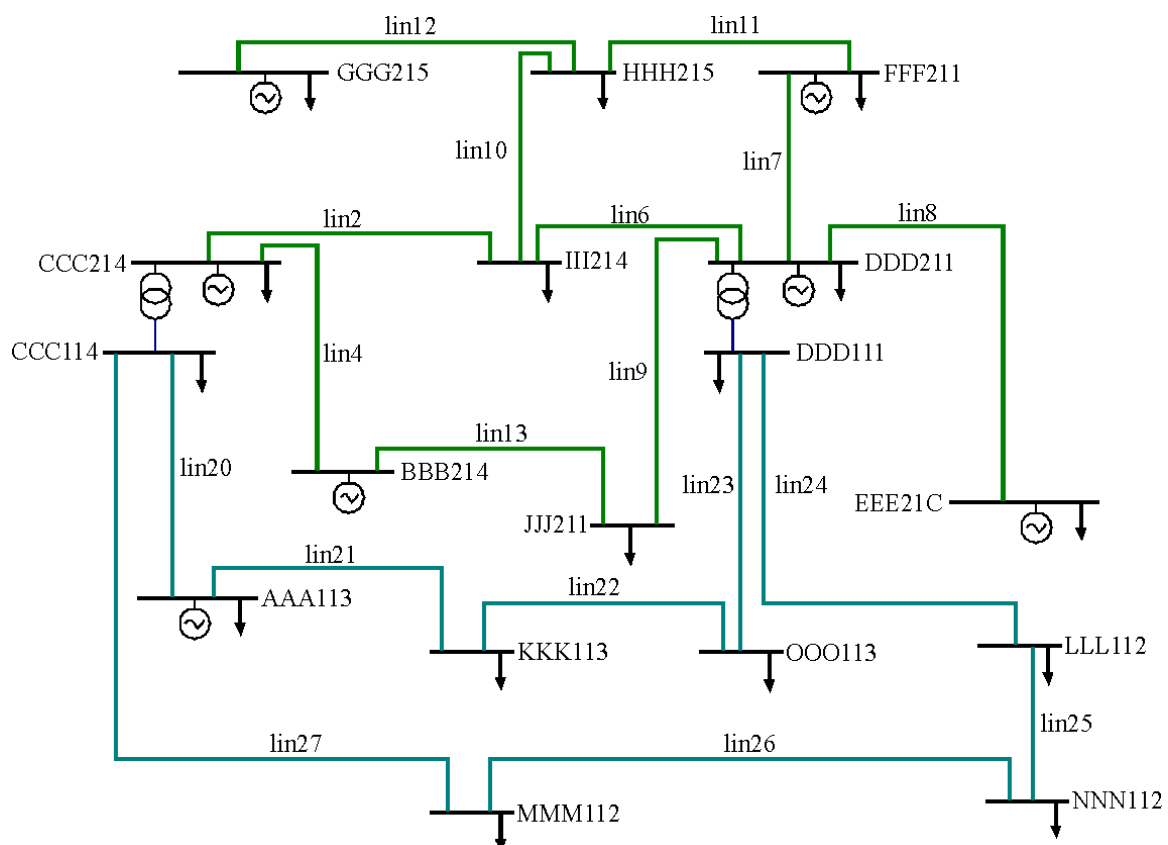
Wyszczególnienie	Okres letni - dolina nocna	Okres letni - szczyt ranny	Okres zimowy - dolina nocna	Okres zimowy - szczyt ranny	Okres zimowy - szczyt wieczorny
Odbiorcy					
Zbiór węzłów 400 kV	80,4%	73,5%	75,5%	73,6%	73,8%
Zbiór węzłów 220 kV	71,3%	69,8%	73,0%	72,0%	72,0%
Zbiór węzłów 110 kV	65,2%	64,5%	64,1%	64,2%	64,5%
Łączny zbiór węzłów	68,2%	64,8%	64,6%	63,8%	63,7%
Udział maksymalny	92,0%	88,0%	90,3%	87,5%	86,9%
Wskaźnik maksymalny	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4
Udział minimalny	46,0%	56,5%	55,5%	55,7%	55,7%
Wskaźnik minimalny	L	LM	LD	LM	LM
Wytwórcy					
Zbiór węzłów 400 kV	82,9%	83,0%	85,2%	85,5%	85,1%
Zbiór węzłów 220 kV	71,6%	73,4%	76,8%	77,1%	76,8%
Zbiór węzłów 110 kV	66,9%	66,3%	66,3%	65,9%	67,0%
Łączny zbiór węzłów	71,9%	69,5%	74,0%	74,3%	74,4%
Udział maksymalny	86,4%	89,4%	89,4%	92,3%	92,3%
Wskaźnik maksymalny	TW4	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4
Udział minimalny	59,1%	57,6%	60,6%	60,6%	61,5%
Wskaźnik minimalny	L1	L	LM1	R1	LM1

Z powyższej analizy statystycznej obliczonych wskaźników wynikają następujące wskazania dla budowy taryfy przesyłowej:

- w sieci 400 i 220 kV konieczne jest stosowanie opłat węzłowych, zróżnicowanych poziomami napięć,
- wyznaczone wskaźniki zagregowane dla węzłów sieci 400 i 220 kV wskazują na znaczące zmniejszenie zróżnicowania stawek opłat przesyłowych oraz niewłaściwe odwzorowanie właściwości sieci poszczególnych poziomów napięć,
- ze względu na dużo mniejsze zróżnicowanie wskaźników w sieci 110 kV, w porównaniu z siecią przesyłową, możliwe jest częściowe uśrednienie stawek opłat w węzłach o zbliżonych wartościach tych stawek,
- zróżnicowanie węzłowych wskaźników, dotyczących wytwórców, jest znacznie mniejsze w porównaniu ze wskaźnikami dla odbiorców, co świadczy o dużo większym dopasowaniu lokalizacji wytwórców i poziomu mocy generowanej w stosunku do odbiorców,
- zależność sezonowa i dobową obliczonych wskaźników wskazuje na potrzebę różnicowania stawek opłat ze względu na szczyt i dolinę obciążenia,

- taryfy przesyłowe obliczone z wykorzystaniem wskaźników TWS i TW wskazują największą siłę stymulacyjną w stosunku do użytkowników sieci 400, 220 i 110 kV,
- mimo znaczącego zróżnicowania obliczonych wskaźników, przeciętnie ponad 2/3 węzłów odbiorczych i wytwórczych uzyskuje wartości poniżej średniej, co w porównaniu do taryfy grupowej daje niższe opłaty przesyłowe dla większości użytkowników sieci elektroenergetycznej,
- silna zależność poszczególnych wskaźników obliczonych dla stref doby, z wyjątkiem doliny nocnej okresu letniego, świadczy o utrzymującej się prawie przez cały rok jednakowej zmienności węzłowych stawek opłat, co nie uzasadnia stosowania taryfy dynamicznej.

Drugim obiektem badań jest sieć testowa CIGRE, przedstawiona na rys. 4.24, składająca się z 17 węzłów i 20 gałęzi. Sieć ta jest dwunapięciowa (220, 110 kV) i zawiera dwie transformacje, dwie linie promieniowe, węzły typowo odbiorcze, typowo wytwórcze oraz mieszane (wytwórczo – odbiorcze). Sieć o napięciu 110 kV pracuje w układzie zamkniętym. W celu jak najpełniejszego odwzorowania specyfiki funkcjonowania sieci 400, 220 i 110 kV, w sieci testowej wprowadzono węzeł sieci zagranicznej, oznaczony jako EEE21C.

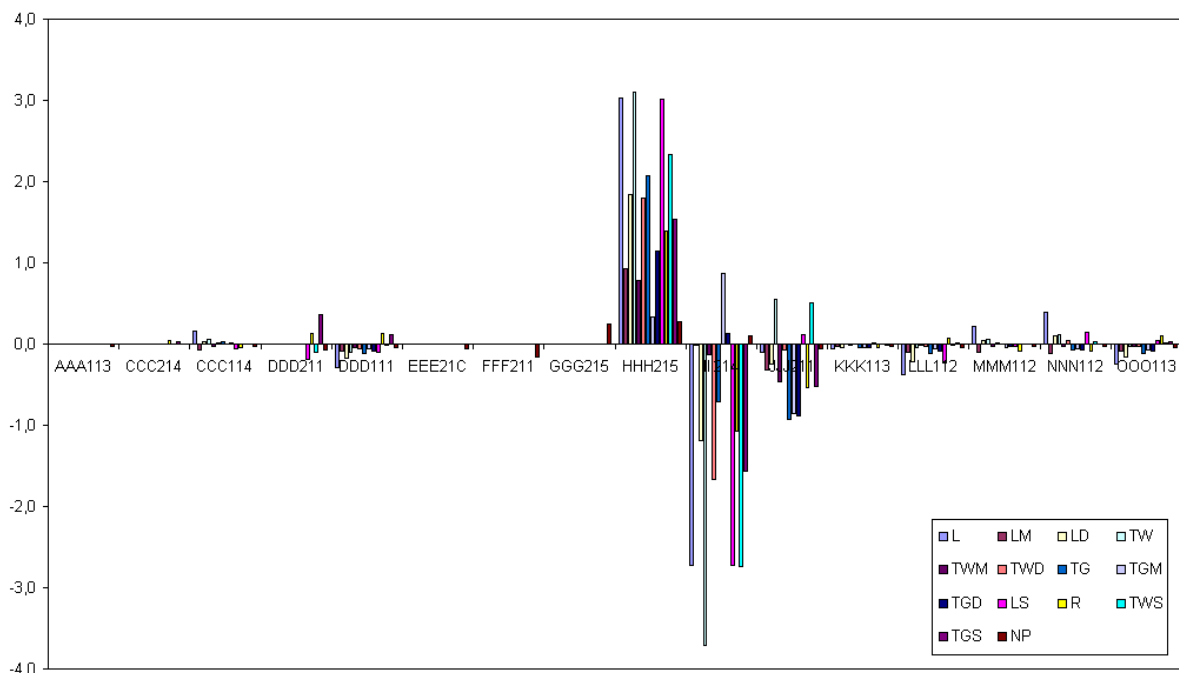


Rys. 4.24. Schemat sieci testowej CIGRE

Dla sieci testowej wykonywano pojedyncze wyłączenia linii przesyłowych i zmiany węzłowych obciążeń na różnych poziomach napięć, w celu zbadania wpływu warunków pracy sieci (układu połączeń i obciążeń) na węzłowe wartości poszczególnych wskaźników oraz stopień ich oddziaływania na odbiorców i wytwórców. Zakres zmian w układzie pracy sieci testowej polegał na sporządzeniu pojedynczych modeli uwzględniających:

- przeniesienie 17MW odbieranej mocy czynnej z węzła CCC214 do FFF211,
- przeniesienie 100MW odbieranej mocy czynnej z węzła JJJ211 do HHH215,
- przeniesienie 30MW odbieranej mocy czynnej z węzła KKK113 do NNN112,
- przeniesienie 15MW odbieranej mocy czynnej z węzła LLL112 do AAA113,
- wyłączenie linii 220 kV III214 – DDD211 (lin6),
- wyłączenie linii 220 kV HHH215 – FFF211 (lin11),
- wyłączenie linii 110 kV CCC114 – MMM112 (lin27).

Dla powyższych warunków pracy sieci testowej, podobnie jak dla sieci 400, 220 i 110 kV, oblicza się 14 względnych wskaźników w podziale na wytwórców i odbiorców. Uzyskane wyniki obliczeń wskaźników (tabele B.2, B.4, B.6, B.8, B.10, B.12) są porównywane do stanu bazowego (tabela B.1), jakim jest modelowana sieć bez jakichkolwiek zmian. Otrzymane w ten sposób różnice (tabele B.3, B.5, B.7, B.9, B.11, B.13) są przedmiotem oceny wpływu danej zmiany układu pracy sieci na wartości względne wskaźników. Największą zmianę wartości wskaźników w pojedynczych węzłach zaobserwowano przy wyłączeniach linii, choć dla większości węzłów odbiorczych zmiana ta była mało znacząca lub znikoma. W symulowanych przypadkach wyłączenie linii 220 kV HHH215 – FFF211 (lin11) spowodowała zmianę wartości wskaźników w węzłach odbiorczych w zakresie od -3,71 do 3,1, gdzie taki zakres zmienności wystąpił w przypadku wskaźnika TW (rys. 4.25).



Rys. 4.25. Zmiana wartości względnych wskaźników w węzłach odbiorczych po wyłączeniu linii 220 kV HHH215 – FFF211 (lin11)

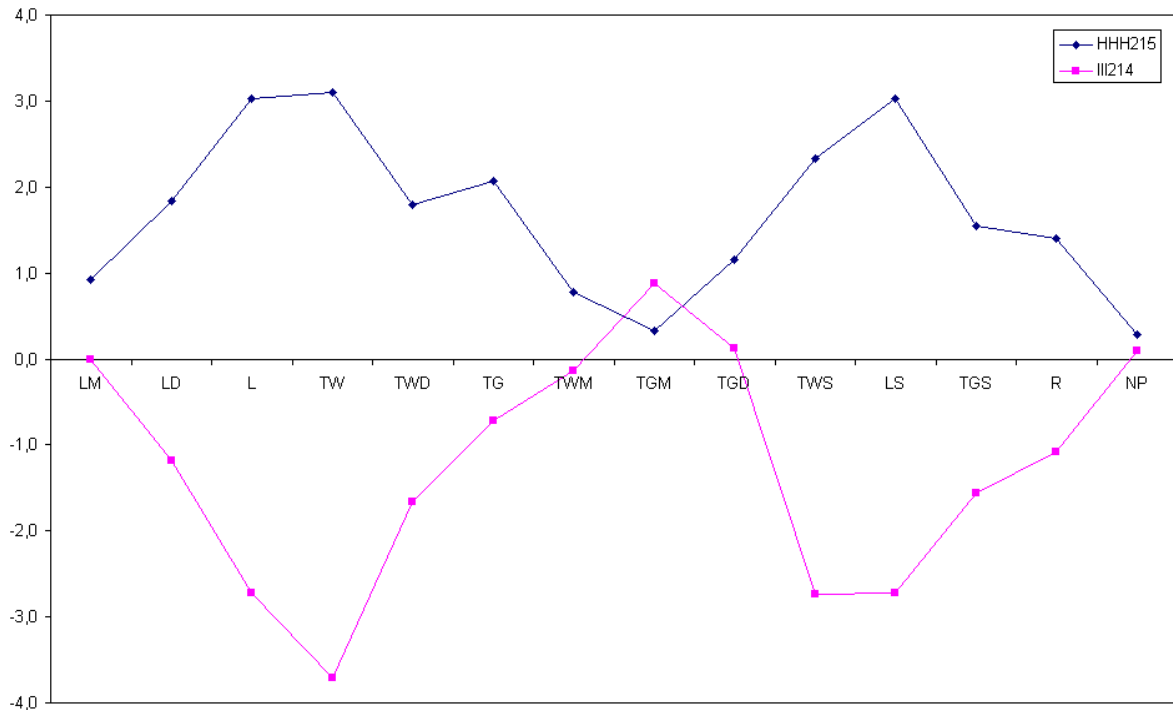
Rozważana zmiana stanu pracy sieci najbardziej wpłynęła na węzły odbiorcze HHH215 i III214, co przedstawia wykres na rys. 4.26. W węzle HHH215 wartości

wskaźników uległy zwiększeniu w wyniku wydłużenia drogi przesyłu mocy, przede wszystkim ze źródła zlokalizowanego w węźle FFF211, zaś wskaźniki drugiego węzła III214 generalnie zmniejszyły swoją wartość, z wyjątkiem wskaźników TGM, TGD i NP. Zjawisko to było spowodowane zmianą rozptywu mocy w wyniku wyłączenia linii oraz pokryciem zapotrzebowania tego węzła przez bliższe źródła w węzłach CCC214 i DDD211. Na podstawie uzyskanych wyników wnioskuje się, że wskaźniki obliczane dla węzłów odbiorczych metodą rozptyłów przyrostowych i śledzenia rozptyłów dobrze odzwierciedlają zmianę konfiguracji połączeń sieci elektroenergetycznej.

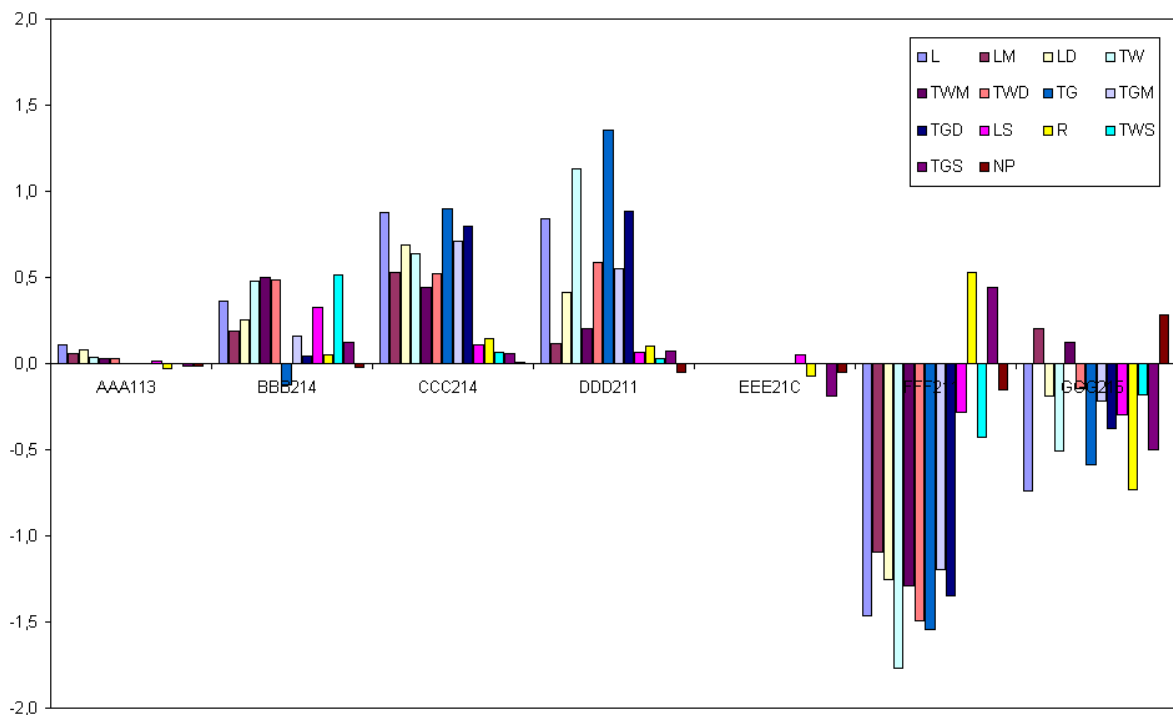
W węzłach wytwórczych zakres zmienności wartości wskaźników, w porównaniu do węzłów odbiorczych, był blisko o połowę mniejszy i wyniósł $-1,7 \div 1,35$ dla wskaźnika TW i TG (rys. 4.27). Wskaźniki węzłów wytwórczych wykazują dużo większą wrażliwość na zmianę układu pracy sieci, niż wskaźniki węzłów odbiorczych. Praktycznie w każdym węźle wytwórczym o napięciu 220 kV wystąpiła zmiana wartości względnych wskaźników z wyjątkiem węzła sieci zagranicznej EEE21C. Dla tego typu węzłów obliczenia wskaźników z wykorzystaniem metody rozptyłów przyrostowych w zastosowanym oprogramowaniu nie są wyznaczane, stąd ich zerowe wartości. Wyłączenie linii 220 kV HHH215 – FFF211 (lin11) spowodowało wzrost wartości względnych wskaźników w węzłach BBB214, CCC214 i DDD211. Wzrost ten spowodowany był wydłużeniem drogi przesyłu mocy ze źródeł zlokalizowanych w tych węzłach do węzłów odbiorczych. Odwrotny efekt uzyskano w przypadku węzłów FFF211 i GGG215, gdzie wartości wskaźników generalnie uległy znaczącemu zmniejszeniu. Na rys. 4.28 przedstawiono wykres wartości wskaźników dla dwóch węzłów wytwórczych DDD211 i FFF211, które najbardziej w tych przypadkach odpowiednio wzrosły i zmalały. Uzyskane wyniki pokazały również, że dla węzła DDD211, w przeciwieństwie do pozostałych wskaźników, zmalał nieznacznie wskaźnik NP, co spowodowane było zmniejszeniem krańcowych strat sieciowych. Zmienność wskaźników inaczej przedstawiała się w przypadku węzła FFF211, w którym to zależne od siebie wskaźniki TGS i R wzrosły, dzięki zwiększeniu przesyłu mocy z tego źródła dłuższymi liniami. Z przeprowadzonych badań wynika, że wskaźniki, obliczane dla węzłów wytwórczych metodą rozptyłów przyrostowych, efektywniej reagują na zmianę układu pracy sieci w porównaniu ze wskaźnikami bazującymi na metodzie śledzenia rozptyłów.

Obliczenia wskaźników wykazały również, które węzły i w jakim stopniu bezpośrednio zależą od danej zmiany układu połączeń sieci. Właściwość ta jest cechą zastosowanych metod. Dzięki niej możliwe jest określanie wrażliwości poszczególnych węzłów na zmianę warunków pracy sieci elektroenergetycznej oraz zasięgu oddziaływania tych zmian na węzły.

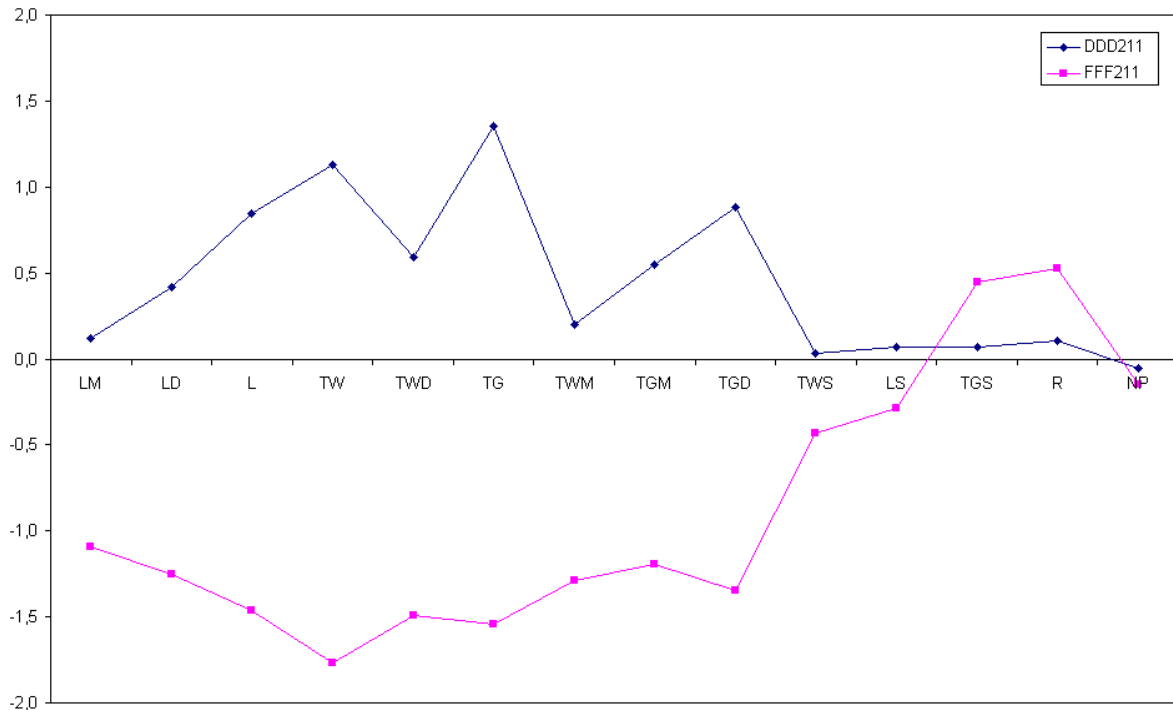
W przypadku symulowania zmian wartości obciążeń w różnych węzłach sieci, największy zakres zmian od $-1,59$ do $1,19$ wystąpił dla wskaźnika TG i TWM przy przeniesieniu 100 MW zapotrzebowanej mocy czynnej z węzła JJJ211 do węzła HHH215 (rys. 4.29). Węzłowa analiza wskaźników wykazała również znaczącą interakcję zmiany obciążenia w tych dwóch węzłach na węzeł III214, który usytuowany jest w sieci pomiędzy węzłami HHH215, DDD211 i CCC214. Ze względu na to, że zwiększeniu uległa moc zapotrzebowana w węźle HHH215, a w węzłach DDD211 i CCC214 są źródła wytwórcze, wymuszony został przepływ z odleglejszych źródeł w kierunku węzła HHH215, powodując wydłużenie drogi przesyłu mocy dla węzła III214. Spowodowało to wzrost wszystkich wskaźników tego węzła, z wyjątkiem R i LS. W pozostałych węzłach zakres zmian wskaźników był minimalny lub nie występował.



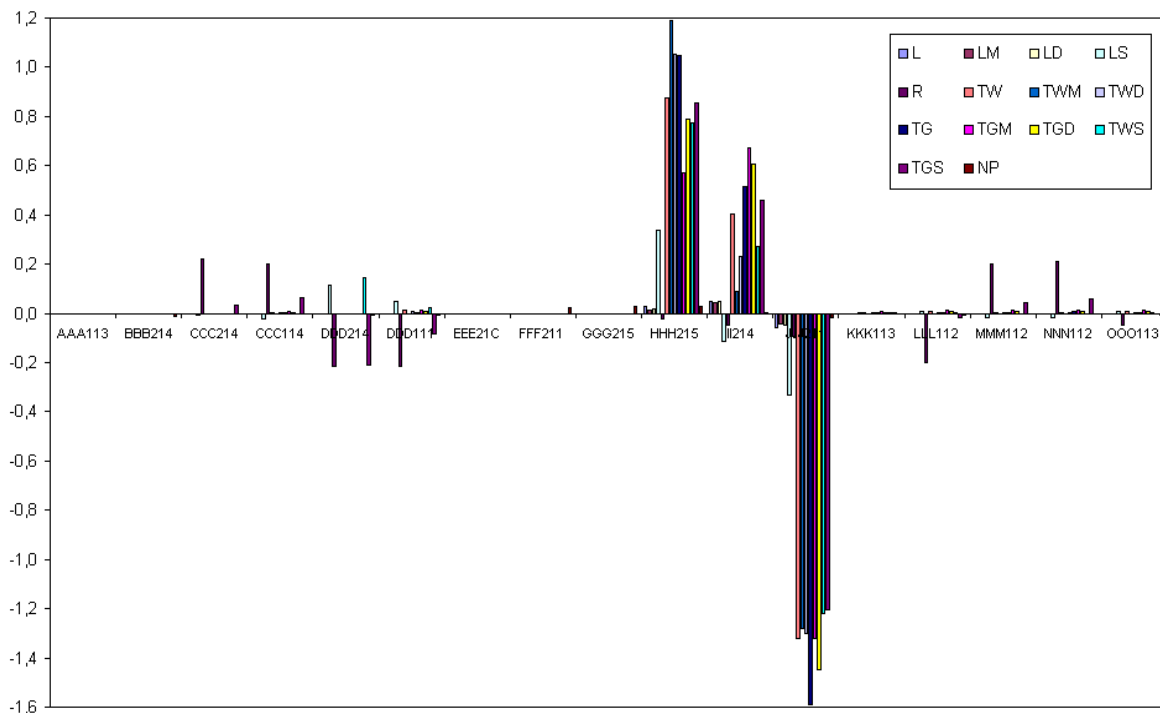
Rys. 4.26. Zmiana wartości względnych wskaźników w węzłach odbiorczych HHH215 i III214 po wyłączeniu linii 220 kV HHH215 – FFF211 (lin11)



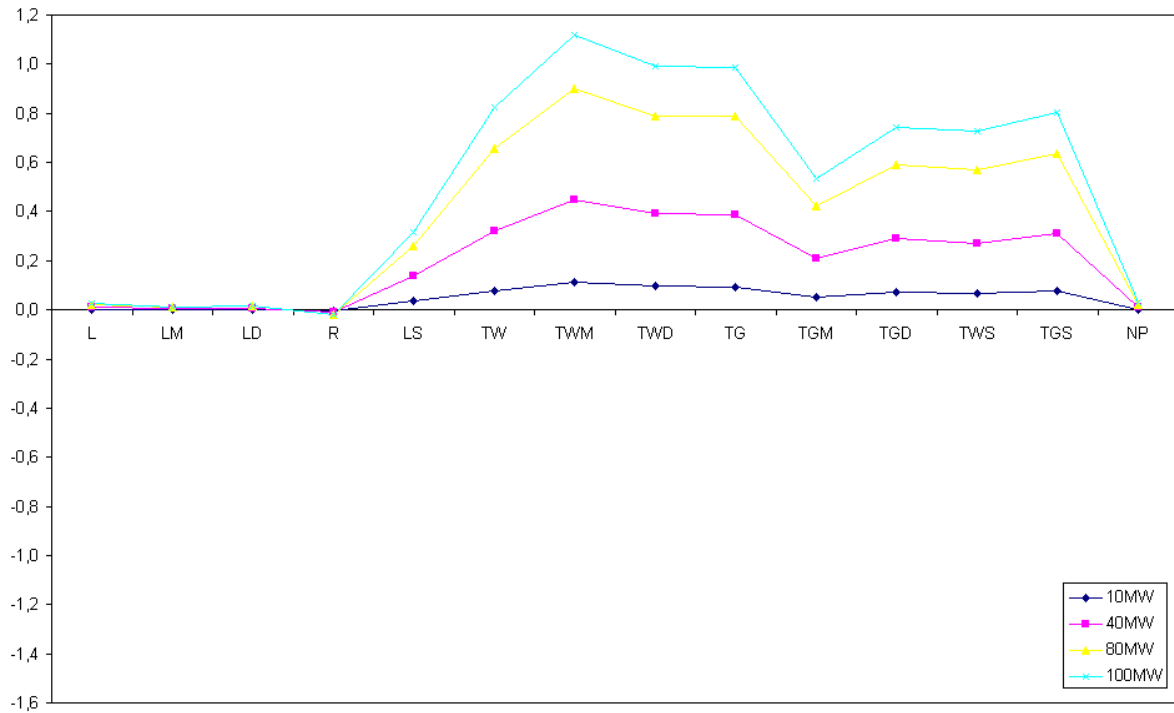
Rys. 4.27. Zmiana wartości względnych wskaźników w węzłach wytwórczych po wyłączeniu linii 220 kV HHH215 – FFF211 (lin11)



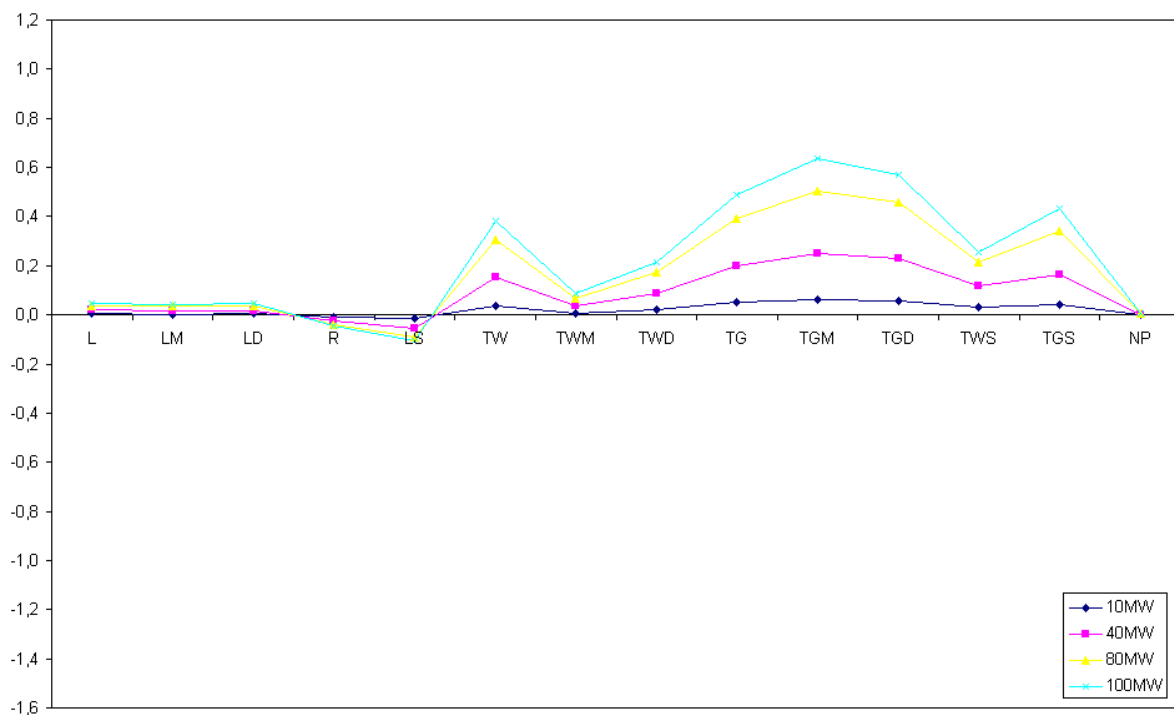
Rys. 4.28. Zmiana wartości względnych wskaźników w węzłach wytwórczych DDD211 i FFF211 po wyłączeniu linii 220 kV HHH215 – FFF211 (lin11)



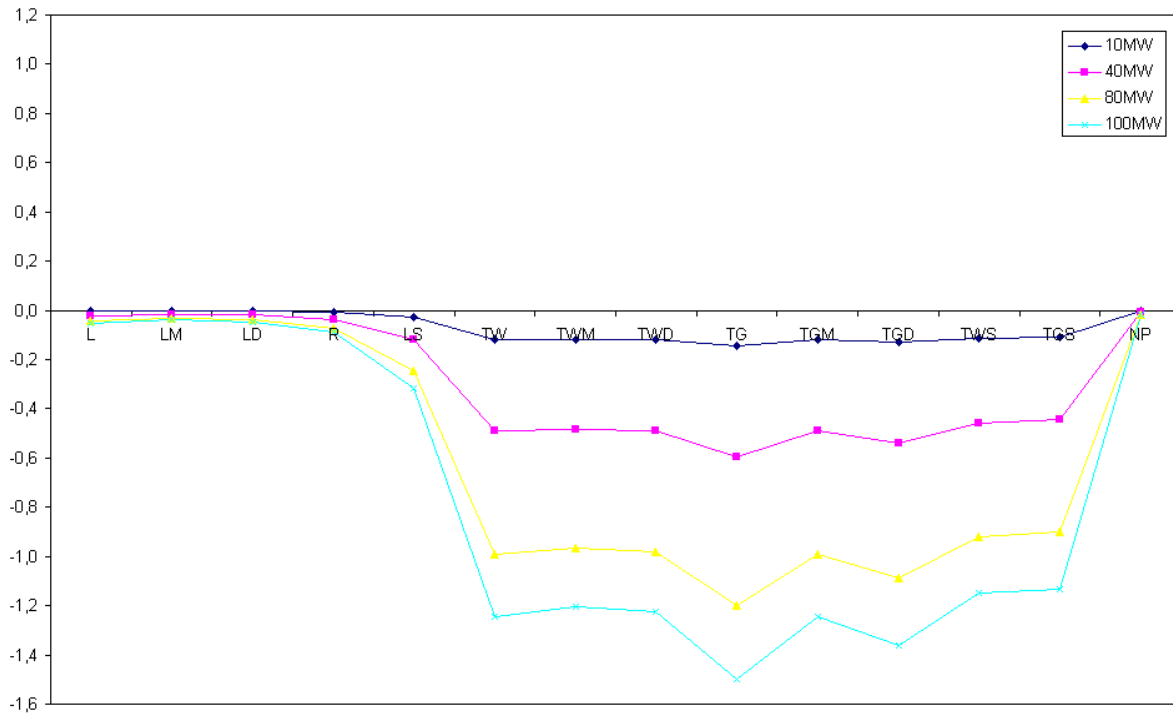
Rys. 4.29. Zmiana wartości względnych wskaźników w węzłach odbiorczych po przeniesieniu 100 MW z węzła JJJ211 do HHH215



Rys. 4.30. Zmiana wartości względnych wskaźników przy stopniowaniu zapotrzebowania w węźle HHH215



Rys. 4.31. Zmiana wartości względnych wskaźników przy stopniowaniu zapotrzebowania w węźle III214



Rys. 4.32. Zmiana wartości względnych wskaźników przy stopniowaniu zapotrzebowania w węźle JJJ211

Przykład ten został poddany dodatkowemu badaniu polegającemu na określeniu kierunku zmian wartości wskaźników przy stopniowej zmianie wartości obciążenia w danym węźle. Wykresy przedstawione na rys. 4.30, 4.31 i 4.32 dla węzłów HHH215, III214 i JJJ211 potwierdzają prawidłowość obserwowanych zmian wskaźników. We wszystkich przypadkach obliczeń analizie poddano również wartości wskaźników wyznaczonych dla węzłów wytwórczych. Maksymalny zakres obserwowanych zmian w tych węzłach zawierał się w przedziale od -0,435 do 0,269 dla wskaźników TGS i TG. Gdy zmiany obciążenia były mniejsze, wszystkie wskaźniki w węzłach wytwórczych malały, osiągając zakres zmienności poniżej $\pm 0,02$.

Innym interesującym przypadkiem było przeniesienie całkowitego obciążenia węzła CCC214 do węzła FFF211. W wyniku tej zmiany węzeł CCC214 stał się wyłącznie wytwórczy, co spowodowało oczekiwaną zmianę, polegającą na uzyskaniu zerowych wartości wszystkich wskaźników. W pozostałych węzłach odbiorczych największą aktywnością niewielkich zmian charakteryzował się wskaźnik R, zaś w samym węźle FFF211 żaden wskaźnik nie uległ zmianie ze względu na obecność w tym węźle generacji znacznie większej od zwiększonego zapotrzebowania.

Tabela 4.4. Rozstęp zmian wartości względnych wskaźników przy zmianach układu pracy sieci testowej wg wskaźnika

Zmiana obciążenia w węźle				Wyłączenie linii				Wszystko razem			
Wskaźnik	Odbiorczy	Wskaźnik	Wytwórczy	Wskaźnik	Odbiorczy	Wskaźnik	Wytwórczy	Wskaźnik	Odbiorczy	Wskaźnik	Wytwórczy
R	1,1117	TGS	0,1579	TW	6,8088	TG	2,8997	TW	7,8879	TG	2,8997
L	0,9848	R	0,1525	L	5,7604	TW	2,8988	L	6,4393	TW	2,8988
LS	0,6320	TG	0,1300	LS	5,7407	L	2,3367	LS	6,0710	L	2,3367
TG	0,5042	TWS	0,1157	TWS	5,0645	TGD	2,2324	TWS	5,6584	TGD	2,2324
TW	0,4654	LS	0,1056	TG	3,6644	TWD	2,0799	TWD	3,7059	TWD	2,0799
LD	0,4621	TGD	0,1021	TWD	3,4572	LD	1,9370	TG	3,6911	LD	1,9370
TGD	0,4424	TW	0,0875	TGS	3,0987	TGM	1,9055	TGS	3,3607	TGM	1,9055
TGM	0,4115	TGM	0,0808	LD	3,0210	TWM	1,7839	TGD	3,3358	TWM	1,7839
TWD	0,3773	L	0,0806	TGD	2,8295	LM	1,6256	R	3,2646	LM	1,6256
TWM	0,3083	TWD	0,0399	TGM	2,6375	R	1,2553	TGM	3,0534	R	1,2553
LM	0,2608	LD	0,0378	R	2,4706	TWS	1,1687	LD	2,8338	TWS	1,1687
TGS	0,2418	TWM	0,0103	LM	1,8790	TGS	0,9433	TWM	1,2415	TGS	0,9433
TWS	0,1865	LM	0,0099	TWM	1,2499	LS	0,7392	LM	1,1752	LS	0,7392
NP	0,0128	NP	0,0093	NP	0,4362	NP	0,4301	NP	0,3320	NP	0,4301

Powyższe analizy poszczególnych przypadków nie dają odpowiedzi na pytanie, który ze wskaźników znacząco ulega zmianie w wyniku modyfikacji układu pracy sieci elektroenergetycznej. Aby wykazać, który ze wskaźników najbardziej reaguje na powyższe modyfikacje, dla każdego wskaźnika wyznaczonego w przypadku zmiany zapotrzebowania, wyłączenia linii oraz obu rodzajów tych zmian, obliczono wielkość rozstępu (tabela 4.4). Większy rozstęp danego wskaźnika świadczy o silniejszej reakcji użytkowników sieci na zmienne warunki pracy sieci. W porównaniu ze zmianą obciążenia, pojedyncze wyłączenie linii skutkowało największymi wahaniami wartości wskaźników, choć nie we wszystkich węzłach. Skutki wyłączeń poszczególnych linii w węzłach odbiorczych najlepiej odwzorował wskaźnik TG (wartość względna rozstępu 6,81), zaś w węzłach wytwórczych – wskaźniki TG i TW (jednakowa wartość względna rozstępu wynosząca 2,89). Znacząco mniejszy zakres zmienności przedstawiał się w przypadku węzłowej zmiany zapotrzebowania, podczas której wskaźnik R wykazywał największą efektywność (wartość względna rozstępu 1,11). W tym samym rodzaju modyfikacji warunków pracy sieci, największą zmiennością w węzłach wytwórczych cechował się wskaźnik TG i TW (zbliżona wartość względna rozstępu wynosząca 0,15). Badanie rozstępu poszczególnych wskaźników dla wszystkich przeprowadzonych zmian potwierdziło dominację tych wskaźników w węzłach wytwórczych i odbiorczych, które wyznaczone były dla zmian połączeń sieci.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że wskaźniki obliczane dla normalnych warunków pracy sieci według metody śledzenia rozptyłów najlepiej odzwierciedlają zmienność zapotrzebowania w węzłach zarówno odbiorczych, jak i wytwórczych, zaś według metody rozptyłów przyrostowych – zmiany w układzie połączeń gałęzi sieci. Wykonywanie obliczeń zaproponowanych wskaźników dla sieci rzeczywistej w różnych bezpiecznych warunkach jej pracy pozwala na identyfikację i określenie stopnia dominacji tych warunków, które powinny być odwzorowane w budowie taryf przesyłowych. Przedstawiony sposób analizy z wykorzystaniem metod określających stopień wykorzystania sieci na podstawie rozptyłów mocy stanowi propozycję podejścia w zakresie zasad kształtowania taryf przesyłowych, pozwalających realizować przypisaną taryfom funkcję bezpiecznego stymulowania zachowań odbiorców energii elektrycznej.

W wyniku przeprowadzonych symulacji i obliczeń dla sieci testowej wskaźników wykorzystujących metodę rozptyłów przyrostowych, zidentyfikowano szereg jej właściwości i warunków stosowania, które przedstawiono poniżej.

- Dokładność iteracji napięć węzłowych wpływa znacząco na powtarzalność wyników. Przeprowadzone badania wykazały, że napięcia w węzłach powinny być ustalone w procesie iteracji z dokładnością do 0,1 MW. Poniżej tej wartości wyniki nieznacznie ulegają zmianie.
- Ze względu na iteracyjny charakter metody (Stotta) obliczania rozptyłów mocy, wyznaczone wartości przepływów gałęziowych wykazują nieznaczną interakcję na różnych poziomach napięć. Otrzymane wartości wskaźników są nieadekwatne do rzeczywistych warunków oraz oczekiwanych zależności na danych poziomach napięć, wobec czego konieczne jest stosowanie strefy nieczułości dla zmiany przepływu gałęziowego. W obliczeniach przyjęto wielkość nieczułości na poziomie 1,0 MW, uzyskując oczekiwaną strukturę wyników na poszczególnych poziomach napięć.
- Dodatkowym potwierdzeniem słuszności zastosowania strefy nieczułości są otrzymane wykresy przedstawione na rys. 4.33 i 4.34 przedstawiające zależność zmiany łącznych wartości wskaźników w zależności od wielkości przyrostu. Przy braku strefy nieczułości, jednocześnie ze wzrostem przyrostu, wartości wskaźników malały, zaś wyeliminowanie

w obliczeniach zmian przepływów poniżej 1 MW powodowało oczekiwany wzrost wskaźników.

- Dla przyjętej w obliczeniach strefy nieczułości, wynoszącej 1,0 MW, określono wysokość przyrostu, dla którego wyniki pomiędzy obliczeniami z wprowadzoną strefą nieczułości i bez niej różnią się nieznacznie. Ustalona wartość minimalnego przyrostu wyniosła 20 MW. Różnice w wynikach pomiędzy obliczeniami ze strefą nieczułości i bez niej dla odbiorców wyniosły średnio 1,78%, zaś dla wytwórców – 1,22%.
- Obliczone wartości wskaźników ze znakiem, bez znaku i dla dodatnich zmian przepływu, zarówno po mocach węzłowych, jak i przepływach gałęziowych, charakteryzuje następująca zależność:

$$W^D = \frac{W^Z + W^M}{2}, \quad (4.82)$$

gdzie:

W^Z , W^M , W^D – wartości wskaźników liczone odpowiednio ze znakiem, bez znaku i dla dodatnich zmian przepływu.

- W przypadku węzłów, w których zlokalizowany jest zarówno wytwórca, jak i odbiorca, zależnie od ogólnego bilansu mocy węzła oraz kierunków przepływów w liniach wychodzących z węzła, obliczone wartości wskaźników wyniosły:
 - zero dla odbiorców, przy nadwyżce mocy generowanej nad zapotrzebowaniem w węźle oraz przy założeniu, że wszystkimi liniami moc odpływała z węzła,
 - zero dla wytwórców, przy nadwyżce zapotrzebowania nad wytwarzaniem w węźle oraz przy założeniu, że wszystkimi liniami moc dopływała do węzła.

Takie wyniki uzasadnia fakt, że najbliższy odbiorca lub wytwórca, w zależności od bilansu mocy w węźle, pokrywa w całości lub części przyrost zapotrzebowania lub generacji, zaś stan ten pozostaje w ścisłej zależności z przepływami gałęziowymi wokół węzła.

W rezultacie obliczeń wskaźników wykorzystujących metodę śledzenia rozptyłów, przeprowadzonych dla sieci testowej, zidentyfikowano następujące warunki kalkulacji i właściwości tej metody:

- dla gałęziowych przepływów mocy netto i brutto:
 - suma węzłowych wartości wskaźników TGS wytwórców jest równa całkowitej pracy sieci brutto,
 - suma węzłowych wartości wskaźników TGS odbiorców jest równa całkowitej pracy sieci netto,
 - suma węzłowych wartości wskaźników LS wytwórców jest równa sumie węzłowych wartości wskaźników LS odbiorców oraz sumie długości wszystkich linii sieci.
 - pomiędzy węzłowymi wskaźnikami TWS i R zachodzi następująca zależność:

$$\frac{\sum_{i \in O} TWS_i}{\sum_{i \in O} R_i} - \frac{\sum_{i \in W} TWS_i}{\sum_{i \in W} R_i} = \Delta P, \quad (4.83)$$

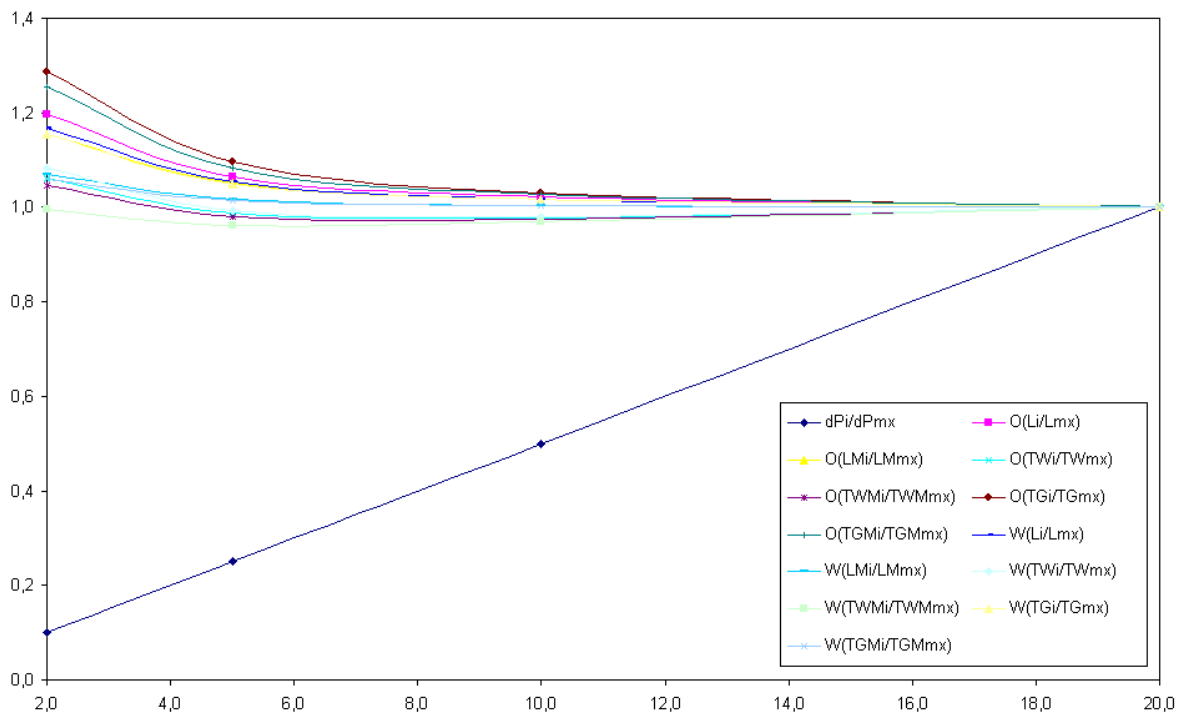
gdzie:

O, W – zbiór węzłów odpowiednio odbiorczych i wytwórczych,

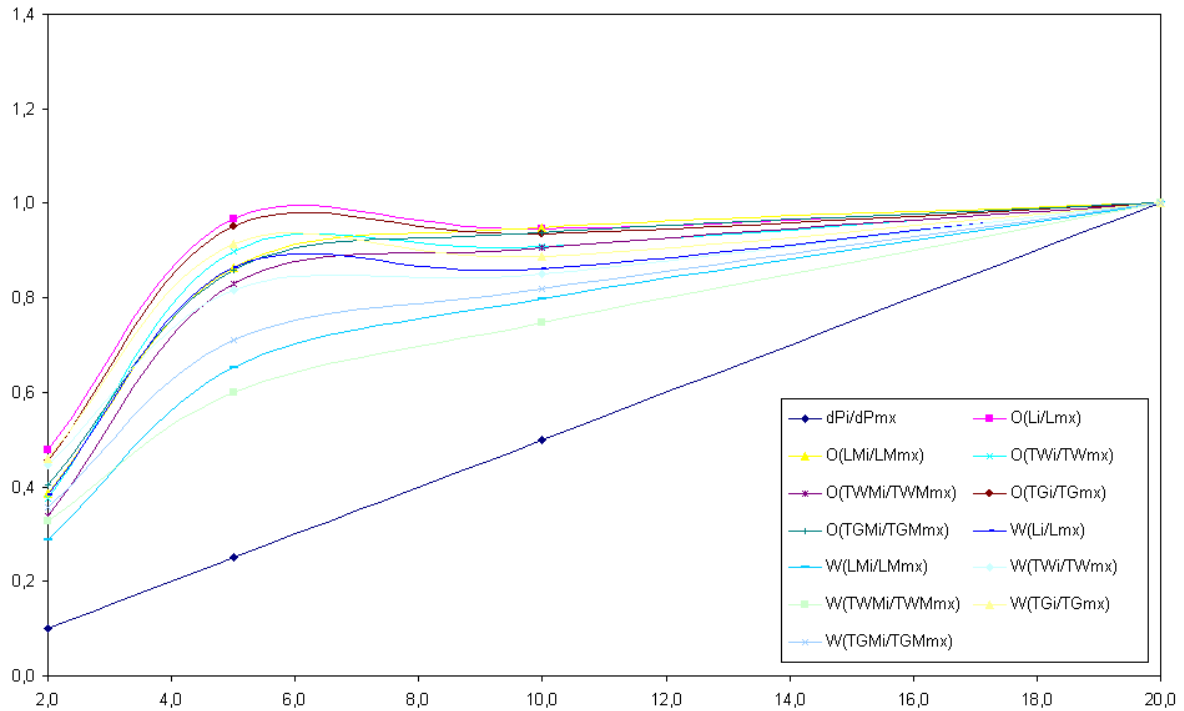
ΔP – wartość różnicy bilansowej mocy czynnej w analizowanej sieci;

– dla uśrednionych gałęziowych przepływów mocy:

- suma węzłowych wartości wskaźników TGS wytwórców jest równa sumie węzłowych wartości wskaźników TGS odbiorców oraz całkowitej pracy sieci średniej,
- suma węzłowych wartości wskaźników LS wytwórców jest równa sumie węzłowych wartości wskaźników LS odbiorców oraz sumie długości wszystkich linii sieci.



Rys. 4.33. Względne łączne wartości wskaźników wytwórców (W) i odbiorców (O), obliczane metodą rozpliwów przyrostowych dla sieci testowej w zależności od wielkości przyrostu, bez zastosowania strefy nieczułości dla zmiany przepływu gałęziowego



Rys. 4.34. Względne łączne wartości wskaźników wytwórców (W) i odbiorców (O), obliczane metodą rozpliwów przyrostowych dla sieci testowej w zależności od wielkości przyrostu, z zastosowaniem 1 MW strefy nieczułości dla zmiany przepływu gałęziowego

5. SPOSOBY LIKWIDOWANIA OGRANICZEŃ PRZESYŁOWYCH

5.1. Wstęp

Ograniczenia przesyłowe wpływają na poziom mocy płynącej przez linię oraz na pracę zakontraktowanego źródła. W konsekwencji, aby zredukować przepływ mocy, często konieczne jest zastąpienie tego źródła droższym. Zmiany w strukturze sieci lub dyspozycyjności źródeł, np. w sezonie remontowym, mają wpływ na ryzyko wystąpienia przeciążenia sieci.

Na obszarze, gdzie występują ograniczenia, cena energii wzrasta, zbliżając się do ceny krańcowej lokalnego źródła lub do ceny ustalonej w wyniku równowagi oczekiwanego zapotrzebowania i ilości dostępnej energii elektrycznej. Opłaty pobierane z tytułu występujących ograniczeń, opisane w rozdziale 5.3.2, są faktycznie przychodem dla operatorów systemów przesyłowych (OSP) [29].

Rynek skandynawski jest przykładem, w którym koszt ograniczeń znacząco wpłynął na kształtowanie się ceny rynkowej, co zostało opisane w rozdziale 5.4.2.3. Podział rynku skutecznie doprowadził do powstania różnic cenowych, w miejscach występowania ograniczeń i poza nimi, które to różnice mogą być uznane za taryfę przesyłową. Cena w Nord Pool określana jest jako cena systemowa, podczas gdy cena płacona przez odbiorcę jest ceną obszarową. Niezależnie od tego, czy występuje ograniczenie czy też nie, jego koszt nie jest znany do momentu zakończenia wszystkich rozliczeń w Nord Pool. Ta niepewność ceny jest bezpośrednim źródłem ryzyka uczestnictwa w rynku.

Wykorzystując doświadczenie, uczestnicy rynku mogą dostosować swoje oferty, w celu eliminacji wystąpienia potencjalnych ograniczeń, lub przyczyniać się do ich zmniejszenia. Uzyskiwanie tego doświadczenia może być trudnym i długim procesem. Uczestnicy rynku nie zawsze mogą mieć dobre rozeznanie sytuacji.

Operator systemu przesyłowego ma większe możliwości w dobrym oszacowaniu ryzyka wystąpienia przeciążenia sieci, co wynika z jego pozycji – zarządzającego siecią oraz doświadczenia i znajomości systemu. W propozycji zawartej w rozdziale 5.4.2.4, operator systemu ustala część opłaty przesyłowej, zależnej od oceny stopnia ryzyka wystąpienia przeciążenia. Skutki, wynikające z warunków pracy systemu, publikowane są z wyprzedzeniem, tak, aby inni uczestnicy rynku mogli zredukować swoje transakcje i w ten sposób zmniejszyć koszty ograniczeń. Taki sposób działania pozwala utrzymać warunki pracy systemu w granicach dopuszczalnych technicznych parametrów. W ramach stowarzyszenia Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych²⁵ (ETSO) dyskutowany jest system określania taryf *ex-ante*, uwzględniających ograniczenia w sieci, przedstawiony w rozdziale 5.4.2.

W tradycyjnych systemach elektroenergetycznych, wdrożonych np. w Szwecji, przeciążenia są kontrolowane przez OSP, który planuje droższą nadwyżkę energii netto w obszarze, zasilając nią obszary deficytowe oraz przenosi koszty równo na wszystkich użytkowników sieci. W sytuacji, kiedy wszystkie ponoszone koszty przenoszone są w jednolitej taryfie, uczestnicy rynku nie otrzymują informacji, gdzie powstaje koszt, w którym miejscu dostarczana moc uległa zmniejszeniu.

²⁵ ETSO jest organizacją koordynującą współpracę pomiędzy UCTE (stowarzyszenie OSP krajów Europy zachodniej i centralnej), TSOI (stowarzyszenie OSP w Irlandii), UKTSOA (stowarzyszenie OSP Wielkiej Brytanii) i NORDEL (Nordycki OSP).

5.2. Rodzaje ograniczeń sieciowych

Podstawowym powodem występowania ograniczeń w sieci elektroenergetycznej jest jej niedostateczny rozwój. Zaniedbania inwestycyjne powodują, że gęstość sieci jest niewystarczająca w stosunku do potrzeb. Często ograniczenia sieciowe powodowane są czynnikami obiektywnymi – awariami sieciowymi. Zdarza się jednak i tak, że przyczyną ograniczeń są błędy w planowaniu prac remontowych, w szczególności błędy w koordynacji remontów w elektrowniach i w sieciach.

Podstawową cechą ograniczeń sieciowych jest ich duża częstość występowania oraz niemożność opisanego za pomocą skończonej liczby przypadków. Liczba możliwych stanów pracy sieci oraz związanych z nimi potencjalnych ograniczeń jest na tyle duża, że stworzenie tablicy ograniczeń, zawierającej wszystkie możliwe przypadki, jest praktycznie niemożliwe.

Do grupy ograniczeń, występujących w sieci przesyłowej (ograniczeń sieciowych) [72], zalicza się te, które wynikają z:

– *warunków obciążeniowych elementów sieci,*

Ograniczenia spowodowane obciążeniem stanowią najliczniejszą grupę ograniczeń sieciowych. Określają one maksymalną lub minimalną wartość generacji elektrowni, niezbędną dla uniknięcia przeciążeń elementów sieci przesyłowej. W stanie normalnym pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) zwykle one nie występują. Ujawniają się, gdy sieć przesyłowa pracuje w układzie niepełnym, tzn. gdy część jej elementów jest wyłączona ze względu na awarię lub prace remontowe. Ograniczenia wynikające z warunków obciążeniowych elementów sieci stanowią również najbardziej złożoną grupę ograniczeń sieciowych, które można podzielić na szereg różnych grup, kierując się różnymi kryteriami. I tak:

- ze względu na ich charakter wyróżnia się ograniczenia nakładane na moc maksymalną i minimalną generacji,
- ze względu na sposób wyrażania – ograniczenia wyrażane w wartościach mocy czynnej generacji, liczby pracujących bloków lub w formie mieszanej,
- ze względu na zasięg – dotyczące: więcej niż jednej elektrowni, jednej elektrowni traktowanej jako całość, grupy jednostek wyprowadzających moc do jednej rozdzielni, części elektrowni wyróżnionej ze względu na układ technologiczny (część kolektorowa, część blokowa elektrowni) lub określonej jednostki wytwórczej,
- ze względu na czynnik uaktywniający ograniczenie – wyłączenie jednego lub więcej elementów sieci przesyłowej, wartość generacji elektrowni, czas, wartość eksportu energii, dowolna kombinacja tych czynników,
- ze względu na element zagrożony – element lub elementy: sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, sieci przesyłowej zagranicznej lub ich dowolna kombinacja.

– *warunków napięciowych,*

Problemy napięciowe występujące w sieci elektroenergetycznej wynikają ze zbyt niskiego obciążenia linii przesyłowych i braku wystarczającej liczby urządzeń do kompensacji generowanej przez nie mocy biernej pojemnościowej. Lokalnie występują także problemy ze zbyt niskimi napięciami. Zwykle działania związane z regulacją napięć, nie wpływają bezpośrednio na dobór jednostek wytwórczych do pracy. W szczególnych przypadkach, warunki napięciowe wymuszają pewną minimalną liczbę jednostek, które pracują w danej elektrowni lub w kilku elektrowniach na pewnym obszarze. Konieczne jest to, by zapewnione były odpowiednie możliwości regulacyjne mocy. Ograniczenia

napięciowe, podobnie jak obciążeniowe, związane są ze stanem systemu oraz okresem. Ograniczenia tej grupy przypisuje się zwykle do grupy jednostek podłączonych do jednej rozdzielni. Mogą być jednak także przypisane do całej elektrowni lub do grupy elektrowni.

– *warunków zwarciovych,*

Warunki zwarciove nie wpływają bezpośrednio na dobór urządzeń wytwórczych do ruchu. Ograniczenia tego rodzaju uaktywniają się w stanach remontowych, wymagających wyłączenia systemów szyn. Zachodzić może wówczas konieczność pracy na jednym systemie szyn, w czasie której moc zwarciova na szynach przyjąć może zbyt dużą wartość. W tym przypadku, w celu jej obniżenia, wyłącza się część linii, transformatorów lub generatorów podłączonych do tego systemu. Ograniczenia zwarciove wyznaczają maksymalną liczbę bloków, pracujących na jednym systemie szyn, przy zadanej konfiguracji pracy sieci.

– *warunków równowagi statycznej i dynamicznej,*

System elektroenergetyczny pracuje poprawnie ze względu na warunki równowagi statycznej i dynamicznej, jeśli potrafi w sposób samoczynny, po wytrąceniu go z tego stanu na skutek jakiegoś zakłócenia, ponownie do niego powrócić. Równowagę systemu elektroenergetycznego bada się dla dwóch podstawowych przypadków: małych i dużych zaburzeń. W pierwszym przypadku mówi się o równowadze statycznej, w drugim – o równowadze dynamicznej. Ograniczenia, związane z równowagą statyczną lub dynamiczną, wyznaczają dla danej konfiguracji sieci pewną maksymalną liczbę bloków, które mogą oddawać jednocześnie moc do danej rozdzielni. Ograniczenia te obowiązują stale i nie zależą od sezonu, typu oraz pory dnia.

– *zakresu regulacji wtórnej,*

Celem regulacji wtórnej mocy i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym jest utrzymanie stałej częstotliwości i zadanego salda wymiany międzysystemowej. Regulacja wtórna realizowana jest automatycznie za pomocą układu Automatycznej Regulacji Częstotliwości i Mocy (ARCM). Ograniczenia z tego tytułu wiążą się ze zbyt małym zakresem i szybkością zregulowania odchylenia częstotliwości regulacji przez ten układ. W celu eliminacji zagrożeń przez układ ARCM, wynikających z pojawienia się ubytku mocy w systemie szyn rozdzielni wskutek zakłócenia, wprowadzane są zasady ograniczające sumę mocy znamionowych czynnych jednostek wytwórczych, pracujących na jednym systemie szyn.

– *wymagań dotyczących pewności zasilania obszarów wokół elektrowni*

Ograniczenia wynikające z wymagań dotyczących pewności zasilania obszaru wokół elektrowni charakterem są bardzo zbliżone do ograniczeń obciążeniowych. Można by je nawet włączyć do tej grupy. Jednak ze względu na znaczenie, większy zasięg konsekwencji ich niewprowadzenia, zdecydowano się je wyodrębnić. Ograniczenie takie dotyczy elektrowni, znajdujących się na obszarach deficytowych pod względem źródeł zasilania i słabo powiązanych z resztą systemu. Ograniczenie to określa pewną minimalną wartość generacji lub minimalną liczbę pracujących jednostek, wymaganych ze względu na pewność zasilania lokalnych odbiorców. Wielkości te są przypisane do określonej konfiguracji sieci i zróżnicowane w zależności od pory roku oraz typu dnia. Ograniczenia tego rodzaju przypisuje się zwykle grupie jednostek podłączonych do jednej rozdzielni. Mogą dotyczyć także całej elektrowni. Częściej wyraża się te ograniczenia za pomocą liczby jednostek, niż w mocy. Mogą być nakładane łącznie na wszystkie rozdzielnie danej stacji.

5.3. Przeszkody w rozwijaniu międzysystemowego rynku energii

Złożoność międzysystemowego rynku energii nie jest nowym zagadnieniem. Komisja Unii Europejskiej utworzyła Europejskie Forum Regulatorów (ERF), spotykające się regularnie we Florencji. ERF składa się z reprezentantów Komisji, państw członkowskich UE, narodowych urzędów regulacji energetyki i OSP, pozostaje w ścisłym kontakcie z reprezentantami wytwórców, odbiorców, uczestników i operatorów rynku. Reprezentanci Komisji zidentyfikowali zdolności przesyłowe pozostające w dyspozycji i kluczowe aspekty taryfikowania przesyłów na połączeniach międzysystemowych. Pod wpływem ERF, niezależni ETSO opracowali dokument proponujący zasady międzynarodowej wymiany energii elektrycznej [19]. Równolegle Komisja rozpoczęła niezależne badania, zmierzające do oceny tych zasad. Jednakże problem przesyłu międzysystemowego dotyczy nie tylko państw członkowskich, ale należy go rozważać w aspekcie handlu wykraczającego poza obszar Unii Europejskiej, czyli także z krajami trzecimi.

5.3.1. Dostępne zdolności przesyłowe na połączeniach międzysystemowych

Połączenia międzysystemowe wpływają na zdolności przesyłowe pomiędzy dwoma operatorami systemów przesyłowych i mogą stanowić krytyczny punkt w funkcjonowaniu rynku energii na obszarze działania jednego z tych dwóch operatorów. Liberalizacja rynku energii wymaga, aby przepustowość połączeń międzysystemowych była wystarczająca dla oczekiwanego wzrostu handlu mocą²⁶. Europejska sieć elektroenergetyczna została zaprojektowana do wzajemnej wymiany pomiędzy systemami przesyłowymi, z założeniem ograniczonej zdolności przesyłu energii. Nie przewidziano w założeniach projektowych tej sieci wolnego handlu, cechującego się dużymi wolumenami jej wymiany. Z drugiej strony przewymiarowanie tych sieci wiązałoby się z kosztami. Aby zagwarantować optymalne wykorzystanie i równy dostęp do międzysystemowych zdolności przesyłowych, OSP muszą koordynować funkcjonowanie rynku energii. Konieczne jest tutaj dobre zarządzanie zdolnościami przesyłowymi, tj. maksymalizacja ich wykorzystania w warunkach długo- i krótkoterminowych zgłoszeń, ale również stosowanie poprawnego algorytmu ich rozdziału, proporcjonalnego do stopnia rozwoju rynku energii.

Maksymalizacja dostępnych zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych wynika z obowiązku ich wykorzystywania w jak najskuteczniejszy sposób przez operatora. Odmowa dostępu użytkownika sieci do usług przesyłowych, w sytuacji nieracjonalnej gospodarki zdolnościami przesyłowymi, nie znajduje uzasadnienia w tym przypadku. Jednym ze sposobów optymalizacji zdolności przesyłowych jest nałożenie przepływów o przeciwnych kierunkach, które mogą zostać zrealizowane bez konieczności poniesienia dodatkowego kosztu. W warunkach ciągle utrzymujących się „wąskich gardeł” może być stosowana redystrybucja lub handel przepływami albo podział rynku²⁷. Dodatkowy koszt związany z realizacją przesyłu przez „wąskie gardła” może zostać przeniesiony na użytkowników sieci.

²⁶W pewnych częściach europejskiej sieci najwyższych napięć brakuje zdolności przesyłowych.

²⁷Podział rynku jest to inny sposób eliminacji „wąskich gardeł”, zwykle przydatny w systemach elektroenergetycznych, w których funkcjonuje wspólny rynek transakcji bieżących. Reakcją operatorów rynku na występujące przeciążenia jest różnicowanie cen po obu stronach „wąskiego gardła”, wskazując uczestnikom rynku miejsca szczególnie zagrożone. W ten sposób energia w obszarze, który jest całkowicie zaspokojony, potanieje w porównaniu z energią zasilającą ten obszar. W konsekwencji mniejsza liczba uczestników rynku jest zainteresowana zakupem energii w droższym obszarze, co skutkuje zmniejszeniem przepływu przez „wąskie gardło”.

Zastosowanie powyższych sposobów powinno prowadzić do unikania odmowy dostępu do połączeń międzysystemowych. Nie jest możliwe wyeliminowanie „wąskich gardeł” w warunkach funkcjonowania rynku krótkoterminowego. Konieczne staje się wówczas stosowanie metod, pozwalających zarządzać krótkoterminowymi zgłoszeniami zapotrzebowania na usługę przesyłową, poprzez ich reglamentację lub aukcję. Ze względu na możliwość zastosowania różnorodnych rozwiązań, pozwalających zarządzać ograniczeniami przesyłowymi, potrzebna jest ich harmonizacja, w celu uniknięcia niewłaściwej alokacji zdolności przesyłowych pomiędzy operatorami²⁸.

Długookresowa rezerwacja zdolności przesyłowych może prowadzić do monopolizacji połączeń międzysystemowych i eliminacji innych uczestników rynku. W tym celu konfrontowany jest popyt z podażą zdolności przesyłowych, zaś indywidualna ocena poszczególnych kontraktów wskazuje na możliwość lub wręcz konieczność rezerwacji zdolności przesyłowych, np. poprzez budowę nowych połączeń sieci. W przypadku rezerwacji zdolności przesyłowych możliwe jest również zastosowanie zasady "wykorzystaj lub trać". Oznacza to, że niezrealizowana oferta długoterminowego wykorzystania zdolności przesyłowych będzie przedmiotem obrotu na rynku krótkoterminowym. Wdrożenie tej zasady wymaga pełnej przejrzystości stosowanych przez różnych operatorów reguł, pozwalając uczestnikom rynku w odpowiedni sposób zareagować na aktualną sytuację rynku. System przepływu informacji powinien powiadamiać o będących w dyspozycji zdolnościach przesyłowych, dostępnych jeszcze dla wszystkich uczestników rynku.

Obok zarządzania dostępnymi zdolnościami przesyłowymi, ważne jest dalsze rozwijanie istniejących zdolności przesyłowych. W warunkach funkcjonowania wolnego rynku, nowe połączenia sieciowe muszą w pełni podlegać zasadzie dostępu stron trzecich do sieci.

5.3.2. Taryfikacja na połączeniach międzyobszarowych i ich rozliczanie

W Europie nie funkcjonuje jednolity system taryfikacji za przesył na połączeniach międzysystemowych. Obecne zasady rozliczeń są ustalone przez poszczególne kraje niezależnie, co w przypadku realizacji przesyłu mocy przez kilku operatorów powoduje, że końcowa opłata jest zbiorem szeregu opłat wyznaczonych na podstawie różnych kryteriów. Ta sytuacja często jest powodem wyboru dostawcy z tego samego kraju, gdzie jest odbiorca, ze względu na znacząco niższy koszt przesyłu. Wprowadzenie prostych zasad kalkulacji i rozliczeń, pozwalających na redystrybucję kosztów pomiędzy operatorami, może rozwiązać ten problem.

Tranzyt bez uwzględniania podziałów na krajowe systemy elektroenergetyczne

Według wstępnej propozycji europejskich operatorów [19], koszt operacji (T_{tot}) może być widziany jako suma kosztów reprezentujących: koszt przyłączonych do sieci wytwórców (G), koszt odbiorców (L) i koszt tranzytu (T). Obciążenie kosztem operacji zaangażowanych OSP odbywałoby się według metody typu „znaczka pocztowego”. Indeks l odzwierciedla eksporterów, n importerów, zaś k kraje, przez które odbywa się tranzyt. Opisuje to zależność:

²⁸ Obecnie zdolności przesyłowe pomiędzy dwoma krajami nadal określane są w drodze dwustronnych uzgodnień przy założeniu, że nie ma żadnej zmiany w przepływach pomiędzy pozostałymi krajami. Aukcja też jest procesem bilateralnych uzgodnień. Długookresowym celem ETSO jest określanie zdolności przesyłowych łącznie pomiędzy kilkoma krajami i skoordynowanie aukcji.

$$T_{tot} = G_l + \sum_k w_k T_k + L_n. \quad (5.1)$$

Każdy element tranzytu T_k miałby wpływ na łączną opłatę i byłby konsekwencją podziału sieci na systemy elektroenergetyczne krajów, przez które odbywa się tranzyt. Ten sposób podejścia do rozliczania tranzytu został odrzucony²⁹. W tych warunkach element G_l i L_n powinien dawać całkowity dostęp do europejskich połączeń międzysystemowych.

Taryfa za ograniczenie przesyłowe

Odmowa dostępu do sieci, w warunkach możliwości wystąpienia przeciążenia sieci, może prowadzić do dyskryminacyjnego rozdziału zdolności przesyłowych. Z tego powodu należy konstruować system taryfowy zapobiegający temu. Zasadniczo koszt ograniczeń przesyłowych może być obliczony dokładnie tylko *ex-post*, jednakże jego predykcja możliwa jest dzięki publikowanym wielkościom dostępnych zdolności przesyłowych, co pozwala użytkownikowi odmówić lub zaakceptować zwiększony koszt za dostęp do sieci. W przypadku wielokrotnych ograniczeń występuje konieczność przeprowadzania uzgodnień pomiędzy krajami wielkości dostępnych zdolności przesyłowych, wynikających z warunków pracy sieci danego kraju.

Taryfy przesyłowe, które nie wykorzystują w rozliczeniach informacji o transakcjach bilateralnych, lecz bazują na wielkościach fizycznych, wydają się być najlepszym rozwiązaniem. W tej sytuacji konieczne jest zastosowanie specjalnego systemu taryf, uwzględniających ograniczenia przesyłowe.

5.4. Zarządzanie ograniczeniami w przesyłach międzyobszarowych

5.4.1. Kryteria i zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi

W niniejszym rozdziale przedstawiono podstawowe metody rozwiązywania problemów związanych z ograniczeniami przesyłowymi. Metody te polegają na: publikowaniu wartości zdolności przesyłowych netto (NTC), aukcji, podziale rynku, wewnętrznym powtórny rozpięciem i powtórny skoordynowanym rozpięciem w systemach połączonych.

Następujące kryteria decydują o wyborze metody zarządzania ograniczeniami przesyłowymi:

- sprawiedliwość i brak dyskryminacji,
- efektywność ekonomiczna,
- przejrzystość i niedwuznaczność,
- wykonalność,
- kompatybilność z różnymi typami handlu i zawieranych kontraktów.

²⁹ Taryfy na połączeniach międzysystemowych, bazujące na rzeczywistych przepływach pomiędzy krajami i kosztach powodowanych przez te przepływy, mają być częścią przyszłych rozwiązań. Opłaty stałe za tranzyt, wykorzystujące zasadę kontraktowej drogi przesyłu, stosowane przez Niemcy, zostały uznane za nie do przyjęcia w UE.

Metody zarządzania ograniczeniami sieciowymi powinny być zgodne z następującymi zasadami [20]:

- A. Operatorzy systemów przesyłowych powinni sterować pracą systemów przesyłowych niezależnie od producentów, dystrybutorów, handlowców i odbiorców końcowych.
- B. Operatorzy systemów przesyłowych nie konkurują ze sobą. Ich celem powinno być wspólne osiągnięcie korzyści.
- C. Organizacja rynków energii elektrycznej rozwija się w różnym stopniu u różnych członków ETSO. Obszary, na których stosowane są scentralizowane rozwiązania modelu rynku (np. Pool, giełda energii), występujące w Wielkiej Brytanii, Hiszpanii i Skandynawii, muszą być w stanie współpracować bezpośrednio z rynkami, na których stosowane są transakcje dwustronne (np. w Niemczech, Francji). Założenia do rozwiązania docelowego powinny uwzględniać fakt, że nie ma jednej słusznej metody zarządzania ograniczeniami sieciowymi w każdym rejonie.
- D. Wykonalność danej metody zarządzania ograniczeniami sieciowymi jest niezbędnym warunkiem wstępnym do jej zastosowania. Ponadto rozwiązanie optymalne nie zawsze jest najlepsze w kategoriach wykonalności. Istniejące różnice w strukturach systemów elektroenergetycznych w różnych krajach mogą powodować, że niektóre metody znajdują zastosowanie w jednych partiach systemu, podczas gdy w innych będą prowadziły do rozwiązań nieefektywnych.
- E. Wszyscy uczestnicy rynku powinni być zaangażowani bezpośrednio lub pośrednio w zarządzanie ograniczeniami sieciowymi. Powinni oni otrzymywać wszystkie odpowiednie bodźce do promocji handlu energią, poprzez wzrost zdolności przesyłowych służących do transgranicznej wymiany energii i do zagwarantowania płynności rynku.
- F. Modelowanie przepływów energii nie może opierać się na zasadzie „dróg zawieranych kontraktów”. Symulacja fizycznych przepływów mocy pozwala wziąć pod uwagę „przepływy karuzelowe” i oszacować w sposób bardziej dokładny ograniczenia sieciowe, które mogłyby zagrozić bezpieczeństwu systemu.
- G. Dla handlujących energią elektryczną ważne jest, aby zasady wnoszenia opłat za transgraniczny przesył energii nie opierały się na ilości zawieranych transakcji. Opłatę za przesył transgraniczny powinien płacić jedynie pierwszy eksporter lub wytwórca energii elektrycznej. Do uczestników rynku powinny być przesyłane sygnały ekonomiczne adekwatne do konsekwencji, jakie mogą powodować zawierane przez nich transakcje.
- H. Podczas zarządzania ograniczeniami sieciowymi muszą być wzięte pod uwagę zawarte już kontrakty na transgraniczny przesył energii. Na obecnym etapie rozwoju rynku pozostawiono każdej ze stron decyzję, czy istniejące kontrakty długoterminowe mają być wciąż uznawać za ważne.
- I. Warunkiem zapewnienia płynności obrotu na rynku jest to, by każda rezerwacja zdolności przesyłowych, poczyniona w okresie „dzień przed”, została potwierdzona przez uczestnika rynku. Jeżeli takie potwierdzenie nie zostanie dokonane, zdolności przesyłowe mogą zostać przeniesione na rynek krótkoterminowy.
- J. Ostateczna aprobata lub odrzucenie transakcji wymiany energii musi być dokonywane na wyłączną odpowiedzialność odpowiedniego operatora systemu przesyłowego. Przy realizacji przesyłów transgranicznych zarządzanie ograniczeniami sieciowymi nie może odbywać się jedynie na drodze dwustronnych uzgodnień, lecz musi być

koordynowane przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych, przez które energia będzie przepływała.

5.4.2. Charakterystyka metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi

5.4.2.1. Metoda oparta na publikowanych wartościach zdolności przesyłowych netto

Sterowanie europejskim systemem przesyłowym wymaga dużej wiedzy o grafikach generacji i obciążenia (na „dobę przed” i w czasie rzeczywistym) w każdym z systemów przesyłowych i pomiędzy nimi. Bez tych informacji operatorzy systemów przesyłowych nie mogą informować uczestników rynku o prawdopodobieństwie wystąpienia ograniczeń sieciowych, co ma na celu zapobieganie powstawania ograniczeń lub przedsięwzięcie odpowiednich kroków do przeciwdziałania ograniczeniom.

Wielkość NTC jest definiowana przez całkowitą zdolność przesyłową (TTC) danego połączenia lub coraz częściej kilku połączeń łączących dwa obszary, pomniejszoną o margines bezpieczeństwa (TRM) [20]. Możliwe i zalecane jest kilka poziomów wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku. Publikacja wartości NTC odnosi się do zdolności przesyłowych, dotyczących wymiany energii pomiędzy dwoma systemami. Stanowi to minimum informacji, jakie są wymagane, by uczestnicy rynku mogli ocenić ryzyko niezrealizowania zawieranych przez nich transakcji w całości lub w części, a także do podjęcia odpowiednich kroków, takich jak: zmiana kontraktów, ich wycofanie, zabezpieczenie transakcji itd. Formalnie wartość NTC reprezentuje najlepiej oszacowaną granicę fizycznie możliwych przepływów mocy pomiędzy dwoma obszarami.

Bez względu na zastosowany mechanizm zarządzania ograniczeniami sieciowymi, znajomość wartości NTC dla danego połączenia jest postrzegana jako praktyczna informacja o aktualnych możliwościach handlu energią elektryczną pomiędzy dwoma obszarami w danym przedziale czasowym. Wartości NTC są publikowane cyklicznie przez operatorów systemów przesyłowych, na podstawie których uczestnicy rynku szacują możliwości przesyłu w Europie. W związku z tym bardzo ważna jest ścisła współpraca pomiędzy operatorami systemów przesyłowych, szczególnie że oszacowanie wartości NTC nie jest łatwe.

Wartym podkreślenia jest fakt, że choć wartości NTC oparte są na oficjalnych definicjach zaakceptowanych przez wszystkich, w wielu przypadkach mogą być nieco dwuznaczne, w związku z zastosowaniem zbyt daleko idących uproszczeń w modelowaniu funkcjonowania systemów elektroenergetycznych. Ponadto, by pomóc uczestnikom rynku w zarządzaniu ryzykiem realizacji zawieranych transakcji, obok wartości NTC mogą być publikowane inne wielkości, jak np. przedział zmienności NTC (przewidywana górna i dolna granica), statystyczna niepewność wartości NTC i zależność NTC od transakcji transgranicznych w różnych kierunkach. Oszacowanie wartości NTC zależy od dokładności i rzetelności informacji wymienianych pomiędzy operatorami systemów przesyłowych, jak i pomiędzy operatorami systemów przesyłowych i uczestnikami rynku.

Wartość NTC stanowi aktualny górny limit dostępnych zdolności przesyłowych. Realizacja transakcji wykorzystujących NTC odbywa się na zasadzie priorytetów, określonych w rozdziale 5.4.3. Podmioty, korzystające z usług przesyłowych, zgłaszają grafiki zapotrzebowania do operatorów systemów przesyłowych. Transakcje, które powodowałyby przeciążenia, są odrzucane. Główną wadą „obcinania” zawartych transakcji jest to, że same wartości NTC nie przekazują uczestnikom rynku żadnych ekonomicznych bodźców. Nie stymuluje to efektywnego działania beneficjentów rynku na rzecz operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, a przez to nie promuje efektywnego handlu.

Publikowanie wartości NTC wcześniej niż „doba przed” zostało zaniechane ze względu na ich znaczną niedokładność, spowodowaną dynamiką zmian warunków pracy sieci. Dokładne wartości NTC nie mogą być znane na rok, miesiąc czy tydzień wcześniej ze względu na „przepływy karuzelowe”, niepewność struktury generacji i wyłączeń elementów sieciowych. Nawet w okresie „doba przed” wartości NTC mogą ulec zmianie. Uczestnicy rynku muszą wkalkulować ryzyko niezrealizowania transakcji, związane z niewystarczającą ilością dostępnych zdolności przesyłowych dla realizacji ich kontraktów.

5.4.2.2. Metoda aukcji

Aukcje mogą być podstawowym mechanizmem dla kilku metod zarządzania ograniczeniami sieciowymi, w których każdy z uczestników rynku oferuje cenę za wykorzystanie wartości NTC. Ceny ofertowe są układane w tzw. „stos”. Najpierw uwzględniane są oferty o najwyższych cenach ofertowych aż do momentu, gdy wartość NTC jest całkowicie wykorzystana. Często na rynku usług przesyłowych obliczana jest tzw. cena kliringowa, która jest stosowana w rozliczeniach ze wszystkimi użytkownikami, korzystającymi z danej wartości NTC. Istnieje kilka metod, które łączą wielkości alokowanych zdolności przesyłowych i obliczoną ceną kliringową. Gdy wartość NTC jest w pełni wykorzystana, proces rozdziału zdolności przesyłowych jest zatrzymywany. W przeciwnym przypadku, przeprowadzana jest korekta rozpyływu mocy poprzez zmianę generacji do poziomu, na jakim ustalona została cena kliringowa. Zdolności przesyłowe mogą być powiększone o dodatkowe wartości NTC.

W warunkach funkcjonowania konkurencji, metoda aukcji silnie oddziałuje na uczestników rynku, poprzez ceny ofertowe odzwierciedlające dokładnie wartość rynkową, postrzeganą oczami uczestników rynku. Najwyższy priorytet dostępu do zdolności przesyłowych jest gwarantowany tym, którzy są gotowi zapłacić najwyższą cenę.

System aukcji pozwala operatorom systemów przesyłowych zarządzać ograniczeniami, które występują przy transgranicznym handlu energią elektryczną, bez dostarczania dodatkowych informacji, poza wartościami NTC. Do momentu, gdy ograniczenia sieciowe występują jedynie po obu stronach linii łączących systemy, rozwiązanie problemu ograniczeń jest w gestii uczestników rynku. Warunkiem koniecznym do tego, by system aukcyjny był ekonomicznie efektywny, jest występowanie minimalnej ilości uczestników rynku, którzy powinni składać oferty cenowe na dostępne zdolności przesyłowe.

Metoda ta pozwala na zintegrowanie obowiązujących kontraktów długoterminowych z transakcjami bilateralnymi, a nawet z obrotem na rynku spot. Możliwe jest także zaadoptowanie takiej metody, dla ograniczonego przedziału czasowego, do wymiany handlowej energii pomiędzy obszarem, w którym stosowane są rozwiązania rynkowe typu giełda energii lub rynek spot oraz obszarem, w którym dominuje handel za pomocą transakcji dwustronnych. (np. na granicy duńsko – niemieckiej). System aukcyjny podnosi ryzyko realizacji transakcji średnio- i długoterminowych (nie ma pewności, że będą one zaakceptowane każdego dnia).

Podobnie, jak w przypadku innych metod, także podczas stosowania aukcji w zarządzaniu ograniczeniami sieciowymi, występują dodatkowe problemy, jeśli transakcja wpływa na kilka różnych ograniczeń sieciowych lub, gdy istotną rolę odgrywają „przepływy karuzelowe”. W takich przypadkach, chętni do skorzystania z usług przesyłowych będą musieli składać oferty cenowe na każdą z dwu- lub wielostronnych transakcji (operatorzy systemów przesyłowych mogą zorganizować klientom dostęp do takiego serwisu).

Rozwinięto wiele metod radzenia sobie z tym problemem. Na przykład transakcje mogłyby być zarządzane poprzez optymalny rozptył mocy, który autoryzuje, lub nie, daną transakcję (lub autoryzuje ją częściowo w przypadku transakcji wielostronnych), a następnie obliczana jest kliringowa cena rynkowa na przesył energii. Metoda ta wymaga bardzo ścisłej koordynacji działań pomiędzy zaangażowanymi operatorami systemów przesyłowych.

Aukcje niekoniecznie muszą pokrywać wszystkie koszty, związane z utrzymaniem i sterowaniem pracą linii wymiany, jeżeli koszty te pokrywane są przez system taryfowy. Odpowiedź na pytanie, jak skierować strumień przychodów z aukcji, by stanowiło to efektywny sygnał do rozwoju połączeń międzysystemowych, zależy od systemu regulacji i prawdopodobnie od porozumień pomiędzy sąsiadującymi operatorami systemów przesyłowych.

Sam system aukcyjny nie stanowi odpowiednich bodźców dla operatorów systemów przesyłowych, by zwiększali oni zdolności przesyłowe w liniach wymiany lub inwestowali w nowe urządzenia do transmisji energii elektrycznej. Stworzenie odpowiedniego systemu zachęt dla nich jest jednak możliwe, np. mogą oni otrzymać część dochodów, gdy sprzedadzą poprzez system aukcyjny dodatkowe zdolności przesyłowe, uzyskane w wyniku powtórnego rozptyłu mocy.

5.4.2.3. Metoda podziału rynku

Metoda ta polega na podziale obszaru działania jednolitej struktury rynku lub organizacji na geograficzne obszary ofertowe, z ograniczonymi możliwościami przesyłu energii. Cena rynkowa na rozważanym obszarze jest ustalana stosownie do poziomu mocy dostępnej w generacji i zapotrzebowania. Następnie operator systemu przesyłowego oblicza rozptył mocy i wskazuje linie, na których występują ograniczenia sieciowe. Obszary geograficzne, złożone z jednej lub więcej stref ofertowych, są określane z każdej strony „wąskiego gardła”. W każdym z tak powstałych obszarów ustalana jest nowa cena rynkowa, a przepływy pomiędzy obszarami są ograniczone do dostępnych zdolności przesyłowych. Obszary po jednej stronie ograniczenia będą miały wyższą cenę rynkową, a obszary po drugiej stronie ograniczenia – cenę niższą. Gdy zadziała prawo podaży i popytu, występujące ograniczenie ustępuje samoczynnie na skutek zadziałania mechanizmów rynkowych; zapotrzebowanie zmniejsza się na obszarach o wysokich cenach, a zwiększa się na obszarach o niskich cenach. Oczywiście odwrotny efekt występuje po stronie generacji.

Ta metoda zarządzania ograniczeniami sieciowymi jest wykorzystywana na rynku skandynawskim, w skład którego wchodzi systemy elektroenergetyczne Norwegii, Szwecji Finlandii i zachodniej Danii. Opłata za ograniczenie jest różnicą pomiędzy cenami występującymi po obu stronach ograniczenia. Wpływy z tych opłat gromadzone są przez operatorów systemu, a następnie wykorzystywane do obniżenia wysokości taryf przesyłowych dla wytwórców i odbiorców w każdym z systemów. Operatorzy systemów przesyłowych mogą także wykorzystywać powstałe nadwyżki do finansowania nowych inwestycji.

Usuwanie ograniczeń sieciowych, z wykorzystaniem tej metody, polega częściowo na wykorzystaniu mechanizmów rynkowych i bazuje na cenie równowagi, wynikającej z krzywej podaży i popytu. Metoda podziału rynku zachęca do handlu energią do momentu, gdy uczestnicy rynku otrzymują informacje o kosztach ograniczeń pomiędzy dwoma regionami z wyprzedzeniem. Efektem stosowania tego sposobu może być lepsze wykorzystanie sieci w dłuższym przedziale czasowym.

Zaletą tej metody jest to, że w długim okresie odbiorcy na obszarach, gdzie występują ograniczenia i w efekcie wysokie ceny energii elektrycznej, mogą zmniejszyć swoje zapotrzebowanie, redukując lub eliminując w ten sposób ograniczenia. Inwestorzy zachęcani wysokimi cenami mogą podjąć decyzję dotyczącą lokalizacji nowych jednostek wytwórczych w miejscach, gdzie występują niedobory energii, a przez to wprowadzić konkurencję i spowodować obniżenie cen w skali całego regionu.

Inną zaletą metody podziału rynku jest to, że sygnał cenowy dociera do wszystkich uczestników rynku, szczególnie wytwórców, dla których może on być podstawą określenia poziomu wytwarzania energii. Wszystkie jednostki wytwórcze, z ceną krańcową wytwarzania niższą niż cena rynkowa, będą produkowały energię, zaś pozostałe zaprzestaną produkcji.

Główną wadą tej metody są trudności z zastosowaniem jej na większą skalę. Metoda funkcjonuje efektywnie w warunkach jednolitej struktury rynku lub organizacji (np. giełdy energii) po obu stronach występującego ograniczenia. Z doświadczenia krajów skandynawskich wynika, że do pewnego stopnia metoda ta może działać poprawnie wraz z innymi metodami.

5.4.2.4. Metoda powtórnego rozpięty

Wcześniej opisane wielkości NTC odnosiły się do całkowitej zdolności przesyłowej, pomniejszonej o margines bezpieczeństwa. Jeżeli wolumen transakcji przekracza wartość NTC, niezbędne staje się wprowadzenie ograniczenia przyjmowanych do realizacji transakcji, zaś techniczne możliwości przesyłowe stają się maksymalnymi możliwościami handlu energią. W tej sytuacji powtórny, ulepszony rozpięty mocy, polegający na zmianie poziomów generacji w obszarze dotkniętym ograniczeniami sieciowymi, może pomóc w polepszeniu zdolności przesyłowych i zmniejszeniu występującego ograniczenia. Aby operator systemu przesyłowego mógł dokonać zmiany w poziomie mocy generowanej, niezbędna jest znajomość cen przyrostowych i redukcyjnych jednostek wytwórczych. Powtórny rozpięty zazwyczaj przysparza operatorowi systemu przesyłowego dodatkowych kosztów, które mogą być rozłożone pomiędzy uczestników rynku, zainteresowanych dodatkowymi zdolnościami przesyłowymi.

Te dodatkowe koszty mogą być także rozłożone w równych częściach pomiędzy wszystkich handlujących energią elektryczną na obszarach, w których występują ograniczenia. Może to jednak powodować wzrost ograniczeń sieciowych z powodu braku odpowiednich sygnałów cenowych.

Publikowanie niektórych dodatkowych informacji, związanych z ponoszonymi kosztami przez operatorów systemów przesyłowych z wyprzedzeniem, może przyczynić się do pozytywnych reakcji wytwórców i odbiorców energii w kierunku zmniejszania ograniczeń. Dostarczanie takich danych wymaga jednak przekazywania przez uczestników rynku zdecydowanie więcej informacji, niż ma to miejsce w przypadku zbierania danych do obliczania wartości NTC.

Zarządzanie ograniczeniami sieciowymi, oparte na zmianach poziomów mocy generowanej, potencjalnie efektywniej zachęca do handlu energią, niż publikowanie jedynie wartości NTC. Metoda ta pozwala na powiększenie handlu energią elektryczną do momentu, gdy istnieją jeszcze w systemie pewne możliwości zmiany generacji i jest to opłacalne.

W systemie skandynawskim koszty, związane z powtórnym rozpięty (lub tzw. „counter trade”), w pierwszym etapie ponoszą operatorzy systemów przesyłowych.

Koszt ten jest jednakże odyskiwany poprzez system taryfowy. Innymi słowy, wszyscy klienci ponoszą część kosztów związanych z powtórny rozplywem mocy.

Koszty te mogą być także ponoszone przez uczestników rynku poprzez inny system opłat, dostarczający dodatkowych bodźców ekonomicznych. Oznacza to, że mechanizm ustalania priorytetów transakcji tworzy ranking tych transakcji. Uczestnicy rynku muszą znać wszystkie potencjalne koszty, które są związane ze zmianą struktury generacji oraz muszą mieć możliwość podjęcia decyzji lub rezygnacji z transakcji, kiedy koszty są za wysokie lub też ewentualnego jej zawarcia. Jeżeli koszty zmian w strukturze generacji są alokowane w ten sposób, metoda powtórny rozplywu jest sprawiedliwa dla wszystkich uczestników rynku. Ponadto, oprócz systemów, gdzie dominuje struktura rynkowa, zaletą publikowania z wyprzedzeniem przewidywanych wysokości kosztów ograniczeń sieciowych jest zapewnienie dobrej przejrzystości tych kosztów dla wszystkich uczestników rynku, co dobrze koresponduje z realizowanymi przez nich transakcjami hedgingowymi³⁰ i wykonywanymi analizami ryzyka. Z drugiej strony przygotowanie powyższych kosztów stwarza znaczne trudności obliczeniowe dla operatorów systemów przesyłowych. Muszą oni dysponować dokładną wiedzą o dodatkowych możliwościach mocy wytwórczych w różnych jednostkach wytwórczych, włączając w to spodziewane poziomy cen, po których taka dodatkowa generacja byłaby możliwa.

Metoda powtórny rozplywu określa rzeczywisty poziom możliwości realizacji usługi przesyłowej. Ograniczeniem metody jest wykorzystywanie jedynie dostępnych jednostek wytwórczych, znajdujących się wewnątrz każdego systemu. Operatorzy systemów przesyłowych, wymieniając dane między sobą, mogą wyznaczać na tej podstawie skoordynowany powtórny rozplyw mocy.

5.4.2.5. Koordynowany powtórny rozplyw

Celem koordynowanego powtórny rozplywu (CCR) jest standaryzacja zasad określania dostępnych zdolności przesyłowych przez operatorów, z wykorzystaniem metody powtórny rozplywu. W przypadku wystąpienia ograniczeń sieciowych, operatorzy systemów przesyłowych koordynują zmianę mocy generowanych we wszystkich systemach połączonych. Może to w efekcie wywołać zmianę poziomu mocy generowanej w jednostkach wytwórczych, położonych poza obszarem działania danego operatora systemu przesyłowego, tak długo, jak jednostki te są w stanie oddziaływać na ograniczenie sieciowe, występujące na liniach wymiany. Zasady zakupu dostępnych zdolności wytwórczych przez operatorów systemów przesyłowych, a następnie zarządzania nimi, są określone przez nich samych, ponieważ nie ma problemu braku zgodności pomiędzy sąsiadującymi systemami. Oferty jednostek wytwórczych, przywołanych do pracy przy poprawie rozplywów, mogą odnosić się do konkretnego rynku, lub też jednostki te mogą mieć podpisane kontrakty długoterminowe z danym operatorem systemu przesyłowego na świadczenie usług typu rezerwy. System przypisania danej jednostki do pracy na określony rynek jest bardziej przejrzysty, ale może także dawać jednostkom wytwórczym, położonym poniżej powtarzającego się „wąskiego gardła”, dużą siłę rynkową. Rozwiązanie, oparte na kontraktach długoterminowych, daje operatorowi systemu przesyłowego większą gwarancję pokrycia zapotrzebowania, ale może także stać się zawile. W miarę uruchamiania nowych jednostek wytwórczych na rynku, na obszarze, który importuje energię, oferując np. tańszą energię, lub w sytuacji usunięcia

³⁰ Transakcja terminowa, polegająca na równoczesnym zakupie i sprzedaży takiej samej ilości energii, w celu zabezpieczenia się przed spadkiem lub wzrostem cen.

ograniczenia przesyłowego poprzez realizację inwestycji sieciowych w innych krajach, stosowanie metody koordynowanego powtórnego rozpiływu może być trudne.

Koszty związane z CCR powinny być przypisane uczestnikom rynku, którzy powodują „wąskie gardła”. Tak, jak w metodzie powtórnego rozpiływu, uczestnicy rynku muszą mieć wybór pomiędzy zawieszeniem zawierania transakcji i zapłatą za powtórną koordynowany rozpiływ.

CCR z założenia nie ma przynosić zysków operatorom systemów przesyłowych. Stosowanie tej metody jest usługą świadczoną w celu zapewnienia większej płynności rynku. Usługa ta jest regulowana, operatorzy systemów przesyłowych obciążają uczestników rynku opłatami za ograniczenia sieciowe w takiej wysokości, jakie koszty ponieśli na realizację koordynowanego powtórnego rozpiływu.

Metoda ta wymaga ścisłej współpracy pomiędzy operatorami systemów przesyłowych i utrzymania poufności informacji o ofertach cenowych wytwórców, zlokalizowanych na różnych obszarach.

CCR ma wiele zalet, a najważniejszą z nich jest ułatwienie handlu energią elektryczną poprzez tworzenie nowych możliwości dla transakcji finansowych. Metoda stosowana jest przez operatorów systemów przesyłowych, w taki sposób, by zapewniać przejrzystość i neutralność oraz prowadzić do zwiększenia płynności rynku europejskiego, a także optymalnego wykorzystania systemów elektroenergetycznych. Ważne przy tym jest to, by operatorzy systemów przesyłowych nie dokonywali zakupów energii od uczestników rynku na innych obszarach, jeżeli jednak takie zakupy są niezbędne, powinni zaopatrywać się w brakującą energię u sąsiadujących operatorów systemów przesyłowych.

Efekt rozszerzenia obszaru, na którym dokonywany jest powtórną rozpiływ, w porównaniu do wewnętrznego powtórnego rozpiływu, jest oczywisty – więcej jednostek wytwórczych bierze udział w likwidacji danego ograniczenia. Ponadto granice wymiany mocy zostaną osiągnięte w momencie, gdy nie ma już więcej jednostek wytwórczych, które mogłyby mieć wpływ na likwidację danego ograniczenia sieciowego lub, gdy cena za zlikwidowanie ograniczenia jest na tyle wysoka, że staje się to nieopłacalne dla uczestników rynku. Taka sytuacja powinna się jednak zdarzać bardzo rzadko, ponieważ cena za zniesienie ograniczenia jest mniejsza, gdy operatorzy systemów przesyłowych dysponują dużą ilością jednostek wytwórczych. Metoda ta jest sprawiedliwa dla wszystkich uczestników rynku i z reguły w ten sam sposób traktuje zarządzanie ograniczeniami występującymi wewnątrz systemów, jak i w miejscach ich połączeń.

Metody oparte na CCR poszerzają granice wymiany energii i zapewniają maksymalną elastyczność rynku tak długo, jak długo sygnały ekonomiczne są przekazywane jego uczestnikom. Pomimo to poszerzenie możliwości handlowych jest ograniczone poprzez dostęp operatorów systemów przesyłowych do odpowiednich jednostek wytwórczych.

CCR może być porównywana do metody podziału rynku, w aspekcie próby przewyciężenia pojawiających się granic fizycznych, by zwiększyć możliwości handlowe. Obie metody są podobne, ale metoda podziału rynku wymaga, by sieć europejska pokrywała obszary o różnych ofertach cenowych, podczas gdy metoda CCR jest oparta na kooperacji sąsiadujących operatorów systemów przesyłowych. Metoda CCR mogłaby być zastosowana w ramach zasad funkcjonujących w Szwecji, Finlandii i częściowo w Norwegii pod nazwą „counter-trading” [20].

Przeprowadzenie przez danego operatora powtórnego rozpiływu oraz przygotowanie krzywej kosztu likwidowania ograniczeń nastrocza znaczne trudności obliczeniowe i koordynacyjne u operatorów systemów przesyłowych. Wymaga się także, aby dysponowali

oni dokładną wiedzą o dodatkowych możliwościach wytwórczych w różnych jednostkach, oraz o spodziewanych cenach, według których taka dodatkowa generacja jest możliwa.

5.4.3. Zasady realizacji usług przesyłowych

5.4.3.1. Zasada pierwszeństwa zgłoszeń

Nadawanie priorytetów zawartym transakcjom znajduje największe zastosowanie w metodzie zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, opartej na publikowaniu wartości NTC. Może być ono także niezbędne w pozostałych metodach, gdy redukcja zawieranych transakcji jest konieczna ze względu na warunki krytyczne, jakie pojawiają się przy zagrożeniu bezpieczeństwa systemu. Ustalanie priorytetów może także służyć jako podstawa do alokowania kosztów, związanych z wartością krańcowego ograniczenia sieciowego w przypadku stosowania metod powtórnego rozptyłu lub koordynowanego powtórnego rozptyłu. W rozdziale niniejszym przedstawiono najczęściej stosowane metody określania priorytetów transakcji, przedkładanych operatorom systemów przesyłowych oraz wymieniono ich zalety i wady.

Zasada pierwszeństwa zgłoszeń polega na tym, że pierwsza dokonana rezerwacja na dany okres ma pierwszeństwo przed innymi. Gdy zdolność przesyłowa połączenia transgranicznego zostanie osiągnięta, operator systemu przesyłowego nie akceptuje żadnych dodatkowych transakcji. Każda rezerwacja musi być potwierdzona, co najmniej w dniu poprzedzającym realizację transakcji, wszelkie zmiany powinny być zgłaszane operatorowi systemu przesyłowego, zaś dokonujący zmian w ostatniej chwili powinni ponosić kary.

Takie zasady zachęcają uczestników rynku do sporządzania prognoz z dłuższym wyprzedzeniem czasowym. Ponadto pozwalają one na lepszą i szybszą ocenę bezpieczeństwa systemu przez tych operatorów systemów przesyłowych, którzy znają z wyprzedzeniem dokładną wartość wymiennej mocy.

Wadą takiego podejścia może być to, że w niektórych przypadkach znacznie ograniczone jest zawieranie kontraktów na wymianę krótkoterminową, co jest niezbędne do zapewnienia odpowiedniej dynamiki rynku. Długoterminowe rezerwy zdolności przesyłowych mogą blokować dostęp do przesyłu mocy przez innych uczestników rynku przez długi okres. Można temu zapobiec, stosując kilka rozwiązań [20]:

- poprzez nakładanie kary na tych, którzy nie wykorzystują zarezerwowanych zdolności przesyłowych,
- część zdolności przesyłowych może być zarezerwowana na transakcje krótkoterminowe (rozwiązanie takie zastosowano w kilku krajach),
- zarezerwowana moc może być „zwolniona”, zgodnie z zasadą „wykorzystujesz lub tracisz”.

Ta forma ustalania priorytetów dobrze nadaje się do handlu bilateralnego. Z drugiej strony nie nadaje się jako mechanizm ustalania priorytetów dla transakcji dokonywanych codziennie lub w czasie rzeczywistym, np. na giełdzie energii. W takim przypadku wszystkie prośby o przydział zdolności przesyłowych są przedkładane praktycznie w tym samym czasie, tuż przed zamknięciem rynku.

5.4.3.2. Zasada oparta na cenach ofertowych

Ustalanie priorytetów według tej zasady może być wykorzystywane jedynie do handlu na rynkach o ustalonej organizacji, np. w Hiszpanii, Holandii czy Skandynawii. Aby wyższe priorytety dostawały transakcje najbardziej efektywne ekonomicznie, stosuje się zasadę polegającą na tym, że ranking ustalany jest na podstawie cen ofertowych w następujący sposób:

- dla rynkowych ofert sprzedaży energii najwyższy priorytet uzyskują najniższe ceny ofertowe,
- dla rynkowych ofert kupna energii najwyższy priorytet uzyskują najwyższe ceny ofertowe.

Metoda ta przekazuje silne bodźce ekonomiczne dla aktywnych graczy rynkowych. Gdy brak jest odpowiednich mechanizmów regulacyjnych, metoda ta może prowadzić do gry na rynku, np. jeżeli za generowaną moc obowiązywać będzie cena kliringowa jednostki wytwórczej, by uzyskać wyższe priorytety, ceny ofertowe będą ustalone na bardzo niskim poziomie. Metoda ta może być także postrzegana jako mechanizm „niejawnej aukcji”.

5.4.3.3. Zasada ograniczania przepływów proporcjonalnie do zamawianych zdolności przesyłowych

W tym przypadku w zasadzie nie definiuje się pojęcia „priorytet”. Wszystkie transakcje są akceptowane, ale operator systemu przesyłowego ogranicza ich realizację, w przypadku wystąpienia ograniczenia w stosunku, który wynika z następującego współczynnika:

dostępne zdolności przesyłowe / zamawiane zdolności przesyłowe.

Metoda ta jest przejrzysta dla użytkowników, ale prowadzi uczestników rynku do nieefektywnego wykorzystania systemu. Jeżeli nie będą stosowane odpowiednie mechanizmy regulacyjne, może to także prowadzić do sztucznie przeszacowanych wolumenów zgłaszanych transakcji, co będzie skutkowało grą rynkową. Transakcje dwustronne są realizowane jedynie w części, co może prowadzić do nieangażowania się w tego typu transakcje.

5.4.3.4. Zasada współczynnika udziału zawieranej transakcji w powstawaniu ograniczeń przesyłowych

Operator systemu przesyłowego określa wpływ danej transakcji na powstawanie ograniczenia, w celu zdefiniowania jej priorytetu. Względny udział danej transakcji w powstawaniu ograniczenia określa współczynnik, który jest ilorazem udziału przepływu mocy wynikającej z danej transakcji w ograniczeniu sieciowym i wolumenu transakcji. Jedną z metod obliczania takiego współczynnika udziału jest badanie wpływu przepływów mocy, wywołanych daną transakcją, niezależnie od innych transakcji. Jeżeli suma przepływów mocy przekracza zdolność przesyłową linii, to transakcjom odpowiedzialnym za te przepływy, przypisywane są pewne priorytety zależnie od udziału danej transakcji w całkowitym przepływie mocy daną linią. Redukowane są kolejne transakcje, aż do momentu zniknięcia ograniczenia.

W przypadku sieci z przepływami jednostronnymi, metoda ta nie będzie efektywna ze względu na fakt, że wszystkie transakcje będą miały prawie ten sam współczynnik udziału. Metoda jest przejrzysta ze względu na to, że fizyczne przepływy mocy obliczane są dla każdej

transakcji niezależnie. Do momentu, gdy ilość zgłaszanych transakcji nie jest duża, metoda jest stosunkowo prosta. Ponieważ transakcje odpowiedzialne za ograniczenia są obcinane w proporcji do ich udziału w powstającym ograniczeniu, a więc faworyzowane są małe jednostki wytwórcze położone daleko od linii wymiany, metoda ta nie zapewnia długoterminowej efektywności. Nie odpowiada to optymalnemu wykorzystaniu systemu.

5.5. Ocena metod zarządzania ograniczeniami

W tabeli D zawarto syntetyczny przegląd metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, stosowanymi w wielu krajach. Ich specyfika wpływa na sposób kształtowania opłat przesyłowych, co jest przedmiotem rozważań w niniejszym rozdziale.

Analiza warunków pracy sieci, dotyczących krótkich okresów, jest stosunkowo prosta. Sieć elektroenergetyczna, do której przyłączeni są jej użytkownicy, została zbudowana przy założeniu określonych wymagań sztuki inżynierskiej, spełniającej minimalne standardy techniczne. W tej sytuacji przesył ogranicza się do zrównoważenia poziomu mocy wytwarzanej w jednej części sieci i odbieranej w drugiej. Można zadać sobie pytanie, czy przepływ mocy określony przez prawa fizyki ulega zakłóceniu, w warunkach wymuszania realizacji kontraktów niepokrywających się z fizycznymi przepływami lub stosowania złożonych metod alokacji kosztów sieciowych? Korzystanie z prostych modeli sieci elektroenergetycznych nie zawsze pozwala na uwzględnienie zjawisk występujących w rzeczywistości. Uproszczenia stosowane podczas modelowania przesyłu powodują, że często nie bierze się pod uwagę strat sieciowych i występujących ograniczeń. Taki sposób podejścia najczęściej ma miejsce w przypadku stosowania modeli oderwanych od zmiennoprądowego układu pracy sieci.

W wyniku przesyłu mocy liniami elektroenergetycznymi powstają straty. Stąd koszt krańcowy tego przesyłu do różnych miejsc w sieci zróżnicowany jest w wyniku krańcowych strat w systemie. Uwzględnienie tych strat nie wymaga wprowadzenia generalnych zmian do teorii lub praktycznych rozwiązań rynków energii elektrycznej. Rozdział ekonomiczny obciążeń bierze pod uwagę straty sieciowe, co pozwala odpowiednio skorygować cenę równowagi rynkowej. Z technicznego punktu widzenia wydaje się, że występuje różnica pomiędzy węzłowymi kosztami krańcowymi i zróżnicowanymi cenami w zależności od lokalizacji, jednakże funkcjonowanie rynku w krótkim okresie zasadniczo potwierdza tożsamość obu wielkości.

Ograniczenie przesyłowe jest podobnym zjawiskiem. Ograniczenia w sieci przesyłowej w krótkim czasie mogą limitować długodystansowy przesył mocy i tym samym powodować zwiększenie kosztu krańcowego w niektórych miejscach sieci. Z analizy obrotu energią elektryczną wynika, że moc przepływa przez linie przesyłowe od miejsca o niskim koszcie do miejsca o koszcie wysokim. Jeśli linia jest powodem ograniczenia, to w okresach szczytowego zapotrzebowania niektóre tanie elektrownie muszą być wyłączone z powodu ograniczeń. W tym przypadku zapotrzebowanie pokrywane jest przez elektrownie o wyższym koszcie wytwarzania, czyli te, które nie pracowałyby przy braku ograniczenia. Powodem zróżnicowania kosztu krańcowego w dwóch punktach sieci jest więc wystąpienie ograniczenia przesyłowego. Niski koszt krańcowy mocy w jednym miejscu sieci nie jest wyższy od kosztu produkcji taniej elektrowni, wyłączonej z powodu ograniczenia w drugim miejscu sieci. Podobnie jest z lokalizacją wysokiego kosztu krańcowego, który nie jest mniejszy od kosztu wytwarzania drogiej elektrowni, pracującej dzięki istnieniu ograniczeń przesyłowych. Różnica pomiędzy tymi dwoma kosztami jest opłatą za ograniczenie sieciowe.

Zróżnicowanie kosztu krańcowego w warunkach ograniczeń jest adekwatne

do różnicy kosztu wytwarzania w przypadku braku ograniczeń. Tania elektrownia węglowa jest wyłączona w wyniku ograniczenia, zaś w to miejsce uruchamia się np. źródło gazowe, którego koszt wytwarzania jest ponad 2 razy większy. Skutkuje to regionalnym zróżnicowaniem kosztu krańcowego, który jest większy od kosztu wytwarzania w elektrowni na paliwo stałe. Nie jest to wynikiem prostego przypadku wykorzystania linii przesyłowej pomiędzy dwoma punktami. W sieci rzeczywistej występują bardziej złożone interakcje, dające te same efekty, wynikające z zamkniętych układów pracy sieci i wielokrotnych ograniczeń, spowodowanych ograniczeniami termicznymi linii i napięciowymi na szynach systemów stacji energetycznych. Symulowanie przypadków ograniczeń w sieci przesyłowej, które prowadzą do więcej niż 100% zróżnicowania kosztu krańcowego w różnych węzłach, sieci jest łatwe.

Jeśli występują ograniczenia przesyłowe, to w modelu rynku należy wziąć je pod uwagę, określając koszt krańcowy. Uwzględnienie tej kwestii w zasadzie nie stanowi trudności. Jedynie w zakresie rynku energii należy wprowadzić operowanie zbiorem cen, określonych dla poszczególnych węzłów. Ekonomiczny rozdział obciążeń minimalizuje koszt funkcjonowania systemu przesyłowego łącznie z bezpieczną likwidacją ograniczeń. Wytwórcy zaś składają oferty zawierające minimalne ceny dopuszczalne w danym miejscu sieci. Podobnie jest z odbiorcami, których oferty określają maksymalną cenę dla danej lokalizacji. Działania podejmowane w wyniku likwidacji ograniczeń powodują powstanie cen, odpowiadających miejscu przyłączenia użytkownika do sieci, łącznie ze skutkami rozdziału generacji, strat i ograniczeń przesyłowych. W warunkach samodzielnego pokrycia zapotrzebowania przez dostawcę operuje się pojedynczymi cenami, które są cenami wynikającymi z krótkookresowego kosztu krańcowego (SRMC) mocy dla danej lokalizacji. Określenie ceny za przesył jest naturalną implikacją dostarczenia mocy w jednym miejscu i zapotrzebowania jej w drugim. W tej sytuacji cena za przesył będzie różnicą cen pomiędzy tymi dwoma lokalizacjami.

To samo podejście można łatwo zastosować w wyjaśnieniu istoty transakcji bilateralnych. Częściej uczestnicy rynku wolą zaplanować przesył punkt-punkt niż formalny zakup i sprzedaż za pośrednictwem rynku transakcji bieżących. Grafiki kontraktów bilateralnych są dostarczane operatorowi systemu przesyłowego. Dostawy poza grafikami są zlicytowane na wspólnym rynku opartym na zasadach rynku transakcji bieżących. Często nazywane jest to jako metoda „wspólnej pozostałości” lub „wspólnego salda”. Dla tych uczestników rynku, którzy określają grafik przesyłu pomiędzy dwoma punktami sieci, koszt przesyłu jest różnicą cen tych punktów. Dlatego krótkookresowy koszt przesyłu jest efektywniejszy i niedyskryminujący. Te same zasady mogłyby mieć zastosowanie w wielopłaszczyznowej strukturze zarządzania rynkiem dnia następnego i czasu rzeczywistego. Wprowadzenie tych zmian jest istotne z praktycznego punktu widzenia, bez zasadniczej zmiany ram zasad funkcjonowania rynków energii elektrycznej.

Ten krótkookresowy rynek konkurencyjny z procesem ofertowym i scentralizowanym zarządzaniem jest zgodny z efektywnością ekonomiczną zarządzania systemem elektroenergetycznym, minimalizującą koszty jego funkcjonowania. Ceny węzłowe definiują całkowity koszt w krótkim terminie. Wytwórca i odbiorca widzi indywidualną cenę w każdej półgodzinie i w tej sekwencji czasowej ceny ulegają zmianie, odzwierciedlając zmienne warunki dostawy i odbioru mocy z sieci. Wszystkie złożoności zasilania i współdziałania z siecią są powiązane z ekonomią zarządzania i kalkulacją węzłowych cen SRMC. Są to jedyne funkcjonujące ceny, zaś opłaty za krótkoterminową dostawę energii są jedynymi wymaganymi opłatami w tym okresie, łącznie z pokryciem strat sieciowych. Operator systemu koordynuje pracę sieci elektroenergetycznej i dostarcza informacji do rozliczeń pod kontrolą regulatora, gwarantując porównywalność usług, dzięki otwartemu dostępowi

do funkcjonującego rynku i ekonomicznemu rozdziałowi, bazującym na ofertach.

Poprzez efektywne cenotwórstwo użytkownicy mają motywację do reagowania na określone i akceptowane przez nich działania operatora. Brak takiej cenowej motywacji wprowadza chaos, powodujący spadek efektywności funkcjonowania rynku i możliwości podejmowania na nim decyzji. Efektywne cenotwórstwo dałoby operatorowi systemu wystarczającą kontrolę nad przeciwdziałaniem nieuczciwym zachętom, które byłyby powodowane przez ceny nieodzwierciedlające kosztów krańcowych przesyłu. Rynek konkurencyjny, na którym jego uczestnicy mają możliwość podejmowania decyzji i cechują się reagowalnością (elastycznością cenową popytu i podaży), zależy od właściwego wykorzystania prawa do kreowania cen.

6. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

W rozprawie przedstawiono próbę szczegółowego opisu zagadnień związanych z projektowaniem taryf przesyłowych w aspekcie możliwości kształtowania za ich pomocą zachowań użytkowników sieci elektroenergetycznej, w celu bezpiecznego i efektywnego kierowania pracą systemu elektroenergetycznego.

Odniesiono się do obowiązujących w Polsce rozwiązań taryf przesyłowych, poddając je krytycznej ocenie, a następnie przedstawiono propozycję takiej ich zmiany, która przyczynić się powinna do prawidłowej realizacji funkcji i zadań, jakie powinny one spełniać.

Przeprowadzono pogłębioną analizę rozwiązań taryf przesyłowych stosowanych w różnych krajach, ukierunkowaną na identyfikację zastosowanych mechanizmów wpływających na zachowania użytkowników sieci, jak również analizę wpływu funkcjonującego rynku energii oraz specyfiki sieci danego kraju na ich obecny kształt.

Opracowano koncepcje metodyczne budowy taryf przesyłowych, przedstawiając czynniki determinujące rodzaj taryfy przesyłowej, zakres wykonywanych analiz dla celów projektowania taryf oraz rodzaje i zasady kalkulacji taryf. Przedstawiono również praktyczne aspekty zastosowania metod rozptyłów przyrostowych i śledzenia rozptyłów oraz inne metody najczęściej stosowane w kalkulacji stawek opłat taryf przesyłowych.

Opracowano szereg węzłowych wskaźników wykorzystania infrastruktury sieciowej, stanowiących rozszerzenie zastosowania metod rozptyłów przyrostowych i śledzenia rozptyłów do alokacji kosztów przesyłu w sieci elektroenergetycznej. Zbadano również wpływ warunków pracy sieci (układu połączeń i obciążeń) na węzłowe wartości poszczególnych wskaźników oraz stopień ich oddziaływania na odbiorców i wytwórców. Wykonano obliczenia wskaźników dla sieci 400, 220 i 110 kV oraz przeprowadzono ich analizę, która pozwoliła wskazać następujące praktyczne możliwości zastosowania opracowanych wskaźników. Są to:

- określenie stopnia i miejsca agregacji poziomej lub/i pionowej węzłów sieci w grupy taryfowe,
- ocena lokalizacji i poziomu mocy generowanej w węzłach wytwórczych względem mocy zapotrzebowanej,
- określenie konieczności różnicowania stawek opłat ze względu na sezony i strefy doby,
- kalkulacja taryfy przesyłowej najsilniej oddziałującej na użytkowników sieci,
- wybór rodzaju taryfy przesyłowej, adekwatnej do uwarunkowań funkcjonowania danej sieci elektroenergetycznej,
- badanie wpływu nowych połączeń sieci na węzłowe opłaty przesyłowe.

Przeprowadzona analiza wskaźników wykazała, że wskaźniki, obliczane dla normalnych warunków pracy sieci według metody śledzenia rozptyłów, najlepiej odzwierciedlają zmienność zapotrzebowania w węzłach odbiorczych, jak i wytwórczych, zaś wyznaczone z zastosowaniem metody rozptyłów przyrostowych obrazują zmiany w układzie połączeń gałęzi sieci.

Wykonywanie obliczeń zaproponowanych wskaźników dla sieci rzeczywistej, dla różnych bezpiecznych warunków jej pracy, pozwala na identyfikację i określenie stopnia dominacji tych warunków, które powinny stanowić podstawę przy projektowaniu (lub kształtowaniu) taryf przesyłowych. Przedstawiony sposób analizy, w której wykorzystuje się metody określające stopień wykorzystania sieci na podstawie rozptyłów mocy, stanowi

propozycję podejścia w ustalaniu zasad kształtowania taryf przesyłowych, pozwalających właściwie realizować przypisaną im funkcję stymulowania takich zachowań odbiorców energii elektrycznej, które przyczyniają się do bezpiecznej i efektywnej pracy systemu elektroenergetycznego.

W rozprawie przedstawiono i oceniono stosowane sposoby likwidowania ograniczeń przesyłowych, stanowiących istotny element w bezpiecznym kierowaniu pracą systemu elektroenergetycznego i mającym znaczący wpływ na budowę kształtu taryfy przesyłowej.

Za swoje oryginalne osiągnięcia autor uważa:

- zaproponowanie zmian struktury taryfy przesyłowej stosowanej w Polsce, właściwie realizującej funkcje i zadania,
- określenie czynników determinujących rodzaj taryfy przesyłowej,
- zastosowanie metod geostatystycznych w analizie kosztów krańcowych,
- opracowanie warunków wykorzystania stałoprądowego rozptywu mocy w obliczeniach wykonywanych za pomocą metody rozptyłów przyrostowych,
- opracowanie uniwersalnych wskaźników wykorzystania infrastruktury sieciowej na bazie metody rozptyłów przyrostowych i śledzenia rozptyłów,
- opracowanie metody pozwalającej właściwie analizować stan pracy sieci dla potrzeb budowy taryf przesyłowych,
- zidentyfikowanie szeregu właściwości i warunków stosowania metody rozptyłów przyrostowych i metody śledzenia rozptyłów, będących rozszerzeniem dotychczas znanej teorii tych metod,
- znalezienie i empiryczne potwierdzenie zależności pomiędzy obliczonymi wartościami wskaźników wykorzystujących metodę rozptyłów przyrostowych ze znakiem, bez znaku i dla dodatnich zmian przepływu, zarówno względem mocy węzłowych, jak i przepływów gałęziowych,
- znalezienie i empiryczne potwierdzenie zależności pomiędzy wielkością różnicy bilansowej mocy czynnej, a obliczonymi względnymi wartościami wskaźników (pracy sieci, obliczonej względem mocy węzłowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami i promienia zasilania) wykorzystujących metodę śledzenia rozptyłów.

Dalsze kierunki rozwoju opracowanych metod autor widzi w badaniach nad metodą przepływów granicznych, wykorzystującą metodę rozptyłów przyrostowych i zastosowaniem opracowanych wskaźników wykorzystania infrastruktury sieciowej w ocenie efektywności budowy nowych połączeń sieci elektroenergetycznych.

Zamieszczone w pracy rezultaty analiz teoretycznych oraz wyniki obliczeń, przeprowadzonych dla układów sieciowych rzeczywistych i modelowych, pozwalają na sformułowanie następujących wniosków końcowych.

1. W początkowym etapie projektowania taryfy przesyłowej powinno się przeprowadzić wnikliwą analizę warunków funkcjonowania sieci z zastosowaniem różnych metod alokacji kosztów.
2. Z przeprowadzonych analiz wynika, że stawki opłat, obliczane z wykorzystaniem metody rozptyłów przyrostowych w odmianie MW-km, najsilniej będą oddziaływać na użytkowników sieci, szczególnie w sytuacjach zmiany obciążeń węzłowych.

3. Zarówno metoda śledzenia rozpływów, jak i metoda rozpływów przyrostowych jest wrażliwa na zmianę układu połączeń sieci.
4. Zaproponowane względne wskaźniki wykorzystania infrastruktury sieciowej pozwalają na porównanie metod alokacji kosztów i wybór właściwej dla celów tworzenia taryfy przesyłowej.
5. Zastosowanie metody wariogramów i krigingu blokowego wskazuje na występowanie kierunkowości zmian jednostkowych kosztów krańcowych na obszarze kraju, co uzasadnia różnicowanie sezonowe i dobowe stawek opłat przesyłowych.
6. Przeprowadzone analizy wskaźników alokacji kosztów wskazują na ich zmiany czasowe i powierzchniowe.
7. Przegląd struktur taryf przesyłowych, stosowanych w różnych krajach, pokazuje, że wykorzystywane są różne rozwiązania, mające na celu stymulowanie takich zachowań użytkowników sieci, które pozwalają na bezpieczną i efektywną jej eksploatację oraz rozwój.
8. Znaczący udział w taryfach przesyłowych mają koszty niezwiązane z przesyłem energii elektrycznej, co znacznie osłabia możliwość właściwej realizacji przez nie funkcji stymulacyjnej. Skłania to do zastanowienia się nad innym sposobem alokacji tych kosztów poza strukturą zasadniczą taryfy, np. zaproponowanym przez autora.

Zaprezentowane wyniki analiz oraz przedstawione wnioski potwierdzają słuszność przyjętych w pracy tez.

LITERATURA

- [1] Alaywan Z., *Understanding the California Firm Transmission Rights*. California Independent System Operator, 2000
- [2] Amundsen E. S., Bergman L., Andersson B., *Competition and Prices on the Emerging Nordic Electricity Market*. Working Paper Series in Economics and Finance No. 217, January 1998
- [3] Armstrong M., Doyle C., *The Economics of Access Pricing*. Proceedings of a meeting in Budapest on 9-12 May 1995, OECD, Paris, 1995
- [4] Armstrong M., *Basic Linear Geostatistics*. Springer, Berlin 1998
- [5] Block M. K., Lenard T. M., *Creating Competitive Markets in Electric Energy: A Comprehensive Proposal*. The Progress Freedom Foundation, 1997
- [6] Bellman R., *On a routing problem*. Quarterly of Applied Mathematics 16, s. 88-90, 1958
- [7] Białek J., *Tracing the flow of electricity*. IEE Proceedings – Generation Transmission and Distribution, July 1996
- [8] Białek J., *Podział kosztów wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej metodą śledzenia przepływów mocy*. Materiały konferencji „Rynek Energii elektrycznej”, Kazimierz Dolny 1997
- [9] Białek J., Zolezzi J., Rudnick H., Danitz F., *Discussion on „Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access”*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 4, pp. 933, November 2001
- [10] Bartosik A., Tymorek A., *Koszty krańcowe energii elektrycznej w sieciach najwyższych napięć*. X Międzynarodowa Konferencja Naukowa nt. Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'01, Politechnika Gdańska, Gdańsk – Jurata 6-8 czerwca 2001
- [11] Calviou M. C., Dunnet R. M., Plumtre P. H., *Charging for the Use of Transmission System Using Marginal Cost Methods*. Proc. Lith PSCC Conference, pp. 385-391, Avignon France, 30 August-4 September 1993
- [12] Corum K., Gibson W., *Pricing Transmission in a Regional System: Principles of Economic efficiency and the Experience of IndeGO*. Pacific Northwest Regional Economic Conference, Olympia, 7-9 May 1998
- [13] Cormen T. H., Leiserson C. E., Rivest R. L., *Wprowadzenie do algorytmów*, WNT 1994
- [14] Crow M. L., *The new – But Is It Improved? – Power System*. IEEE Potentials, Vol. 16, No. 5, pp. 9-10, December 1997/January 1998
- [15] Dijkstra E. W., *A note on two problems in connexion with graphs*. Numerische Mathematik 1, s. 269-271, 1959
- [16] *Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z 19 grudnia 1996 w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej*. Official Journal of the European Communities nr L27 z dnia 30 stycznia 1997 r.
- [17] EPRI, *Marginal Costing Within Transmission Networks. Optimal Power Flow. MCTN Users Manual*. Laurits R.Christensen Associates, Inc. December 1998

- [18] EPRI, *Tariff project for Polish Power Grid Company. Task 5.2. Economic analysis of the distribution sub-sector*. October 1998
- [19] ETSO, *International exchanges of electricity*. Draft rules proposed by the European Transmission System Operators, 14 January 1999
- [20] ETSO, *Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission*. Florence Regulators Meeting, November 1999
- [21] Praca zbiorowa, *Snapshot on transmission pricing in Europe (1999): synthesis*. Final draft, ETSO task force, June 2000
- [22] Praca zbiorowa, *Benchmarking on transmission pricing in Europe: synthesis*. ETSO task force, February 2003
- [23] Finney J. D., Othman H. A., *Evaluating Transmission Congestion Constraints in System Planning*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August 1997
- [24] Gedra T. W., *On Transmission Congestion and Pricing*. IEEE Transaction on Power Systems, 1996
- [25] Gochnio W., Tymorek A., *Taryfy przesyłowe a utrzymanie i rozwój sieci przesyłowych i rozdzielczych*. III Krajowa konferencja naukowo-techniczna, Wrocław 1998, wrzesień 1998
- [26] Green R., *Electricity Transmission Pricing: An International Comparison*. Utilities Policy, Pergamon, 6 (3), 1997
- [27] Happ H. H., *Cost of Wheeling Methodologies*. IEEE Trans on PWRS, Vol. 9, No. 1, pp 147-156, February 1994
- [28] Hogan W., *Competitive Electricity Market Design: A Wholesale Primer*. mimeo, p. 57, 1998
- [29] Hogan W., *Independent System Operator: pricing and Flexibility in a Competitive Electricity Market*. Center for Business and Government, J. F. Kennedy School of Government, Harvard University, MA, 1998
- [30] Hogan W. W., *Coordination for Competition: Electricity Market Design Principles*. Public Utility Commission of Texas Workshop on ERCOT Protocols, Austin Texas, 15 February 2001
- [31] Hunt S., Shuttleworth G., *Competition and Choice in Electricity*. John Wiley and Sons Ltd, Chichester, p. 237, 1996
- [32] Isaaks E. H., Srivastava R. M., *An Introduction to Applied Geostatistics*, Oxford University Press, New York, Oxford 1989
- [33] Geovariances & Ecole des Mines de Paris, Avon Cedex, France, *Isatis Software Manual*. 3 rd Edition, November 2001
- [34] Kalinowski T., Malko J., Wilczyński A., *Usługi – nowy towar na rynkach energii elektrycznej*. Energetyka nr 9, 1999
- [35] Kard M., Tihane A., *Efficient electricity transmission pricing for the Baltic states: principle and possible solutions*. SEE Riga Working Papers 2000:5 (32), Ryga 2000

- [36] Kocot H., *Planowanie rozwoju sieci przesyłowej i 110kV w warunkach rynku energii elektrycznej*. Rozprawa doktorska. Gliwice, 2000
- [37] Korab R., *Modele efektywnych taryf przesyłowych w sieciach elektroenergetycznych*. Rozprawa doktorska. Gliwice, 2003
- [38] Kovacs R. R., Leverett A. L., *A Load Flow Based Method for Calculating Embedded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity*. IEEE Trans on PWRs. Vol. 9, No. 1, pp 272-278, February 1994
- [39] Kulczycki J., Szpyra W., *Koszt pracy sieci zamkniętej w warunkach hurtowego rynku energii elektrycznej*. Materiały konferencji SIECI 98. Wrocław, 1998
- [40] Kwoka J. E., *Transforming Power – Lessons from British Electricity Restructuring*. Regulation, 1997, Vol. 20, No. 3., Cato Institute
- [41] Laffont J. J., Tirole J., *A theory of incentives in procurement and regulation*. MIT Press, Cambridge, 1994
- [42] London Economics, *Review of Australian Transmission Pricing: A Report for the Australian Competition and Consumer Commission*. London Economics, 1999
- [43] Lima Marangon J. W., Pereira M. V. F., Pereira J. L. R., *An Integrated Framework for Cost Allocation in Multi-Owned Transmission System*, paper 503-3 PWRs, presented at 1994 IEEE Summer Meeting, USA
- [44] Lima Marangon J. W., Pareira M. V. F., Pareira J. L. R., *An Integrated Framework for Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System*. IEEE Trans, on Power Systems, Vol. 10, No. 1, pp. 971-977, May 1995
- [45] Lima Marangon J. W., *Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview*. IEEE Trans, on Power Systems, Vol. 11, No. 3, pp. 1409-1418, August 1996
- [46] Matheron G., *Traite de Geostatistique Appliquee, Memoires du Bureau de Recherches Geologique et Minieres*. vol. 14, Editions Technip, Paris, 1962
- [47] Miller S. S., *Transfer Capability: Data Sources and Limitations*. Proceedings of the workshop on Available Transfer Capability, pp. 100-109, University of Illinois at Urbana-Champaign, 26-28 June 1997
- [48] Mistr A. F. Jr. Munsey E., *It's Time for Fundamental Reform of Transmission Pricing*. Public Utility Fortnightly, pp. 13-16, July 1992
- [49] Ng, W. Y., *Generalized generation distribution factors for power system security evaluations*. IEEE Trans, on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 3, pp. 1001-1005, March 1981
- [50] Nonneman W., Van Broekhoven E., *Network pricing in electricity*. UFSIA Working Paper, 96-239, p. 36, 1996
- [51] Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., *Multivariate estimation and simulation for environmental data modelling: Processing of heavy metals content data in soil*. A Journal of the Committee on Data for Science and Technology (CODATA) of the International Council of Scientific Unions (ICSU), Editor-in-Chief Prof. J.J. Smith, Data Science Journal Volume 1, Issue 1, April, 2002, pp.28-44, www.datasciencejournal.org

- [52] Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., Michalik A., *Przetwarzanie danych z zastosowaniem metod statystyki przestrzennej*. Konferencja nt. „Inteligentne Metody Komputerowe dla Nauki, Technologii, Gospodarki”, Polski Komitet Narodowy CODATA przy Prezydium PAN, Poznań 15-17 kwietnia 2002
- [53] Namysłowska-Wilczyńska B., Tymorek A., Wilczyński A., *Modelowanie zmian kosztów krańcowych przesyłu energii elektrycznej z wykorzystaniem metod statystyki przestrzennej*. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa nt. „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Politechnika Gdańska, Jurata 11-13 czerwca 2003
- [54] Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., *Badanie anizotropii zmienności kosztów krańcowych przesyłu energii elektrycznej z użyciem funkcji wariogramu*. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa nt. „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Politechnika Gdańska, Jurata 11-13 czerwca 2003
- [55] Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., *Analiza rozkładu powierzchniowego kosztów krańcowych przesyłu energii elektrycznej na obszarze Polski z wykorzystaniem metod statystyki przestrzennej*. Praca wykonana na zlecenie PSE S.A., Warszawa lipiec 2003
- [56] Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., Tymorek A., *Modelowanie mocy elektrycznych w układzie 2D z wykorzystaniem metod statystyki przestrzennej*. VI Konferencja Naukowa PE'2002 nt. „Prognozowanie w Elektroenergetyce – Prognozowanie, efektywność energetyczna”, Politechnika Częstochowska, Częstochowa 18-20 września 2002
- [57] Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., *Badania geostatystyczne rozkładu zawartości metali ciężkich w gruntach*. Geoinformatyka Polonica nr 2, Polska Akademia Umiejętności, Kraków 2000, s. 51-66
- [58] Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., Tymorek A., *Modelowanie powierzchniowego obrazu zmian obciążeń elektrycznych z zastosowaniem kriginu lognormalnego*. Elektroenergetyka Nr 1/2004 (48), ISSN 1230-039X, PSE SA
- [59] Obrąpalski J., *Gospodarka energetyczna*. Wydanie Drugie, PWT Warszawa 1955
- [60] Pan J., Teklu Y., Rahman S., Jun K., *Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access*. IEEE Trans, on Power Systems, Vol. 15, No. 4, pp. 1218-1224, November 2000
- [61] Pan J., Teklu Y., Rahman S., Jun K., *Closure to Discussion of „Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access”*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 4, pp. 934, November 2001
- [62] Pape U., *Algorithm 562, shortest path lengths*. ACM Transactions on Mathematical Software 6, s. 450-455, 1980
- [63] *Ustawa – Prawo Energetyczne*. (Dz. U. nr 54, poz. 348 z dnia 10.04.1997 r.) z późniejszymi zmianami.
- [64] PJM Interconnection PLC, *FTR Auction User's Guide*, Revised 9, April 1999
- [65] Popczyk J., *Giełda na polskim quazi – rynku energii elektrycznej*. Konferencja Tworzenie rynku energii w Polsce, KAPE, 3-4.10.2000

- [66] Popczyk J., *Rynki energii – problemy techniczne i ekonomiczne*. Referat generalny, X Międzynarodowa Konferencja Naukowa pt. „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Politechnika Gdańska, Gdańsk – Jurata 2001
- [67] Praca zbiorowa, *Charakterystyka operatorów systemów przesyłowych w Europie (systemy taryfowe)*. Praca niepublikowana, PSE S.A., Warszawa, czerwiec 2002
- [68] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych*. (Dz. U. 98.107.671 z dnia 20 sierpnia 1998 r.)
- [69] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych*. (Dz. U. 03.17.158 z dnia 4 lutego 2003 r.)
- [70] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku*. (Dz. U. 00.122.1336 z dnia 31 grudnia 2000 r.)
- [71] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła*. (Dz. U. 03.104.971 z dnia 13 czerwca 2003 r.)
- [72] ROBBIT, *Wstępna analiza ograniczeń systemowych dla problemu doboru jednostek wytwórczych do ruchu (DJRO) na Systemowym Ofertowym Rynku Energii Elektrycznej*. Praca niepublikowana. Warszawa 1997
- [73] Rose K., *Transmission Pricing Mechanisms and Implications*. NARUC Summer Committee Meetings, Los Angeles, 24 July 2000
- [74] Van Roy P., Van Craenenbroeck, Belmans R., Van Dommelen D., Pepermans G., Proost S., *Comaparison of transmission tariff methods in a free market for electricity*. IEEE Power Tech '99 Conference, Budapest, Hungary, 29 August-2 September 1999
- [75] Van Roy P., *Study of technical-economical aspects of the liberalization of the electricity market*. Katholieke Universiteit Leuven, Praca Doktorska, November 2001
- [76] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną*. (Dz. U. 01.1.7 z dnia 15 stycznia 2001 r.)
- [77] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*. (Dz. U. 04.105.1114 z dnia 4 maja 2004 r.)
- [78] RTO West Work Group Members, *Transmission pricing*. Working Document. Revision 5, 9 September 2000
- [79] Rudinick H., Palma R., Fernandez J. E., *Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access*. paper 528-0 PWRS, presented at the 1994 IEEE Summer Meeting, USA

- [80] Rudinick H., Palma R., Fernandez J. E., *Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access*. IEEE Trans, on Power Systems, Vol. 10, No. 2, pp. 1125-1142, May 1995
- [81] Rudnick H., Soto M., Palma R., *Use of system approaches for transmission open access pricing*. Journal of Electrical Power & Energy Systems, Elsevier, 21 (2), 1999
- [82] Shirmohammadi D., Gribik P. R., Law E. T. K., Malinowski J. H., Odonnel R. E., *Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions*. IEEE Trans on PWRs, Vol. 4, No. 4, October 1989
- [83] Shirmohammadi D., Rajagopalan C., Alward E.R., Thomas C.L., *Cost of Transmission Transactions: An Introduction*. IEEE Trans, on Power Systems, Vol. 6, No. 3, pp. 1006-1016, August 1991
- [84] Shirmohammadi D., Filho X.V., Gorenstin B., Pereira M.V.P., *Some Fundamental Technical Concepts about Cost Based Transmission Pricing*. IEEE Trans, on Power Systems, Vol. 11, No. 2, pp. 1002-1008, May 1996
- [85] Singh H., Hao S., Papalexopoulos A., *Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets*. PE-543-PWRS-2-06-1997, IEEE, 1997
- [86] Stanford Energy Modeling Forum, *A Competitive Electricity Industry*. Report 15, April 1998
- [87] Stoft S., *MW-Mile Charges: Do They Work?* Office of Economic policy White Papers, Federal Regulatory Commission, 15 June 1998
- [88] Sundell J., *Principles of Transmission Pricing*. UNIPED, Paris, France, 1997
- [89] Sysło M., Deo N., Kowalik J., *Algorytmy optymalizacji dyskretnej*, PWN 1995
- [90] Tymorek A., Wilczyński A., *Transmission tariff structure-assessment and modification suggestions*. Modern Electric Power Systems'02, Wrocław 11-13 września 2002
- [91] Tymorek A., Kocot H., *Węzłowe wskaźniki wykorzystania infrastruktury sieciowej przez użytkowników*. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa nt. „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Politechnika Gdańska, Jurata 11-13 czerwca 2003
- [92] Tymorek A., Wilczyński A., *Modelowanie węzłowych cen krańcowych energii elektrycznej w układzie 2D z wykorzystaniem metod statystyki przestrzennej*. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa nt. „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Politechnika Gdańska, Jurata 11-13 czerwca 2003
- [93] Tymorek A., *Obliczenia węzłowych wskaźników wykorzystania infrastruktury sieci 400, 220 i 110 kV*. Praca niepublikowana. Warszawa, styczeń 2004
- [94] Wackernagel H., *Multivariate Geostatistics*. Springer – Verlag Berlin Heidelberg, New York 1995
- [95] Wilczyński A, Tymorek A., *Taryfy przesyłowe - funkcje i zadania*. X Międzynarodowa Konferencja Naukowa nt. Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'01, Politechnika Gdańska, Gdańsk – Jurata 6-8 czerwca 2001, s. 315-324
- [96] Yang J., Anderson M. D., *A comprehensive dynamic pricing method for the use-of-transmission-system charges in the context of power system deregulation*. Frontiers of Power Conference, Oklahoma State University, October 26-27, 1999

- [97] Yoon Y., Raikar S., Ilić M., *Congestion Management for Large Electric power Systems*. Energy Laboratory Publication Massachusetts Institute of Technology, May 2000
- [98] Ziemianek S., *Modele matematyczne alokacji strat przesyłu mocy metodami śledzenia przepływów mocy czynnej i biernej*. Prace Naukowe Elektryka z. 127, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2003
- [99] Żmuda K., Ciura Sz., Kocot H., *Studium taryfowe dla elektroenergetyki polskiej. Wyznaczanie opłat przesyłowych metodą węzłową*. Praca wykonana dla EPRI. Gliwice, wrzesień 1998

ZAŁĄCZNIKI

A. Zestawienie charakterystycznych wyników obliczeń względnych wartości wskaźników dla węzłów sieci 400, 220 i 110 kV wraz z częstością ich występowania	150
B. Zestawienie wyników obliczeń względnych wartości wskaźników oraz ich zmian dla węzłów sieci testowej w stanie zmiany jej obciążenia i konfiguracji	200
C. Zestawienie porównawcze zasad świadczenia usług przesyłowych stosowanych w różnych krajach	215
D. Porównanie metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi poprzez węzłowe ceny krańcowe	221

Załącznik A. Zestawienie charakterystycznych wyników obliczeń względnych wartości wskaźników dla węzłów sieci 400, 220 i 110 kV wraz z częstością ich występowania

Spis tabel

- Tabela A.1. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów odbiorczych w dolinie nocnej okresu letniego
- Tabela A.2. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach odbiorczych w dolinie nocnej okresu letniego
- Tabela A.3. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów odbiorczych w szczycie rannym okresu letniego
- Tabela A.4. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach odbiorczych w szczycie rannym okresu letniego
- Tabela A.5. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów odbiorczych w dolinie nocnej okresu zimowego
- Tabela A.6. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach odbiorczych w dolinie nocnej okresu zimowego
- Tabela A.7. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów odbiorczych w szczycie rannym okresu zimowego
- Tabela A.8. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach odbiorczych w szczycie rannym okresu zimowego
- Tabela A.9. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów odbiorczych w szczycie wieczornym okresu zimowego
- Tabela A.10. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach odbiorczych w szczycie wieczornym okresu zimowego
- Tabela A.11. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów wytwórczych w dolinie nocnej okresu letniego
- Tabela A.12. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach wytwórczych w dolinie nocnej okresu letniego
- Tabela A.13. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów wytwórczych w szczycie rannym okresu letniego
- Tabela A.14. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach wytwórczych w szczycie rannym okresu letniego
- Tabela A.15. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów wytwórczych w dolinie nocnej okresu zimowego
- Tabela A.16. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach wytwórczych w dolinie nocnej okresu zimowego
- Tabela A.17. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów wytwórczych w szczycie rannym okresu zimowego
- Tabela A.18. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach wytwórczych w szczycie rannym okresu zimowego
- Tabela A.19. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów wytwórczych w szczycie wieczornym okresu zimowego
- Tabela A.20. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach wytwórczych w szczycie wieczornym okresu zimowego
- Tabela A.21. Zestawienie granicznych wartości statystycznych dla obliczonych wskaźników względnych w węzłach odbiorczych

Tabela A.22. Zestawienie granicznych wartości statystycznych dla obliczonych wskaźników względnych w węzłach wytwórczych

Tabela A.23. Wyszczególnienie metod obliczania wskaźników względnych w węzłach odbiorczych, dla których wystąpiły graniczne wartości statystyczne

Tabela A.24. Wyszczególnienie metod obliczania wskaźników względnych w węzłach wytwórczych, dla których wystąpiły graniczne wartości statystyczne

W tabelach zastosowano następujące symbole:

m – napięcie sieci: 4 – 400 kV, 2 – 220 kV, 1 – 110 kV,

L_m – względny wskaźnik zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,

L_{Mm} – względny wskaźnik modułowej zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,

L_{Dm} – względny wskaźnik zastępczej odległości przesyłu liniami dla dodatnich zmian przepływów w metodzie rozptyłów przyrostowych,

T_{Wm} – względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,

T_{WMm} – względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych dla modułowej zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,

T_{WDm} – względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami dla dodatnich zmian przepływów w metodzie rozptyłów przyrostowych,

T_{Gm} – względny wskaźnik pracy sieci, obliczany z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,

T_{G_{Mm}} – względny wskaźnik pracy sieci, obliczany z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla modułowej zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,

T_{G_{Dm}} – względny wskaźnik pracy sieci, obliczany z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami, dla dodatnich zmian przepływów w metodzie rozptyłów przyrostowych,

L_{Sm} – względny wskaźnik zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie śledzenia rozptyłów,

R_m – względny wskaźnik wynikający z promienia zasilania,

T_{WSm} – względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie śledzenia rozptyłów,

T_{G_{Sm}} – względny wskaźnik pracy sieci, obliczany z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie śledzenia rozptyłów,

max_m, min_m – wartość względna wskaźnika, odpowiednio maksymalna i minimalna,

NP – względna wartość ceny krańcowej.

Symbole wskaźników, przy których nie występuje poziom napięcia są wyznaczone niezależnie od napięcia sieci.

Tabela A.1. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów odbiorczych w dolinie nocnej okresu letniego

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	SLK415	PDE221	WGW111	NAR421	NAR421	DBN213	SPI114	SLK415
L4	60,1327	-1,4831	0,9766	-20,9302	-20,9302	0,0000	0,0000	60,1327
L2	0,0000	9,7400	5,6325	0,2043	0,2043	-2,3982	3,2751	0,0000
L1	0,0000	-0,4388	10,4512	-0,4012	-0,4012	0,0000	-2,1215	0,0000
L	-65,6859	9,2792	16,7402	22,5338	22,5338	-2,0209	0,1086	-65,6859
węzeł	SLK415	PDE221	WGW111	SLK415	ABR112	ABR112	ADA224	ADA224
LM4	21,8519	0,4601	2,9196	21,8519	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LM2	0,0000	5,8154	3,9366	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LM1	0,0000	0,3569	5,5821	0,0000	0,0676	0,0676	0,0000	0,0000
LM	9,6414	1,4260	4,0988	9,6414	0,0251	0,0251	0,0000	0,0000
węzeł	NAR421	PDE221	WGW111	NAR421	ABR112	ABR112	ADA224	ADA224
LD4	20,9315	1,3340	3,7935	20,9315	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LD2	0,1472	7,2292	4,5476	0,1472	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LD1	0,0704	0,1209	7,0266	0,0704	0,0950	0,0950	0,0000	0,0000
LD	5,7323	2,3005	5,5065	5,7323	0,0446	0,0446	0,0000	0,0000
węzeł	KWC115	MZ2121	TZ412C	MZ2121	OSP112	LOS213	MZR121	SCL115
TW4	70,5017	-3,8236	0,0000	-3,8236	-19,7976	-0,7735	-3,8471	69,7224
TW2	14,4204	21,3082	0,7744	21,3082	0,0000	-4,0349	19,2903	5,1106
TW1	8,6732	1,9343	11,8083	1,9343	0,0315	0,0000	-2,3909	4,2587
TW	-51,1503	24,0458	14,9787	24,0458	20,7227	-2,5440	17,1430	-63,4297
węzeł	KWC115	MZ2121	KWC115	KWC115	ABR112	ABR112	ADA224	ADA224
TWM4	34,4421	1,1583	34,4421	34,4421	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWM2	9,7798	12,8059	9,7798	9,7798	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWM1	8,6967	3,3866	8,6967	8,6967	0,0576	0,0576	0,0000	0,0000
TWM	20,3395	4,1815	20,3395	20,3395	0,0211	0,0211	0,0000	0,0000
węzeł	KWC115	MZ2121	KWC115	KWC115	ABR112	ABR112	ADA224	ADA224
TWD4	18,7714	3,3233	18,7714	18,7714	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWD2	11,4545	15,8747	11,4545	11,4545	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWD1	8,6897	2,9520	8,6897	8,6897	0,0807	0,0807	0,0000	0,0000
TWD	12,1817	6,4482	12,1817	12,1817	0,0374	0,0374	0,0000	0,0000
węzeł	SLK415	GDA215	DRA115	SLK415	NAR421	DBN213	REC112	NAR421
TG4	92,8188	14,3100	54,7806	92,8188	-19,0380	0,0000	-0,3337	-19,0380
TG2	0,0000	6,2626	2,7189	0,0000	0,0507	-1,5158	0,2600	0,0507
TG1	0,0000	-0,0520	7,5884	0,0000	-0,3045	0,0000	-2,1740	-0,3045
TG	163,4452	21,6508	93,4558	163,4452	-33,4942	0,8611	-0,3161	-33,4942

Tabela A.1. cd.

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	SLK415	JAN211	LSC112	SLK415	ABR112	ABR112	ADA224	ADA224
TGM4	28,8309	0,0000	0,3625	28,8309	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGM2	0,0000	7,0564	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGM1	0,0000	0,0000	4,9373	0,0000	0,4477	0,4477	0,0000	0,0000
TGM	24,4507	0,7471	0,5348	24,4507	0,0206	0,0206	0,0000	0,0000
węzeł	NAR421	BYD215	DRA115	NAR421	ABR112	ABR112	ADA224	ADA224
TGD4	16,5215	1,0450	3,7258	16,5215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGD2	0,0426	6,5853	2,6791	0,0426	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGD1	0,1669	0,1087	5,8649	0,1669	0,5724	0,5724	0,0000	0,0000
TGD	11,6856	2,1351	3,6832	11,6856	0,0477	0,0477	0,0000	0,0000
węzeł	OSP112	SCL115	TZ412C	TZ412C	ABR112	ABR112	ABR212	ANA123
LS4	89,6652	6,1857	0,4174	0,4174	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS2	0,0000	60,4098	14,6336	14,6336	0,0000	0,0000	0,0671	0,0000
LS1	0,0150	5,5151	18,4189	18,4189	0,0009	0,0009	0,0000	0,0000
LS	8,3983	15,5255	16,0491	16,0491	0,0006	0,0006	0,0122	0,0000
węzeł	OPI115	ZYD215	WGW111	WDS115	ABR112	ABR112	ADA124	ATA113
R4	26,9785	0,0044	5,3835	26,9785	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
R2	0,1106	11,1479	2,0390	0,1106	0,0000	0,0000	1,8977	0,0000
R1	0,0575	0,0093	6,7901	0,6351	0,1080	0,1080	0,0000	0,0000
R	12,1641	3,1492	4,8181	12,3193	0,0290	0,0290	0,5353	0,0000
węzeł	KWC115	PUL212	TZ412C	KWC115	ABR112	ABR112	ABR112	ABR112
TWS4	507,6809	3,3255	1,8709	507,6809	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS2	73,6885	301,9695	75,0694	73,6885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS1	98,2281	0,8061	164,0204	98,2281	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS	154,3034	78,4141	116,5130	154,3034	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
węzeł	KWC115	SCL115	TZ412C	KWC115	ABR112	ABR112	ACH113	ACH113
TGS4	108,4421	8,1295	0,3815	108,4421	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS2	7,6317	67,6203	5,8894	7,6317	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS1	25,6000	10,2880	40,7625	25,6000	0,0058	0,0058	0,0000	0,0000
TGS	58,3403	25,9203	12,1542	58,3403	0,0015	0,0015	0,0000	0,0000

Wskaźnik	maxNP	minNP
węzeł	DRA115	RYD113
NP	1,1285	0,9338

Tabela A.2. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach odbiorczych w dolinie nocnej okresu letniego

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
L4	460	78	1273	780	17,75%	3,02%	49,13%	30,10%
L2	812	790	789	200	31,34%	30,49%	30,45%	7,72%
L1	891	1281	99	320	34,39%	49,44%	3,82%	12,35%
L	1400	660	20	511	54,03%	25,47%	0,77%	19,72%
LM4	595	723	1273	0	22,96%	27,90%	49,13%	0,00%
LM2	885	917	789	0	34,16%	35,39%	30,45%	0,00%
LM1	1044	1448	99	0	40,29%	55,89%	3,82%	0,00%
LM	817	1754	20	0	31,53%	67,70%	0,77%	0,00%
LD4	728	456	1407	0	28,10%	17,60%	54,30%	0,00%
LD2	912	836	843	0	35,20%	32,27%	32,54%	0,00%
LD1	986	1499	106	0	38,05%	57,85%	4,09%	0,00%
LD	1080	1487	24	0	41,68%	57,39%	0,93%	0,00%
TW4	457	81	1273	780	17,64%	3,13%	49,13%	30,10%
TW2	803	799	789	200	30,99%	30,84%	30,45%	7,72%
TW1	882	1290	99	320	34,04%	49,79%	3,82%	12,35%
TW	1361	699	20	511	52,53%	26,98%	0,77%	19,72%
TWM4	590	728	1273	0	22,77%	28,10%	49,13%	0,00%
TWM2	855	947	789	0	33,00%	36,55%	30,45%	0,00%
TWM1	1048	1444	99	0	40,45%	55,73%	3,82%	0,00%
TWM	763	1808	20	0	29,45%	69,78%	0,77%	0,00%
TWD4	698	486	1407	0	26,94%	18,76%	54,30%	0,00%
TWD2	889	859	843	0	34,31%	33,15%	32,54%	0,00%
TWD1	979	1506	106	0	37,78%	58,12%	4,09%	0,00%
TWD	1000	1567	24	0	38,60%	60,48%	0,93%	0,00%
TG4	259	195	1273	864	10,00%	7,53%	49,13%	33,35%
TG2	786	870	789	146	30,34%	33,58%	30,45%	5,63%
TG1	987	1257	101	246	38,09%	48,51%	3,90%	9,49%
TG	309	123	22	2135	11,94%	4,75%	0,85%	82,46%
TGM4	493	825	1273	0	19,03%	31,84%	49,13%	0,00%
TGM2	763	1039	789	0	29,45%	40,10%	30,45%	0,00%
TGM1	1022	1468	101	0	39,44%	56,66%	3,90%	0,00%
TGM	527	2042	22	0	20,34%	78,81%	0,85%	0,00%
TGD4	672	512	1407	0	25,94%	19,76%	54,30%	0,00%
TGD2	773	975	843	0	29,83%	37,63%	32,54%	0,00%
TGD1	993	1490	108	0	38,32%	57,51%	4,17%	0,00%
TGD	727	1838	26	0	28,06%	70,94%	1,00%	0,00%

Tabela A.2. cd.

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
LS4	420	735	1436	0	16,21%	28,37%	55,42%	0,00%
LS2	532	785	1274	0	20,53%	30,30%	49,17%	0,00%
LS1	751	1428	412	0	28,98%	55,11%	15,90%	0,00%
LS	792	1559	240	0	30,57%	60,17%	9,26%	0,00%
R4	619	885	1087	0	23,89%	34,16%	41,95%	0,00%
R2	845	601	1145	0	32,61%	23,20%	44,19%	0,00%
R1	999	1379	213	0	38,56%	53,22%	8,22%	0,00%
R	911	1580	100	0	35,16%	60,98%	3,86%	0,00%
TWS4	208	749	1631	0	8,04%	28,94%	63,02%	0,00%
TWS2	266	830	1493	0	10,27%	32,06%	57,67%	0,00%
TWS1	431	1412	747	0	16,64%	54,52%	28,84%	0,00%
TWS	395	1532	664	0	15,25%	59,13%	25,63%	0,00%
TGS4	403	935	1253	0	15,55%	36,09%	48,36%	0,00%
TGS2	531	839	1221	0	20,49%	32,38%	47,12%	0,00%
TGS1	724	1440	427	0	27,94%	55,58%	16,48%	0,00%
TGS	627	1736	228	0	24,20%	67,00%	8,80%	0,00%
NP	941	1650	0	0	36,32%	63,68%	0,00%	0,00%

Tabela A.3. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów odbiorczych w szczycie rannym okresu letniego

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	NAR421	PDE221	WGW111	WGW111	ROK413	DUN215	MZR111	ROK413
L4	21,1377	1,5003	5,8486	5,8486	-9,1789	4,6023	6,7015	-9,1789
L2	0,1740	8,4641	4,9935	4,9935	0,0000	-2,6829	0,1893	0,0000
L1	-0,3860	-0,4247	10,8515	10,8515	0,0000	0,0000	-2,5908	0,0000
L	6,6760	2,7592	7,5561	7,5561	-2,9427	0,7007	1,1910	-2,9427
węzeł	NAR421	PDE221	WGW111	WGW111	ACH113	ACH123	ABR212	ADA224
LM4	15,2493	0,8815	3,4366	3,4366	0,0000	0,0000	0,3630	0,0000
LM2	0,1102	5,6865	3,9024	3,9024	0,0526	0,0000	4,4243	0,0000
LM1	0,2699	0,3598	5,6428	5,6428	0,5983	0,2882	0,0000	0,0000
LM	4,5503	1,7936	4,5874	4,5874	0,2943	0,1357	1,1706	0,0000
węzeł	NAR421	PDE221	WGW111	WGW111	ACH113	ACH123	ABR212	ACH123
LD4	17,4287	1,1105	4,3293	4,3293	0,0000	0,0000	0,4573	0,0000
LD2	0,1349	6,7635	4,3255	4,3255	0,0644	0,0000	3,4017	0,0000
LD1	0,0699	0,1207	7,2307	7,2307	0,4352	0,0000	0,0000	0,0000
LD	5,2852	2,1274	5,6138	5,6138	0,2094	0,0000	1,0128	0,0000
węzeł	KWC115	MZ2121	ZAR114	KWC115	ROK413	DUN215	MZR111	ROK413
TW4	21,7467	3,3654	0,0000	21,7467	-6,8434	3,4313	13,8936	-6,8434
TW2	10,9877	16,6210	4,0575	10,9877	0,0000	-2,0190	0,3960	0,0000
TW1	10,0530	-1,6939	11,3690	10,0530	0,0000	0,0000	-5,4801	0,0000
TW	14,1116	5,2400	5,5720	14,1116	-2,2171	0,5280	2,4952	-2,2171
węzeł	KWC115	SWC115	KWC115	KWC115	ACH113	ACH123	ABR212	ADA224
TWM4	22,0852	11,8897	22,0852	22,0852	0,0000	0,0000	0,2774	0,0000
TWM2	8,4057	12,1160	8,4057	8,4057	0,0398	0,0000	3,3528	0,0000
TWM1	7,6283	3,7934	7,6283	7,6283	0,4612	0,2222	0,0000	0,0000
TWM	11,9938	8,1586	11,9938	11,9938	0,2254	0,1039	0,8965	0,0000
węzeł	KWC115	MZ2121	KWC115	KWC115	ACH113	ACH123	ABR212	ACH123
TWD4	21,9578	2,5304	21,9578	21,9578	0,0000	0,0000	0,3463	0,0000
TWD2	9,4113	13,3645	9,4113	9,4113	0,0486	0,0000	2,5708	0,0000
TWD1	8,3744	1,5858	8,3744	8,3744	0,3341	0,0000	0,0000	0,0000
TWD	12,7339	4,9259	12,7339	12,7339	0,1594	0,0000	0,7712	0,0000
węzeł	NAR421	LSN214	PRU113	NAR421	SLK415	DBN213	MZR111	SLK415
TG4	17,3787	0,0000	0,0000	17,3787	-1,3571	0,0000	5,9871	-1,3571
TG2	0,0206	5,6962	0,0000	0,0206	0,0000	-1,4966	0,0636	0,0000
TG1	-0,1477	0,0189	9,0512	-0,1477	0,0000	0,0000	-1,6443	0,0000
TG	11,4993	1,4625	0,7371	11,4993	-0,8985	-0,3838	3,8464	-0,8985

Tabela A.3. cd.

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	NAR421	JAN211	NIE114	NAR421	ACH113	ACH123	ABR212	ACH123
TGM4	14,5360	0,0000	0,0000	14,5360	0,0000	0,0000	0,0819	0,0000
TGM2	0,0166	5,5852	0,8444	0,0166	0,0194	0,0000	1,9995	0,0000
TGM1	0,3501	0,0000	5,5889	0,3501	0,1509	0,0000	0,0000	0,0000
TGM	9,6635	1,3147	0,7719	9,6635	0,0200	0,0000	0,5249	0,0000
węzeł	NAR421	BYD215	NIE114	NAR421	ACH113	ACH123	ABR212	ACH123
TGD4	15,7464	1,1209	0,0000	15,7464	0,0000	0,0000	0,0941	0,0000
TGD2	0,0184	5,3518	0,9341	0,0184	0,0215	0,0000	2,0396	0,0000
TGD1	0,1655	0,1768	6,8472	0,1655	0,0037	0,0000	0,0000	0,0000
TGD	10,4452	2,0665	0,8689	10,4452	0,0056	0,0000	0,5607	0,0000
węzeł	KWC115	STW112	ZAR114	ZAR114	ABR112	ABR112	ABR212	ACH123
LS4	63,4224	0,0000	2,1392	2,1392	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS2	1,5058	31,0170	11,8138	11,8138	0,0000	0,0000	0,0787	0,0000
LS1	5,5594	0,0000	15,5510	15,5510	0,0009	0,0009	0,0000	0,0000
LS	10,4977	5,5146	13,5748	13,5748	0,0006	0,0006	0,0140	0,0000
węzeł	BI3111	OLS215	WGW111	CYZ111	ABR112	ABR112	ABR212	ACH123
R4	13,7382	0,0000	6,2482	13,7382	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
R2	0,0000	7,8511	3,5274	0,0000	0,0000	0,0000	3,0796	0,0000
R1	0,6178	0,0000	6,7801	2,4910	0,1216	0,1216	0,0000	0,0000
R	5,8146	2,4050	5,5654	6,3450	0,0344	0,0344	0,9434	0,0000
węzeł	KWC115	SWC115	ZAR114	KWC115	ABR112	ABR112	ABR112	ABR112
TWS4	463,9672	62,8561	6,6126	463,9672	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS2	11,1980	111,7939	37,1683	11,1980	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS1	61,0914	49,3567	72,2772	61,0914	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS	101,7287	65,5683	55,6375	101,7287	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
węzeł	KWC115	SWC115	SDL111	KWC115	ABR112	ABR112	ABR212	ACH113
TGS4	84,4892	15,1405	0,3236	84,4892	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS2	0,3495	26,2664	0,0000	0,3495	0,0000	0,0000	0,0381	0,0000
TGS1	17,9643	12,6113	24,5689	17,9643	0,0055	0,0055	0,0000	0,0000
TGS	38,9187	18,0351	6,9222	38,9187	0,0015	0,0015	0,0123	0,0000

Wskaźnik	maxNP	minNP
węzeł	PRU113	WDO112
NP	1,1629	0,9300

Tabela A.4. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach odbiorczych w szczycie rannym okresu letniego

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
L4	788	415	1226	162	30,41%	16,02%	47,32%	6,25%
L2	882	761	791	157	34,04%	29,37%	30,53%	6,06%
L1	910	1214	99	368	35,12%	46,85%	3,82%	14,20%
L	1048	1300	21	222	40,45%	50,17%	0,81%	8,57%
LM4	825	540	1226	0	31,84%	20,84%	47,32%	0,00%
LM2	902	898	791	0	34,81%	34,66%	30,53%	0,00%
LM1	1037	1455	99	0	40,02%	56,16%	3,82%	0,00%
LM	1128	1442	21	0	43,54%	55,65%	0,81%	0,00%
LD4	798	478	1315	0	30,80%	18,45%	50,75%	0,00%
LD2	935	838	818	0	36,09%	32,34%	31,57%	0,00%
LD1	973	1499	119	0	37,55%	57,85%	4,59%	0,00%
LD	1109	1456	26	0	42,80%	56,19%	1,00%	0,00%
TW4	764	439	1226	162	29,49%	16,94%	47,32%	6,25%
TW2	867	776	791	157	33,46%	29,95%	30,53%	6,06%
TW1	900	1224	99	368	34,74%	47,24%	3,82%	14,20%
TW	973	1375	21	222	37,55%	53,07%	0,81%	8,57%
TWM4	808	557	1226	0	31,18%	21,50%	47,32%	0,00%
TWM2	868	932	791	0	33,50%	35,97%	30,53%	0,00%
TWM1	1039	1453	99	0	40,10%	56,08%	3,82%	0,00%
TWM	1045	1525	21	0	40,33%	58,86%	0,81%	0,00%
TWD4	775	501	1315	0	29,91%	19,34%	50,75%	0,00%
TWD2	901	872	818	0	34,77%	33,65%	31,57%	0,00%
TWD1	977	1495	119	0	37,71%	57,70%	4,59%	0,00%
TWD	1017	1548	26	0	39,25%	59,75%	1,00%	0,00%
TG4	687	526	1226	152	26,51%	20,30%	47,32%	5,87%
TG2	817	893	792	89	31,53%	34,47%	30,57%	3,43%
TG1	947	1254	101	289	36,55%	48,40%	3,90%	11,15%
TG	733	1674	23	161	28,29%	64,61%	0,89%	6,21%
TGM4	737	628	1226	0	28,44%	24,24%	47,32%	0,00%
TGM2	799	1001	791	0	30,84%	38,63%	30,53%	0,00%
TGM1	1055	1435	101	0	40,72%	55,38%	3,90%	0,00%
TGM	807	1761	23	0	31,15%	67,97%	0,89%	0,00%
TGD4	748	528	1315	0	28,87%	20,38%	50,75%	0,00%
TGD2	815	958	818	0	31,46%	36,97%	31,57%	0,00%
TGD1	956	1515	120	0	36,90%	58,47%	4,63%	0,00%
TGD	771	1793	27	0	29,76%	69,20%	1,04%	0,00%

Tabela A.4. cd.

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
LS4	487	774	1330	0	18,80%	29,87%	51,33%	0,00%
LS2	560	981	1050	0	21,61%	37,86%	40,52%	0,00%
LS1	799	1382	410	0	30,84%	53,34%	15,82%	0,00%
LS	835	1574	182	0	32,23%	60,75%	7,02%	0,00%
R4	702	861	1028	0	27,09%	33,23%	39,68%	0,00%
R2	870	884	837	0	33,58%	34,12%	32,30%	0,00%
R1	969	1341	281	0	37,40%	51,76%	10,85%	0,00%
R	1058	1464	69	0	40,83%	56,50%	2,66%	0,00%
TWS4	312	759	1519	0	12,05%	29,31%	58,65%	0,00%
TWS2	369	936	1286	0	14,24%	36,13%	49,63%	0,00%
TWS1	572	1306	713	0	22,08%	50,41%	27,52%	0,00%
TWS	565	1446	580	0	21,81%	55,81%	22,39%	0,00%
TGS4	510	918	1163	0	19,68%	35,43%	44,89%	0,00%
TGS2	591	1049	951	0	22,81%	40,49%	36,70%	0,00%
TGS1	824	1349	418	0	31,80%	52,06%	16,13%	0,00%
TGS	764	1660	167	0	29,49%	64,07%	6,45%	0,00%
NP	1070	1521	0	0	41,30%	58,70%	0,00%	0,00%

Tabela A.5. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów odbiorczych w dolinie nocnej okresu zimowego

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	NAR421	GDA225	WGW111	WGW111	OLM415	GRO213	ROK124	OLM415
L4	40,9925	-2,1157	2,3416	2,3416	-23,6570	0,0000	3,7192	-23,6570
L2	-0,2734	11,2356	7,0741	7,0741	0,6695	-3,8374	1,5970	0,6695
L1	-0,3766	-0,1339	9,9984	9,9984	0,0678	0,3497	-3,2350	0,0678
L	6,2030	2,7284	7,9690	7,9690	-3,5209	-0,8754	-0,7840	-3,5209
węzeł	NAR421	BYD215	WGW111	WGW111	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
LM4	11,7626	1,8610	3,3849	3,3849	0,0000	0,0000	0,4755	0,0000
LM2	0,1363	6,3559	4,7462	4,7462	0,0000	0,0000	5,1306	0,0000
LM1	0,2766	0,2404	6,1563	6,1563	0,5461	0,5461	0,0000	0,0000
LM	3,1219	2,0732	5,1329	5,1329	0,2819	0,2819	1,3161	0,0000
węzeł	NAR421	GDA225	WGW111	WGW111	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
LD4	17,8528	1,9929	3,1675	3,1675	0,0000	0,0000	0,7529	0,0000
LD2	0,0000	7,7391	5,5208	5,5208	0,0000	0,0000	5,0626	0,0000
LD1	0,0727	0,0949	7,3555	7,3555	0,5854	0,5854	0,0000	0,0000
LD	4,0278	2,4059	5,9668	5,9668	0,3101	0,3101	1,4179	0,0000
węzeł	BI2111	MZR121	KWC115	KWC115	OLM415	GRO213	MZR121	OLM415
TW4	36,6225	0,0000	-6,5931	-6,5931	-19,0850	0,0000	0,0000	-19,0850
TW2	1,3890	34,5773	21,6859	21,6859	0,5045	-2,8906	34,5773	0,5045
TW1	-2,3259	-4,1717	12,6292	12,6292	0,0520	0,2687	-4,1717	0,0520
TW	4,6210	7,5228	12,3101	12,3101	-2,7109	-0,6740	7,5228	-2,7109
węzeł	KWC115	PUL212	KWC115	KWC115	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TWM4	33,8597	0,0000	33,8597	33,8597	0,0000	0,0000	0,3682	0,0000
TWM2	10,8025	23,4771	10,8025	10,8025	0,0000	0,0000	3,8605	0,0000
TWM1	8,8176	0,0000	8,8176	8,8176	0,4201	0,4201	0,0000	0,0000
TWM	15,5021	5,5789	15,5021	15,5021	0,2160	0,2160	1,0087	0,0000
węzeł	KWC115	MZR121	KWC115	KWC115	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TWD4	25,7037	0,0000	25,7037	25,7037	0,0000	0,0000	0,5879	0,0000
TWD2	14,4213	22,9942	14,4213	14,4213	0,0000	0,0000	3,8107	0,0000
TWD1	10,0080	1,4613	10,0080	10,0080	0,4502	0,4502	0,0000	0,0000
TWD	14,5667	6,5595	14,5667	14,5667	0,2380	0,2380	1,0882	0,0000
węzeł	MIL421	OLS225	DRA115	MIL421	OLM415	GRO213	BI2111	OLM415
TG4	34,0911	-1,2810	6,6367	34,0911	-6,2280	0,0000	17,4682	-6,2280
TG2	-0,0212	7,8880	3,9971	-0,0212	0,9241	-1,1786	0,8620	0,9241
TG1	0,0000	-0,3807	8,7256	0,0000	0,1334	0,9137	-1,4476	0,1334
TG	16,0609	2,3639	5,9288	16,0609	-2,5620	-0,3189	8,3536	-2,5620

Tabela A.5. cd.

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	PLO411	BYD215	WGW111	PLO411	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TGM4	18,3370	2,9351	2,6510	18,3370	0,0000	0,0000	0,0733	0,0000
TGM2	0,0000	8,7678	4,3833	0,0000	0,0000	0,0000	1,6735	0,0000
TGM1	0,0000	0,1973	6,6518	0,0000	0,2077	0,2077	0,0000	0,0000
TGM	12,2827	3,9480	3,4646	12,2827	0,0221	0,0221	0,4234	0,0000
węzeł	PLO411	BYD215	DRA115	PLO411	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TGD4	19,3109	1,6085	9,1148	19,3109	0,0000	0,0000	0,1129	0,0000
TGD2	0,0000	8,0910	3,7407	0,0000	0,0000	0,0000	1,8938	0,0000
TGD1	0,0000	0,0781	7,0044	0,0000	0,1237	0,1237	0,0000	0,0000
TGD	11,7964	3,1850	7,4089	11,7964	0,0146	0,0146	0,5823	0,0000
węzeł	ZAB113	SCL115	RDN121	KWC115	ABR112	ABR112	ABR212	ALE123
LS4	67,1834	7,5060	7,5296	48,6155	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS2	0,0000	37,4116	0,2540	25,3202	0,0000	0,0000	0,2047	0,0000
LS1	0,4431	2,2232	12,2714	5,4994	0,0008	0,0008	0,0000	0,0000
LS	5,7573	8,5576	9,8709	12,3084	0,0006	0,0006	0,0344	0,0000
węzeł	GBL415	ZYD115	RDN121	ADM111	ABR112	ABR112	ABR212	ANN113
R4	15,6017	0,0020	4,8342	13,4308	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
R2	0,0000	12,6197	0,0072	0,0000	0,0000	0,0000	3,4151	0,0000
R1	0,0000	0,0000	6,3989	2,7782	0,1208	0,1208	0,0000	0,0000
R	5,5263	4,0821	3,7775	5,6530	0,0389	0,0389	1,1045	0,0000
węzeł	KWC115	PUL212	TZ412C	KWC115	ABR112	ABR112	ABR112	ABR112
TWS4	350,6297	0,0000	24,9575	350,6297	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS2	172,1054	310,6231	19,4017	172,1054	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS1	68,8480	0,0000	77,6566	68,8480	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS	128,3277	79,9947	56,5035	128,3277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
węzeł	KWC115	SCL115	TZ412C	KWC115	ABR112	ABR112	ABR212	ACH113
TGS4	119,8563	20,4896	5,6318	119,8563	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS2	25,2431	45,9089	5,6218	25,2431	0,0000	0,0000	0,0077	0,0000
TGS1	16,9287	8,4561	22,5200	16,9287	0,0038	0,0038	0,0000	0,0000
TGS	55,3848	25,2198	10,9864	55,3848	0,0012	0,0012	0,0026	0,0000

Wskaźnik	maxNP	minNP
węzeł	DRA115	TUE124
NP	1,2041	0,9347

Tabela A.6. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach odbiorczych w dolinie nocnej okresu zimowego

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
L4	747	75	1413	276	29,75%	2,99%	56,27%	10,99%
L2	733	554	941	283	29,19%	22,06%	37,48%	11,27%
L1	904	1220	96	291	36,00%	48,59%	3,82%	11,59%
L	1045	1245	17	204	41,62%	49,58%	0,68%	8,12%
LM4	781	317	1413	0	31,10%	12,62%	56,27%	0,00%
LM2	817	753	941	0	32,54%	29,99%	37,48%	0,00%
LM1	1023	1392	96	0	40,74%	55,44%	3,82%	0,00%
LM	1107	1387	17	0	44,09%	55,24%	0,68%	0,00%
LD4	775	297	1439	0	30,86%	11,83%	57,31%	0,00%
LD2	783	662	1066	0	31,18%	26,36%	42,45%	0,00%
LD1	957	1448	106	0	38,11%	57,67%	4,22%	0,00%
LD	1118	1375	18	0	44,52%	54,76%	0,72%	0,00%
TW4	735	87	1413	276	29,27%	3,46%	56,27%	10,99%
TW2	712	575	941	283	28,36%	22,90%	37,48%	11,27%
TW1	896	1228	96	291	35,68%	48,90%	3,82%	11,59%
TW	1007	1283	17	204	40,10%	51,10%	0,68%	8,12%
TWM4	775	323	1413	0	30,86%	12,86%	56,27%	0,00%
TWM2	789	781	941	0	31,42%	31,10%	37,48%	0,00%
TWM1	1024	1391	96	0	40,78%	55,40%	3,82%	0,00%
TWM	1022	1472	17	0	40,70%	58,62%	0,68%	0,00%
TWD4	753	319	1439	0	29,99%	12,70%	57,31%	0,00%
TWD2	764	681	1066	0	30,43%	27,12%	42,45%	0,00%
TWD1	964	1441	106	0	38,39%	57,39%	4,22%	0,00%
TWD	1047	1446	18	0	41,70%	57,59%	0,72%	0,00%
TG4	616	317	1413	165	24,53%	12,62%	56,27%	6,57%
TG2	687	713	941	170	27,36%	28,40%	37,48%	6,77%
TG1	944	1251	96	220	37,59%	49,82%	3,82%	8,76%
TG	777	1600	17	117	30,94%	63,72%	0,68%	4,66%
TGM4	605	493	1413	0	24,09%	19,63%	56,27%	0,00%
TGM2	691	879	941	0	27,52%	35,01%	37,48%	0,00%
TGM1	972	1443	96	0	38,71%	57,47%	3,82%	0,00%
TGM	685	1809	17	0	27,28%	72,04%	0,68%	0,00%
TGD4	627	445	1439	0	24,97%	17,72%	57,31%	0,00%
TGD2	706	739	1066	0	28,12%	29,43%	42,45%	0,00%
TGD1	953	1452	106	0	37,95%	57,83%	4,22%	0,00%
TGD	735	1758	18	0	29,27%	70,01%	0,72%	0,00%

Tabela A.6. cd.

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
LS4	401	657	1453	0	15,97%	26,16%	57,87%	0,00%
LS2	542	843	1126	0	21,59%	33,57%	44,84%	0,00%
LS1	780	1352	379	0	31,06%	53,84%	15,09%	0,00%
LS	827	1504	180	0	32,94%	59,90%	7,17%	0,00%
R4	556	857	1098	0	22,14%	34,13%	43,73%	0,00%
R2	762	832	917	0	30,35%	33,13%	36,52%	0,00%
R1	934	1382	195	0	37,20%	55,04%	7,77%	0,00%
R	978	1487	46	0	38,95%	59,22%	1,83%	0,00%
TWS4	243	613	1654	0	9,68%	24,42%	65,90%	0,00%
TWS2	295	878	1336	0	11,76%	34,99%	53,25%	0,00%
TWS1	565	1262	684	0	22,50%	50,26%	27,24%	0,00%
TWS	511	1419	581	0	20,35%	56,51%	23,14%	0,00%
TGS4	387	858	1266	0	15,41%	34,17%	50,42%	0,00%
TGS2	534	938	1039	0	21,27%	37,36%	41,38%	0,00%
TGS1	793	1362	356	0	31,58%	54,24%	14,18%	0,00%
TGS	705	1670	136	0	28,08%	66,51%	5,42%	0,00%
NP	943	1568	0	0	37,55%	62,45%	0,00%	0,00%

Tabela A.7. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów odbiorczych w szczycie rannym okresu zimowego

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	NAR421	CHS212	WGW111	WGW111	TCN413	DUN215	MZ2111	TCN413
L4	17,4874	1,1639	3,5597	3,5597	-5,2740	6,4155	5,8363	-5,2740
L2	0,0000	10,2863	5,1893	5,1893	0,0000	-3,2634	1,1811	0,0000
L1	-0,4357	1,6108	10,3333	10,3333	0,0000	0,0000	-2,0584	0,0000
L	4,4416	3,8044	7,1629	7,1629	-1,4010	0,8344	0,9022	-1,4010
węzeł	PLO411	BYD215	WGW111	DRA115	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
LM4	12,4405	1,9887	2,1683	6,3035	0,0000	0,0000	0,5283	0,0000
LM2	0,0000	6,5299	3,2731	4,7374	0,0000	0,0000	5,3568	0,0000
LM1	0,0000	0,2571	6,0595	4,5336	0,5462	0,5462	0,0000	0,0000
LM	2,9689	2,1209	4,4865	5,0031	0,2896	0,2896	1,3648	0,0000
węzeł	NAR421	CHS212	WGW111	WGW111	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
LD4	13,8905	0,8812	2,6950	2,6950	0,0000	0,0000	0,6566	0,0000
LD2	0,0000	7,9571	4,0143	4,0143	0,0000	0,0000	5,1875	0,0000
LD1	0,0628	1,1558	7,4514	7,4514	0,6009	0,6009	0,0000	0,0000
LD	3,4795	2,7453	5,4332	5,4332	0,3053	0,3053	1,4273	0,0000
węzeł	MZR111	MZR121	KWC115	KWC115	TCN413	DUN215	MZR111	TCN133
TW4	25,6822	0,0000	25,0304	25,0304	-3,7570	4,5700	25,6822	-3,6545
TW2	1,0058	27,4997	17,3943	17,3943	0,0000	-2,2959	1,0058	0,2489
TW1	-4,6467	-0,0887	10,5282	10,5282	0,0000	0,0000	-4,6467	-0,2115
TW	4,8553	7,3178	16,1859	16,1859	-0,9897	0,5894	4,8553	-0,9953
węzeł	KWC115	PUL212	KWC115	KWC115	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TWM4	29,5833	0,0000	29,5833	29,5833	0,0000	0,0000	0,3800	0,0000
TWM2	12,8065	23,0284	12,8065	12,8065	0,0000	0,0000	3,7859	0,0000
TWM1	8,5722	0,0000	8,5722	8,5722	0,3870	0,3870	0,0000	0,0000
TWM	14,5109	5,3545	14,5109	14,5109	0,2058	0,2058	0,9699	0,0000
węzeł	KWC115	MZR121	KWC115	KWC115	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TWD4	27,8494	0,0000	27,8494	27,8494	0,0000	0,0000	0,4706	0,0000
TWD2	14,5860	21,3323	14,5860	14,5860	0,0000	0,0000	3,6596	0,0000
TWD1	9,2115	2,6490	9,2115	9,2115	0,4250	0,4250	0,0000	0,0000
TWD	15,1056	6,5754	15,1056	15,1056	0,2165	0,2165	1,0121	0,0000
węzeł	MIL421	TEL225	DRA115	MIL421	ZMA123	DUN215	MZR111	BAB111
TG4	23,3674	5,0239	2,6655	23,3674	-0,4938	4,2226	11,2848	-0,3521
TG2	-0,0615	7,3304	1,7100	-0,0615	0,2051	-1,3288	0,1064	0,0000
TG1	0,0000	0,6675	10,5499	0,0000	0,3618	0,0000	-1,7448	-0,4198
TG	13,6196	5,2065	3,2996	13,6196	-0,1845	2,0663	6,4144	-0,2545

Tabela A.7. cd.

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	PLO411	BYD215	DRA115	PLO411	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TGM4	20,5787	1,8213	5,9651	20,5787	0,0000	0,0000	0,1695	0,0000
TGM2	0,0000	7,3389	2,6393	0,0000	0,0000	0,0000	2,7389	0,0000
TGM1	0,0000	0,2042	6,6324	0,0000	0,0974	0,0974	0,0000	0,0000
TGM	12,4358	3,0304	5,1943	12,4358	0,0133	0,0133	0,8122	0,0000
węzeł	MIL421	BYD215	DRA115	MIL421	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TGD4	20,2098	1,6317	4,6151	20,2098	0,0000	0,0000	0,2003	0,0000
TGD2	0,0000	6,8582	2,2181	0,0000	0,0000	0,0000	2,7368	0,0000
TGD1	0,0000	0,1517	8,1211	0,0000	0,0502	0,0502	0,0000	0,0000
TGD	12,0384	2,8846	4,4031	12,0384	0,0064	0,0064	0,8748	0,0000
węzeł	KWC115	PUL212	STN115	CZK114	ABR112	ABR112	ABR212	ALE123
LS4	56,6551	0,0000	0,1556	5,1941	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS2	0,0000	24,6678	5,9845	18,0195	0,0000	0,0000	0,1460	0,0000
LS1	5,1017	0,0000	12,6800	10,0093	0,0008	0,0008	0,0000	0,0000
LS	9,0877	4,3646	10,3077	10,9700	0,0006	0,0006	0,0258	0,0000
węzeł	ADM111	MIR114	WGW111	ADM111	ABR112	ACH123	ABR212	BE2115
R4	10,4980	0,8110	0,2679	10,4980	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
R2	0,0000	9,1035	2,3408	0,0000	0,0157	0,0000	4,1736	0,0000
R1	3,0393	2,8510	6,5559	3,0393	0,1340	0,5092	0,0000	0,0000
R	5,1491	3,9370	2,6982	5,1491	0,0430	0,1453	1,2803	0,0000
węzeł	KWC115	PUL212	KWC115	KWC115	ABR112	ABR112	ABR112	ABR112
TWS4	392,7937	0,0000	392,7937	392,7937	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS2	0,0000	218,4397	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS1	51,3905	0,0000	51,3905	51,3905	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS	80,9838	51,0859	80,9838	80,9838	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
węzeł	KWC115	WMI111	TZ412C	KWC115	ABR112	ACH113	ABR212	ACH113
TGS4	105,6288	4,8701	0,0003	105,6288	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS2	0,0000	25,4778	5,5785	0,0000	0,0004	0,0000	0,0724	0,0000
TGS1	14,9266	0,4449	16,7651	14,9266	0,0040	0,0000	0,0000	0,0000
TGS	48,3307	9,9452	6,3302	48,3307	0,0012	0,0000	0,0221	0,0000

Wskaźnik	maxNP	minNP
węzeł	DRA115	WDO112
NP	1,2516	0,9360

Tabela A.8. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach odbiorczych w szczycie rannym okresu zimowego

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
L4	778	238	1424	71	30,98%	9,48%	56,71%	2,83%
L2	755	670	963	123	30,07%	26,68%	38,35%	4,90%
L1	896	1213	98	304	35,68%	48,31%	3,90%	12,11%
L	1007	1390	19	95	40,10%	55,36%	0,76%	3,78%
LM4	783	304	1424	0	31,18%	12,11%	56,71%	0,00%
LM2	798	750	963	0	31,78%	29,87%	38,35%	0,00%
LM1	1040	1373	98	0	41,42%	54,68%	3,90%	0,00%
LM	1113	1379	19	0	44,32%	54,92%	0,76%	0,00%
LD4	800	283	1428	0	31,86%	11,27%	56,87%	0,00%
LD2	802	703	1006	0	31,94%	28,00%	40,06%	0,00%
LD1	937	1462	112	0	37,32%	58,22%	4,46%	0,00%
LD	1095	1393	23	0	43,61%	55,48%	0,92%	0,00%
TW4	754	262	1424	71	30,03%	10,43%	56,71%	2,83%
TW2	747	678	963	123	29,75%	27,00%	38,35%	4,90%
TW1	863	1246	98	304	34,37%	49,62%	3,90%	12,11%
TW	954	1443	19	95	37,99%	57,47%	0,76%	3,78%
TWM4	771	316	1424	0	30,70%	12,58%	56,71%	0,00%
TWM2	784	764	963	0	31,22%	30,43%	38,35%	0,00%
TWM1	1027	1386	98	0	40,90%	55,20%	3,90%	0,00%
TWM	1001	1491	19	0	39,86%	59,38%	0,76%	0,00%
TWD4	767	316	1428	0	30,55%	12,58%	56,87%	0,00%
TWD2	776	729	1006	0	30,90%	29,03%	40,06%	0,00%
TWD1	947	1452	112	0	37,71%	57,83%	4,46%	0,00%
TWD	996	1492	23	0	39,67%	59,42%	0,92%	0,00%
TG4	688	368	1424	31	27,40%	14,66%	56,71%	1,23%
TG2	701	774	963	73	27,92%	30,82%	38,35%	2,91%
TG1	904	1262	98	247	36,00%	50,26%	3,90%	9,84%
TG	832	1604	19	56	33,13%	63,88%	0,76%	2,23%
TGM4	696	391	1424	0	27,72%	15,57%	56,71%	0,00%
TGM2	698	850	963	0	27,80%	33,85%	38,35%	0,00%
TGM1	994	1419	98	0	39,59%	56,51%	3,90%	0,00%
TGM	834	1658	19	0	33,21%	66,03%	0,76%	0,00%
TGD4	718	365	1428	0	28,59%	14,54%	56,87%	0,00%
TGD2	697	808	1006	0	27,76%	32,18%	40,06%	0,00%
TGD1	953	1446	112	0	37,95%	57,59%	4,46%	0,00%
TGD	861	1627	23	0	34,29%	64,79%	0,92%	0,00%

Tabela A.8. cd.

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
LS4	450	573	1488	0	17,92%	22,82%	59,26%	0,00%
LS2	571	831	1109	0	22,74%	33,09%	44,17%	0,00%
LS1	786	1339	386	0	31,30%	53,33%	15,37%	0,00%
LS	831	1511	169	0	33,09%	60,18%	6,73%	0,00%
R4	650	601	1260	0	25,89%	23,93%	50,18%	0,00%
R2	856	721	934	0	34,09%	28,71%	37,20%	0,00%
R1	935	1317	259	0	37,24%	52,45%	10,31%	0,00%
R	1011	1455	45	0	40,26%	57,95%	1,79%	0,00%
TWS4	313	568	1629	0	12,47%	22,63%	64,90%	0,00%
TWS2	360	846	1304	0	14,34%	33,71%	51,95%	0,00%
TWS1	601	1221	689	0	23,93%	48,63%	27,44%	0,00%
TWS	588	1371	552	0	23,42%	54,60%	21,98%	0,00%
TGS4	447	688	1376	0	17,80%	27,40%	54,80%	0,00%
TGS2	583	877	1051	0	23,22%	34,93%	41,86%	0,00%
TGS1	793	1356	362	0	31,58%	54,00%	14,42%	0,00%
TGS	709	1672	130	0	28,24%	66,59%	5,18%	0,00%
NP	993	1518	0	0	39,55%	60,45%	0,00%	0,00%

Tabela A.9. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów odbiorczych w szczycie wieczornym okresu zimowego

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	NAR421	CHS212	WGW111	WGW111	TCN413	DUN215	PLO111	TCN413
L4	15,2939	1,0093	2,5141	2,5141	-4,5949	5,5772	8,3121	-4,5949
L2	0,0000	9,8558	5,1014	5,1014	0,0000	-3,1836	0,2600	0,0000
L1	-0,3492	1,7257	10,1941	10,1941	0,0000	0,0000	-1,6522	0,0000
L	4,2383	3,6511	6,6518	6,6518	-1,3206	0,7683	1,7129	-1,3206
węzeł	PLO411	BYD215	WGW111	DRA115	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
LM4	12,5488	1,9701	1,7729	6,4064	0,0000	0,0000	0,5314	0,0000
LM2	0,0000	6,5574	3,3573	4,9141	0,0000	0,0000	5,3648	0,0000
LM1	0,0000	0,2539	6,0722	4,5351	0,5414	0,5414	0,0000	0,0000
LM	2,9602	2,1121	4,4321	5,0639	0,2888	0,2888	1,3622	0,0000
węzeł	NAR421	CHS212	WGW111	CZR115	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
LD4	13,2637	0,8348	2,0794	5,2367	0,0000	0,0000	0,6233	0,0000
LD2	0,0000	7,8235	4,0495	4,7857	0,0000	0,0000	5,4595	0,0000
LD1	0,0693	1,2283	7,4252	5,7068	0,1590	0,1590	0,0000	0,0000
LD	3,4142	2,7250	5,2458	5,3640	0,0800	0,0800	1,4808	0,0000
węzeł	KWC115	MZR121	BRU115	KWC115	TCN413	DUN215	MZR111	TCN413
TW4	39,0521	0,0000	14,2925	39,0521	-3,1280	3,7967	31,4425	-3,1280
TW2	16,5713	26,1617	8,1868	16,5713	0,0000	-2,1906	0,9994	0,0000
TW1	8,3789	-0,7919	17,4238	8,3789	0,0000	0,0000	-4,2982	0,0000
TW	19,3790	6,4656	14,1102	19,3790	-0,9039	0,5259	7,4114	-0,9039
węzeł	MZR111	PUL212	BRU115	KWC115	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TWM4	30,2260	0,0000	10,4169	28,4626	0,0000	0,0000	0,3738	0,0000
TWM2	0,6651	22,1507	12,9808	12,8581	0,0000	0,0000	3,7328	0,0000
TWM1	5,5098	0,0000	9,4409	8,2085	0,3733	0,3733	0,0000	0,0000
TWM	10,1485	5,0956	10,4824	13,9927	0,2005	0,2005	0,9457	0,0000
węzeł	KWC115	PUL212	BRU115	KWC115	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TWD4	32,9269	0,0000	12,0508	32,9269	0,0000	0,0000	0,4324	0,0000
TWD2	14,3419	22,9790	11,0651	14,3419	0,0000	0,0000	3,7819	0,0000
TWD1	8,2647	0,0000	12,0736	8,2647	0,1094	0,1094	0,0000	0,0000
TWD	15,9852	5,5473	11,8243	15,9852	0,0552	0,0552	1,0226	0,0000
węzeł	MIL421	TEL225	BRU115	MIL421	ZPM111	DUN215	PLO111	ZPM111
TG4	20,4904	5,3063	5,7994	20,4904	-0,3296	3,6266	10,6398	-0,3296
TG2	-0,0485	6,7688	5,7709	-0,0485	0,0000	-1,8878	0,0739	0,0000
TG1	0,0000	0,6100	10,1938	0,0000	-0,3638	0,0000	-1,5897	-0,3638
TG	12,4504	5,1647	6,3014	12,4504	-0,2427	1,6855	6,3078	-0,2427

Tabela A.9. cd.

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	PLO411	BYD215	BRU115	PLO411	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TGM4	18,5834	1,6417	4,6719	18,5834	0,0000	0,0000	0,2185	0,0000
TGM2	0,0000	6,7802	6,0818	0,0000	0,0000	0,0000	3,2330	0,0000
TGM1	0,0000	0,2212	6,7783	0,0000	0,1220	0,1220	0,0000	0,0000
TGM	11,0663	2,7671	5,3434	11,0663	0,0177	0,0177	0,9680	0,0000
węzeł	MIL421	BYD215	BRU115	MIL421	ACH113	ACH113	ABR212	ADA224
TGD4	18,8799	1,8184	5,1750	18,8799	0,0000	0,0000	0,2420	0,0000
TGD2	0,0000	6,5624	5,9400	0,0000	0,0000	0,0000	3,1454	0,0000
TGD1	0,0000	0,2028	8,0980	0,0000	0,0597	0,0597	0,0000	0,0000
TGD	11,3493	2,8686	5,7658	11,3493	0,0079	0,0079	0,9836	0,0000
węzeł	KWC115	PUL212	BRU115	BRU115	ABR112	ACH113	ABR212	ALE123
LS4	76,6121	0,1981	9,8106	9,8106	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS2	0,0000	47,4327	5,9608	5,9608	0,0069	0,0000	0,2151	0,0000
LS1	5,1342	0,0000	13,9900	13,9900	0,0008	1,1291	0,0000	0,0000
LS	11,1016	8,4260	12,1648	12,1648	0,0018	0,8203	0,0381	0,0000
węzeł	ADM111	CHD114	WGW111	ADM111	ABR112	ACH123	ABR212	BE2115
R4	10,7790	1,2903	0,1450	10,7790	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
R2	0,0000	8,4305	2,7133	0,0000	0,1716	0,0000	4,2224	0,0000
R1	3,0951	0,4172	6,3338	3,0951	0,1311	0,5047	0,0000	0,0000
R	5,2359	3,2442	2,7213	5,2359	0,0908	0,1454	1,3042	0,0000
węzeł	KWC115	PUL212	KWC115	KWC115	ABR112	ABR112	ABR112	ABR112
TWS4	481,4090	1,6170	481,4090	481,4090	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS2	0,0000	375,5936	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS1	47,5261	0,0000	47,5261	47,5261	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS	90,5162	88,5476	90,5162	90,5162	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
węzeł	KWC115	WMI111	BRU115	KWC115	ABR112	ACH113	ABR212	ACH113
TGS4	95,1484	8,4166	12,1824	95,1484	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS2	0,0000	26,8385	9,3136	0,0000	0,0050	0,0000	0,1397	0,0000
TGS1	13,5708	0,4095	25,8097	13,5708	0,0037	0,0000	0,0000	0,0000
TGS	43,2149	11,6714	15,2126	43,2149	0,0026	0,0000	0,0420	0,0000

Wskaźnik	maxNP	minNP
węzeł	DRA115	TUE124
NP	1,2373	0,9310

Tabela A.10. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach odbiorczych w szczycie wieczornym okresu zimowego

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
L4	727	292	1424	68	28,95%	11,63%	56,71%	2,71%
L2	741	692	962	116	29,51%	27,56%	38,31%	4,62%
L1	878	1216	98	319	34,97%	48,43%	3,90%	12,70%
L	983	1406	19	103	39,15%	55,99%	0,76%	4,10%
LM4	785	302	1424	0	31,26%	12,03%	56,71%	0,00%
LM2	803	746	962	0	31,98%	29,71%	38,31%	0,00%
LM1	1039	1374	98	0	41,38%	54,72%	3,90%	0,00%
LM	1112	1380	19	0	44,29%	54,96%	0,76%	0,00%
LD4	762	322	1427	0	30,35%	12,82%	56,83%	0,00%
LD2	799	708	1004	0	31,82%	28,20%	39,98%	0,00%
LD1	946	1453	112	0	37,67%	57,87%	4,46%	0,00%
LD	1076	1412	23	0	42,85%	56,23%	0,92%	0,00%
TW4	689	330	1424	68	27,44%	13,14%	56,71%	2,71%
TW2	734	699	962	116	29,23%	27,84%	38,31%	4,62%
TW1	852	1242	98	319	33,93%	49,46%	3,90%	12,70%
TW	907	1482	19	103	36,12%	59,02%	0,76%	4,10%
TWM4	766	321	1424	0	30,51%	12,78%	56,71%	0,00%
TWM2	777	772	962	0	30,94%	30,74%	38,31%	0,00%
TWM1	1000	1413	98	0	39,82%	56,27%	3,90%	0,00%
TWM	998	1494	19	0	39,75%	59,50%	0,76%	0,00%
TWD4	751	333	1427	0	29,91%	13,26%	56,83%	0,00%
TWD2	776	731	1004	0	30,90%	29,11%	39,98%	0,00%
TWD1	932	1467	112	0	37,12%	58,42%	4,46%	0,00%
TWD	960	1528	23	0	38,23%	60,85%	0,92%	0,00%
TG4	695	371	1424	21	27,68%	14,77%	56,71%	0,84%
TG2	691	772	962	86	27,52%	30,74%	38,31%	3,42%
TG1	905	1253	98	255	36,04%	49,90%	3,90%	10,16%
TG	843	1601	19	48	33,57%	63,76%	0,76%	1,91%
TGM4	722	365	1424	0	28,75%	14,54%	56,71%	0,00%
TGM2	702	847	962	0	27,96%	33,73%	38,31%	0,00%
TGM1	982	1431	98	0	39,11%	56,99%	3,90%	0,00%
TGM	877	1615	19	0	34,93%	64,32%	0,76%	0,00%
TGD4	728	356	1427	0	28,99%	14,18%	56,83%	0,00%
TGD2	707	800	1004	0	28,16%	31,86%	39,98%	0,00%
TGD1	925	1474	112	0	36,84%	58,70%	4,46%	0,00%
TGD	880	1608	23	0	35,05%	64,04%	0,92%	0,00%

Tabela A.10. cd.

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
LS4	469	580	1462	0	18,68%	23,10%	58,22%	0,00%
LS2	579	852	1080	0	23,06%	33,93%	43,01%	0,00%
LS1	779	1344	388	0	31,02%	53,52%	15,45%	0,00%
LS	830	1522	159	0	33,05%	60,61%	6,33%	0,00%
R4	679	600	1232	0	27,04%	23,89%	49,06%	0,00%
R2	868	733	910	0	34,57%	29,19%	36,24%	0,00%
R1	928	1314	269	0	36,96%	52,33%	10,71%	0,00%
R	1037	1432	42	0	41,30%	57,03%	1,67%	0,00%
TWS4	330	576	1604	0	13,15%	22,95%	63,90%	0,00%
TWS2	361	872	1277	0	14,38%	34,74%	50,88%	0,00%
TWS1	618	1219	674	0	24,61%	48,55%	26,84%	0,00%
TWS	615	1371	525	0	24,49%	54,60%	20,91%	0,00%
TGS4	464	728	1319	0	18,48%	28,99%	52,53%	0,00%
TGS2	586	897	1028	0	23,34%	35,72%	40,94%	0,00%
TGS1	802	1348	361	0	31,94%	53,68%	14,38%	0,00%
TGS	726	1664	121	0	28,91%	66,27%	4,82%	0,00%
NP	1057	1454	0	0	42,09%	57,91%	0,00%	0,00%

Tabela A.11. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów wytwórczych w dolinie nocnej okresu letniego

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	KOZ412	DOB22S	BRD11S	PAT214	WIE413	GOR114	BLA123	WIE413
L4	13,9690	0,0000	0,0000	12,5499	-11,2458	0,0000	-1,4151	-11,2458
L2	1,8831	11,6898	0,0000	5,5923	0,1605	-2,1778	0,1328	0,1605
L1	0,0000	0,8897	5,2372	0,0000	-0,0463	1,0929	-0,3410	-0,0463
L	4,7428	4,0203	2,0347	5,4871	-3,3092	-0,2600	-0,5112	-3,3092
węzeł	KOZ412	DOB22S	BRD11S	PAT214	ADA114	ADA114	BYC223	DHAGEN
LM4	9,1406	0,0000	0,0000	6,0359	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LM2	1,2314	7,6443	0,0000	5,4224	0,0000	0,0000	2,0556	0,0000
LM1	0,0000	0,6727	4,3804	0,0000	2,5551	2,5551	0,0000	0,0000
LM	3,8696	2,4934	1,3960	3,9294	0,8143	0,8143	0,6128	0,0000
węzeł	KOZ412	DOB22S	BRD11S	PAT214	ADA114	ADA114	BYC223	DHAGEN
LD4	10,7086	0,0000	0,0000	8,1514	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LD2	1,4891	9,2438	0,0000	5,4896	0,0000	0,0000	1,8727	0,0000
LD1	0,0000	0,7661	4,7493	0,0000	2,5634	2,5634	0,0000	0,0000
LD	4,2038	3,0779	1,6405	4,5257	0,8854	0,8854	0,5699	0,0000
węzeł	ROG421	ROG211	PAT114	ROG421	WIE413	ADA214	BLA123	WIE413
TW4	24,8255	0,8049	0,0000	24,8255	-7,1351	0,0000	-0,2622	-7,1351
TW2	0,6555	9,9187	-0,0416	0,6555	0,1864	-0,8452	0,0450	0,1864
TW1	-0,1077	0,7445	5,1643	-0,1077	-0,0796	0,5253	-0,1713	-0,0796
TW	12,2091	3,3473	1,1972	12,2091	-3,4298	-0,1141	-0,1548	-3,4298
węzeł	ROG421	ROG211	PAT114	ROG421	ADA114	ADA114	BYC223	DHAGEN
TWM4	15,5294	0,5035	0,0000	15,5294	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWM2	0,4875	8,0074	0,0310	0,4875	0,0000	0,0000	2,0903	0,0000
TWM1	0,0896	0,6195	5,1554	0,0896	2,5689	2,5689	0,0000	0,0000
TWM	8,5463	2,4996	1,0190	8,5463	0,5037	0,5037	0,5497	0,0000
węzeł	ROG421	ROG211	PAT114	ROG421	ADA114	ADA114	BYC223	DHAGEN
TWD4	19,1067	0,6195	0,0000	19,1067	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWD2	0,5592	8,8225	0,0000	0,5592	0,0000	0,0000	1,8064	0,0000
TWD1	0,0000	0,6763	5,1594	0,0000	2,4700	2,4700	0,0000	0,0000
TWD	10,0509	2,8478	1,0922	10,0509	0,5229	0,5229	0,4880	0,0000
węzeł	KOZ412	DOB22S	BRD11S	KOZ412	WIE413	ADA214	BLA123	WIE413
TG4	14,6443	0,0000	0,0000	14,6443	-4,5657	0,0000	-0,5531	-4,5657
TG2	2,9256	11,0456	0,0000	2,9256	0,1641	-2,4797	0,1714	0,1641
TG1	0,0000	0,3630	6,9961	0,0000	-0,0571	0,3421	-0,1375	-0,0571
TG	11,0760	2,2654	0,5715	11,0760	-3,2400	-0,4740	-0,3725	-3,2400

Tabela A.11. cd.

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	KOZ412	KON214	BRD11S	PAT214	ADA114	ADA114	BYC223	DHAGEN
TGM4	10,8880	3,4733	0,0000	9,3665	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGM2	1,8887	7,4052	0,0000	7,1303	0,0000	0,0000	0,9820	0,0000
TGM1	0,0000	0,0407	5,9509	0,0000	3,2729	3,2729	0,0000	0,0000
TGM	8,2353	4,0903	0,3939	8,2665	0,2166	0,2166	0,2108	0,0000
węzeł	KOZ412	DOB22S	BRD11S	KOZ412	ADA114	ADA114	BYC223	DHAGEN
TGD4	12,4106	0,0000	0,0000	12,4106	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGD2	2,2955	8,6665	0,0000	2,2955	0,0000	0,0000	1,0428	0,0000
TGD1	0,0000	0,3326	6,4298	0,0000	3,4042	3,4042	0,0000	0,0000
TGD	9,3898	1,8415	0,4661	9,3898	0,2468	0,2468	0,2187	0,0000
węzeł	ROG421	ROG221	ROG421	ROG421	ADA114	ADA114	ZAB123	ZAB123
LS4	15,4824	1,3714	15,4824	15,4824	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS2	2,7878	8,8582	2,7878	2,7878	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS1	5,6768	3,6412	5,6768	5,6768	1,1213	1,1213	0,0392	0,0392
LS	6,9894	4,2085	6,9894	6,9894	0,6931	0,6931	0,0242	0,0242
węzeł	KOZ412	KON214	BRD11S	KOZ412	ADA114	ADA114	WIE413	ZAB123
R4	11,2973	0,0096	0,0000	11,2973	0,0000	0,0000	2,4713	0,0000
R2	0,6115	4,9697	0,0000	0,6115	0,0000	0,0000	0,0454	0,0000
R1	1,2179	0,9135	4,3145	1,2179	2,8280	2,8280	0,0192	0,0351
R	5,4206	1,6628	1,2283	5,4206	0,8051	0,8051	1,0905	0,0100
węzeł	ROG421	ROG221	ROG421	ROG421	ADA114	ADA114	ZAB123	ZAB123
TWS4	33,7565	1,9933	33,7565	33,7565	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS2	8,4213	17,8389	8,4213	8,4213	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS1	18,5264	7,9223	18,5264	18,5264	0,4064	0,4064	0,0026	0,0026
TWS	20,5511	8,2495	20,5511	20,5511	0,2263	0,2263	0,0014	0,0014
węzeł	ROG421	ROG221	ROG421	ROG421	ADA114	ADA114	ZAB123	ZAB123
TGS4	20,1015	1,6297	20,1015	20,1015	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS2	2,5532	13,5929	2,5532	2,5532	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS1	5,3827	3,2232	5,3827	5,3827	2,0715	2,0715	0,0046	0,0046
TGS	13,6248	4,6531	13,6248	13,6248	0,3416	0,3416	0,0008	0,0008

Tabela A.12. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach wytwórczych w dolinie nocnej okresu letniego

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
L4	12	7	42	5	18,18%	10,61%	63,64%	7,58%
L2	18	14	26	8	27,27%	21,21%	39,39%	12,12%
L1	27	22	13	4	40,91%	33,33%	19,70%	6,06%
L	27	32	2	5	40,91%	48,48%	3,03%	7,58%
LM4	12	12	42	0	18,18%	18,18%	63,64%	0,00%
LM2	20	20	26	0	30,30%	30,30%	39,39%	0,00%
LM1	26	27	13	0	39,39%	40,91%	19,70%	0,00%
LM	22	42	2	0	33,33%	63,64%	3,03%	0,00%
LD4	14	8	44	0	21,21%	12,12%	66,67%	0,00%
LD2	18	18	30	0	27,27%	27,27%	45,45%	0,00%
LD1	25	26	15	0	37,88%	39,39%	22,73%	0,00%
LD	24	40	2	0	36,36%	60,61%	3,03%	0,00%
TW4	9	10	42	5	13,64%	15,15%	63,64%	7,58%
TW2	17	15	26	8	25,76%	22,73%	39,39%	12,12%
TW1	22	27	13	4	33,33%	40,91%	19,70%	6,06%
TW	21	38	2	5	31,82%	57,58%	3,03%	7,58%
TWM4	10	14	42	0	15,15%	21,21%	63,64%	0,00%
TWM2	21	19	26	0	31,82%	28,79%	39,39%	0,00%
TWM1	20	33	13	0	30,30%	50,00%	19,70%	0,00%
TWM	19	45	2	0	28,79%	68,18%	3,03%	0,00%
TWD4	10	12	44	0	15,15%	18,18%	66,67%	0,00%
TWD2	19	17	30	0	28,79%	25,76%	45,45%	0,00%
TWD1	22	29	15	0	33,33%	43,94%	22,73%	0,00%
TWD	18	46	2	0	27,27%	69,70%	3,03%	0,00%
TG4	11	7	42	6	16,67%	10,61%	63,64%	9,09%
TG2	17	15	26	8	25,76%	22,73%	39,39%	12,12%
TG1	20	28	13	5	30,30%	42,42%	19,70%	7,58%
TG	16	39	2	9	24,24%	59,09%	3,03%	13,64%
TGM4	13	11	42	0	19,70%	16,67%	63,64%	0,00%
TGM2	18	22	26	0	27,27%	33,33%	39,39%	0,00%
TGM1	22	31	13	0	33,33%	46,97%	19,70%	0,00%
TGM	16	48	2	0	24,24%	72,73%	3,03%	0,00%
TGD4	13	9	44	0	19,70%	13,64%	66,67%	0,00%
TGD2	18	18	30	0	27,27%	27,27%	45,45%	0,00%
TGD1	20	31	15	0	30,30%	46,97%	22,73%	0,00%
TGD	15	49	2	0	22,73%	74,24%	3,03%	0,00%

Tabela A.12. cd.

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
LS4	12	26	28	0	18,18%	39,39%	42,42%	0,00%
LS2	21	23	22	0	31,82%	34,85%	33,33%	0,00%
LS1	25	41	0	0	37,88%	62,12%	0,00%	0,00%
LS	20	46	0	0	30,30%	69,70%	0,00%	0,00%
R4	11	26	29	0	16,67%	39,39%	43,94%	0,00%
R2	22	22	22	0	33,33%	33,33%	33,33%	0,00%
R1	24	42	0	0	36,36%	63,64%	0,00%	0,00%
R	22	44	0	0	33,33%	66,67%	0,00%	0,00%
TWS4	9	30	27	0	13,64%	45,45%	40,91%	0,00%
TWS2	15	29	22	0	22,73%	43,94%	33,33%	0,00%
TWS1	9	57	0	0	13,64%	86,36%	0,00%	0,00%
TWS	9	57	0	0	13,64%	86,36%	0,00%	0,00%
TGS4	11	30	25	0	16,67%	45,45%	37,88%	0,00%
TGS2	20	24	22	0	30,30%	36,36%	33,33%	0,00%
TGS1	22	44	0	0	33,33%	66,67%	0,00%	0,00%
TGS	12	54	0	0	18,18%	81,82%	0,00%	0,00%

Tabela A.13. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów wytwórczych w szczycie rannym okresu letniego

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	ROG411	DOB22S	BRD11S	ROG411	WIE413	GOR114	ECB113	WIE413
L4	18,6856	0,0000	0,0000	18,6856	-20,4460	0,0000	0,0000	-20,4460
L2	2,1059	7,7275	0,0000	2,1059	0,0092	-1,8046	0,0000	0,0092
L1	0,0000	0,8698	6,1507	0,0000	-0,0510	1,4918	-0,2097	-0,0510
L	5,4831	3,1269	2,3746	5,4831	-5,1837	-0,0759	-0,0810	-5,1837
węzeł	KOZ412	DOB22S	BRD11S	KOZ412	ADA114	ADA114	DHAGEN	DHAGEN
LM4	9,0261	0,0000	0,0000	9,0261	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LM2	0,6480	7,5399	0,0000	0,6480	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LM1	0,0000	0,6073	4,8793	0,0000	2,5259	2,5259	0,0000	0,0000
LM	3,4765	2,5819	1,5662	3,4765	0,8108	0,8108	0,0000	0,0000
węzeł	KOZ412	DOB22S	BRD11S	ROG411	ADA114	ADA114	DHAGEN	DHAGEN
LD4	11,5312	0,0000	0,0000	10,7684	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LD2	0,7796	7,6146	0,0000	1,6781	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LD1	0,0000	0,7152	5,4020	0,0000	2,3715	2,3715	0,0000	0,0000
LD	3,9743	2,7821	1,8631	4,0277	0,8179	0,8179	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	MIK214	BRD11S	ROG411	WIE413	ADA214	WIE413	WIE413
TW4	24,1009	0,3388	0,0000	24,1009	-17,7263	0,0000	-17,7263	-17,7263
TW2	4,4555	8,2628	0,0000	4,4555	0,0132	-1,0181	0,0132	0,0132
TW1	0,0000	0,0000	5,1829	0,0000	-0,1376	1,1397	-0,1376	-0,1376
TW	11,8454	3,1908	1,0774	11,8454	-7,5275	-0,1385	-7,5275	-7,5275
węzeł	ROG411	PAT214	BRD11S	ROG411	ADA114	ADA114	DHAGEN	DHAGEN
TWM4	11,9546	1,6033	0,0000	11,9546	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWM2	3,4702	7,1277	0,0000	3,4702	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWM1	0,0000	0,0297	4,7182	0,0000	2,3382	2,3382	0,0000	0,0000
TWM	7,4669	2,9949	0,7717	7,4669	0,3824	0,3824	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	MIK214	BRD11S	ROG411	ADA114	ADA114	DHAGEN	DHAGEN
TWD4	15,9818	1,1166	0,0000	15,9818	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWD2	3,9016	7,2355	0,0000	3,9016	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWD1	0,0000	0,0000	4,9249	0,0000	2,0697	2,0697	0,0000	0,0000
TWD	9,1598	2,9076	0,8899	9,1598	0,3740	0,3740	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	DOB22S	BRD11S	ROG411	WIE413	ADA214	CCC114	WIE413
TG4	16,6665	0,0000	0,0000	16,6665	-6,6937	0,0000	0,3701	-6,6937
TG2	3,1327	8,8015	0,0000	3,1327	0,1125	-1,0318	-0,2102	0,1125
TG1	0,0000	0,4200	7,3963	0,0000	-0,0185	0,5548	-0,2651	-0,0185
TG	11,2012	2,6227	0,6614	11,2012	-4,0978	-0,2534	0,1428	-4,0978

Tabela A.13. cd.

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	ROG411	DOB22S	BRD11S	ROG411	ADA114	ADA114	DHAGEN	DHAGEN
TGM4	11,4479	0,0000	0,0000	11,4479	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGM2	2,3272	7,0114	0,0000	2,3272	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGM1	0,0000	0,3483	6,1385	0,0000	2,5163	2,5163	0,0000	0,0000
TGM	7,9936	2,0051	0,4723	7,9936	0,1936	0,1936	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	DOB22S	BRD11S	ROG411	ADA114	ADA114	DHAGEN	DHAGEN
TGD4	13,5728	0,0000	0,0000	13,5728	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGD2	2,6706	7,7744	0,0000	2,6706	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGD1	0,0000	0,3808	6,7086	0,0000	2,5325	2,5325	0,0000	0,0000
TGD	9,3294	2,2623	0,5510	9,3294	0,2080	0,2080	0,0000	0,0000
węzeł	ROG421	ROG221	DBN413	ROG421	ADA114	ADA114	WIE413	ZAB123
LS4	16,7862	2,6947	6,5621	16,7862	0,0000	0,0000	1,1540	0,0000
LS2	1,8845	8,7063	2,6937	1,8845	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS1	4,2347	3,9834	4,6716	4,2347	0,8942	0,8942	0,0000	0,0117
LS	5,4020	4,7029	4,5433	5,4020	0,6122	0,6122	0,1478	0,0080
węzeł	KOZ412	DOB22S	BRD11S	KOZ412	ADA114	ADA114	WIE413	ZAB123
R4	13,0194	0,0000	0,0000	13,0194	0,0000	0,0000	3,0639	0,0000
R2	0,7631	5,2783	0,0000	0,7631	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
R1	1,2885	1,0964	3,8858	1,2885	2,3418	2,3418	0,0000	0,0024
R	4,8376	2,0659	1,4319	4,8376	0,8630	0,8630	0,9702	0,0009
węzeł	ROG421	ROG221	ROG421	ROG421	ADA114	ADA114	WIE413	ZAB123
TWS4	26,1338	4,1954	26,1338	26,1338	0,0000	0,0000	0,7987	0,0000
TWS2	3,8992	18,0143	3,8992	3,8992	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS1	10,1441	9,5420	10,1441	10,1441	0,2536	0,2536	0,0000	0,0005
TWS	11,7797	10,2552	11,7797	11,7797	0,1581	0,1581	0,1433	0,0003
węzeł	ROG421	ROG221	DBN413	ROG421	ADA114	ADA114	WIE413	ZAB123
TGS4	19,7274	3,1670	6,4788	19,7274	0,0000	0,0000	2,6716	0,0000
TGS2	1,5547	12,6529	2,5197	1,5547	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS1	4,0502	3,7244	4,1830	4,0502	1,3408	1,3408	0,0000	0,0002
TGS	10,7232	6,1614	4,7676	10,7232	0,2999	0,2999	1,2658	0,0001

Tabela A.14. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach wytwórczych w szczycie rannym okresu letniego

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
L4	14	8	39	5	21,21%	12,12%	59,09%	7,58%
L2	17	15	27	7	25,76%	22,73%	40,91%	10,61%
L1	24	29	10	3	36,36%	43,94%	15,15%	4,55%
L	28	31	2	5	42,42%	46,97%	3,03%	7,58%
LM4	15	12	39	0	22,73%	18,18%	59,09%	0,00%
LM2	20	19	27	0	30,30%	28,79%	40,91%	0,00%
LM1	23	33	10	0	34,85%	50,00%	15,15%	0,00%
LM	25	39	2	0	37,88%	59,09%	3,03%	0,00%
LD4	16	8	42	0	24,24%	12,12%	63,64%	0,00%
LD2	17	20	29	0	25,76%	30,30%	43,94%	0,00%
LD1	25	30	11	0	37,88%	45,45%	16,67%	0,00%
LD	24	40	2	0	36,36%	60,61%	3,03%	0,00%
TW4	10	12	39	5	15,15%	18,18%	59,09%	7,58%
TW2	16	16	27	7	24,24%	24,24%	40,91%	10,61%
TW1	20	33	10	3	30,30%	50,00%	15,15%	4,55%
TW	22	37	2	5	33,33%	56,06%	3,03%	7,58%
TWM4	12	15	39	0	18,18%	22,73%	59,09%	0,00%
TWM2	20	19	27	0	30,30%	28,79%	40,91%	0,00%
TWM1	23	33	10	0	34,85%	50,00%	15,15%	0,00%
TWM	17	47	2	0	25,76%	71,21%	3,03%	0,00%
TWD4	11	13	42	0	16,67%	19,70%	63,64%	0,00%
TWD2	19	18	29	0	28,79%	27,27%	43,94%	0,00%
TWD1	20	35	11	0	30,30%	53,03%	16,67%	0,00%
TWD	18	46	2	0	27,27%	69,70%	3,03%	0,00%
TG4	10	13	39	4	15,15%	19,70%	59,09%	6,06%
TG2	17	12	27	10	25,76%	18,18%	40,91%	15,15%
TG1	22	28	10	6	33,33%	42,42%	15,15%	9,09%
TG	19	35	2	10	28,79%	53,03%	3,03%	15,15%
TGM4	12	15	39	0	18,18%	22,73%	59,09%	0,00%
TGM2	18	21	27	0	27,27%	31,82%	40,91%	0,00%
TGM1	23	33	10	0	34,85%	50,00%	15,15%	0,00%
TGM	17	47	2	0	25,76%	71,21%	3,03%	0,00%
TGD4	11	13	42	0	16,67%	19,70%	63,64%	0,00%
TGD2	17	20	29	0	25,76%	30,30%	43,94%	0,00%
TGD1	23	32	11	0	34,85%	48,48%	16,67%	0,00%
TGD	18	46	2	0	27,27%	69,70%	3,03%	0,00%

Tabela A.14. cd.

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
LS4	9	6	51	0	13,64%	9,09%	77,27%	0,00%
LS2	18	12	36	0	27,27%	18,18%	54,55%	0,00%
LS1	23	42	1	0	34,85%	63,64%	1,52%	0,00%
LS	21	45	0	0	31,82%	68,18%	0,00%	0,00%
R4	10	5	51	0	15,15%	7,58%	77,27%	0,00%
R2	20	10	36	0	30,30%	15,15%	54,55%	0,00%
R1	25	40	1	0	37,88%	60,61%	1,52%	0,00%
R	24	42	0	0	36,36%	63,64%	0,00%	0,00%
TWS4	7	8	51	0	10,61%	12,12%	77,27%	0,00%
TWS2	13	17	36	0	19,70%	25,76%	54,55%	0,00%
TWS1	14	51	1	0	21,21%	77,27%	1,52%	0,00%
TWS	13	53	0	0	19,70%	80,30%	0,00%	0,00%
TGS4	9	6	51	0	13,64%	9,09%	77,27%	0,00%
TGS2	16	14	36	0	24,24%	21,21%	54,55%	0,00%
TGS1	24	41	1	0	36,36%	62,12%	1,52%	0,00%
TGS	16	50	0	0	24,24%	75,76%	0,00%	0,00%

Tabela A.15. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów wytwórczych w dolinie nocnej okresu zimowego

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	KRA424	DOB22S	BRD11S	KRA424	WIE413	BYC233	LE2111	WIE413
L4	24,8701	0,0000	0,0000	24,8701	-13,4157	0,4578	0,0000	-13,4157
L2	2,2895	18,6984	0,0000	2,2895	0,7098	-5,6640	0,0000	0,7098
L1	0,8572	0,8338	5,4796	0,8572	0,0546	0,5465	-0,1328	0,0546
L	8,3669	4,7175	2,5738	8,3669	-3,8206	-0,9168	-0,0624	-3,8206
węzeł	KRA424	DOB22S	BRD11S	KRA424	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
LM4	13,2633	0,0000	0,0000	13,2633	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LM2	1,7791	9,0409	0,0000	1,7791	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LM1	0,6539	0,6361	5,1345	0,6539	2,1862	2,1862	0,0000	0,0000
LM	5,2000	2,9412	1,8827	5,2000	0,8016	0,8016	0,0000	0,0000
węzeł	KRA424	DOB22S	BRD11S	KRA424	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
LD4	17,3003	0,0000	0,0000	17,3003	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LD2	1,9399	12,0835	0,0000	1,9399	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LD1	0,7419	0,7217	5,2838	0,7419	2,4803	2,4803	0,0000	0,0000
LD	6,3821	3,6042	2,1406	6,3821	1,0048	1,0048	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	MIK224	KRA214	ROG411	WIE413	BYC233	DBN413	WIE413
TW4	25,3890	3,5034	0,0000	25,3890	-13,0637	0,2222	9,5748	-13,0637
TW2	0,9934	15,3795	5,1660	0,9934	0,7960	-3,1663	1,4159	0,7960
TW1	0,8326	0,0000	5,5612	0,8326	0,1269	0,6326	-0,2096	0,1269
TW	11,4137	5,9370	3,0615	11,4137	-5,3390	-0,6387	4,4566	-5,3390
węzeł	DBN413	MIK224	KRA214	DBN413	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TWM4	18,3472	1,9836	0,0000	18,3472	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWM2	1,8665	10,1387	3,4056	1,8665	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWM1	1,1229	0,0000	5,8157	1,1229	2,0688	2,0688	0,0000	0,0000
TWM	9,7992	3,8510	2,2737	9,7992	0,4652	0,4652	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	MIK224	KRA214	ROG411	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TWD4	18,3567	2,5330	0,0000	18,3567	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWD2	0,7894	12,2209	4,1050	0,7894	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWD1	0,7480	0,0000	5,7013	0,7480	2,2791	2,2791	0,0000	0,0000
TWD	8,9812	4,6717	2,5836	8,9812	0,5643	0,5643	0,0000	0,0000
węzeł	KRA424	DOB22S	BRD11S	KRA424	WIE413	ZGC114	LE2111	WIE413
TG4	26,0251	0,0000	0,0000	26,0251	-5,0203	0,0000	0,0000	-5,0203
TG2	1,6672	14,9494	0,0000	1,6672	0,5099	-1,3691	0,0000	0,5099
TG1	1,1606	0,4602	5,5815	1,1606	0,0105	1,6932	-0,4183	0,0105
TG	18,1020	3,4633	0,5278	18,1020	-3,2795	-0,1531	-0,0396	-3,2795

Tabela A.15. cd.

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	KRA424	DOB22S	PAT114	KRA424	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TGM4	19,2397	0,0000	0,0000	19,2397	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGM2	1,2523	10,0158	0,0465	1,2523	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGM1	0,9625	0,3816	5,3758	0,9625	2,4503	2,4503	0,0000	0,0000
TGM	13,2335	2,5300	0,4585	13,2335	0,2037	0,2037	0,0000	0,0000
węzeł	KRA424	DOB22S	BRD11S	KRA424	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TGD4	22,1238	0,0000	0,0000	22,1238	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGD2	1,4186	11,9929	0,0000	1,4186	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGD1	1,0523	0,4172	5,1378	1,0523	2,6790	2,6790	0,0000	0,0000
TGD	15,2865	2,9236	0,4519	15,2865	0,2356	0,2356	0,0000	0,0000
węzeł	ROG421	ROG221	MIK224	ROG421	ADA114	BLA123	BYC233	KAL114
LS4	25,2719	3,5275	0,0000	25,2719	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS2	4,2462	13,3659	9,7427	4,2462	0,0014	0,0000	0,3792	0,0000
LS1	5,0185	5,4147	5,8738	5,0185	1,3528	0,3982	0,0000	0,0180
LS	7,6881	6,7316	5,8238	7,6881	0,8957	0,2636	0,0754	0,0119
węzeł	KOZ412	ADA214	BRD11S	KOZ412	ADA114	BLA123	BYC233	LE2111
R4	13,0669	0,0104	0,0000	13,0669	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
R2	0,0093	7,7544	0,0000	0,0093	0,0023	0,0000	2,3638	0,0000
R1	0,9757	1,0686	3,8685	0,9757	2,6138	1,0815	0,0000	0,0268
R	5,1818	2,5901	1,3269	5,1818	0,8972	0,3710	0,6767	0,0092
węzeł	ROG421	ROG221	ROG221	ROG421	ADA114	BLA123	BYC233	KAL114
TWS4	44,0641	6,1506	6,1506	44,0641	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS2	9,9777	31,4071	31,4071	9,9777	0,0004	0,0000	0,1536	0,0000
TWS1	15,2122	16,4130	16,4130	15,2122	0,5185	0,0555	0,0000	0,0003
TWS	20,0803	17,5819	17,5819	20,0803	0,2958	0,0317	0,0339	0,0001
węzeł	ROG421	ROG221	ROG421	ROG421	ADA114	BLA123	BYC233	LE2111
TGS4	23,3880	3,2587	23,3880	23,3880	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS2	2,0958	18,0873	2,0958	2,0958	0,0012	0,0000	1,4966	0,0000
TGS1	4,8778	4,7509	4,8778	4,8778	2,0286	0,3052	0,0000	0,0105
TGS	13,7832	7,6769	13,7832	13,7832	0,4045	0,0608	0,4159	0,0021

Tabela A.16. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach wytwórczych w dolinie nocnej okresu zimowego

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
L4	17	6	75	6	16,35%	5,77%	72,12%	5,77%
L2	22	15	45	22	21,15%	14,42%	43,27%	21,15%
L1	37	54	8	5	35,58%	51,92%	7,69%	4,81%
L	36	54	3	11	34,62%	51,92%	2,88%	10,58%
LM4	18	11	75	0	17,31%	10,58%	72,12%	0,00%
LM2	29	30	45	0	27,88%	28,85%	43,27%	0,00%
LM1	41	55	8	0	39,42%	52,88%	7,69%	0,00%
LM	35	66	3	0	33,65%	63,46%	2,88%	0,00%
LD4	18	7	79	0	17,31%	6,73%	75,96%	0,00%
LD2	26	24	54	0	25,00%	23,08%	51,92%	0,00%
LD1	37	59	8	0	35,58%	56,73%	7,69%	0,00%
LD	32	69	3	0	30,77%	66,35%	2,88%	0,00%
TW4	16	7	75	6	15,38%	6,73%	72,12%	5,77%
TW2	22	15	45	22	21,15%	14,42%	43,27%	21,15%
TW1	31	60	8	5	29,81%	57,69%	7,69%	4,81%
TW	29	61	3	11	27,88%	58,65%	2,88%	10,58%
TWM4	17	12	75	0	16,35%	11,54%	72,12%	0,00%
TWM2	27	32	45	0	25,96%	30,77%	43,27%	0,00%
TWM1	35	61	8	0	33,65%	58,65%	7,69%	0,00%
TWM	25	76	3	0	24,04%	73,08%	2,88%	0,00%
TWD4	18	7	79	0	17,31%	6,73%	75,96%	0,00%
TWD2	23	27	54	0	22,12%	25,96%	51,92%	0,00%
TWD1	32	64	8	0	30,77%	61,54%	7,69%	0,00%
TWD	28	73	3	0	26,92%	70,19%	2,88%	0,00%
TG4	14	9	75	6	13,46%	8,65%	72,12%	5,77%
TG2	21	17	45	21	20,19%	16,35%	43,27%	20,19%
TG1	38	55	8	3	36,54%	52,88%	7,69%	2,88%
TG	20	69	3	12	19,23%	66,35%	2,88%	11,54%
TGM4	16	13	75	0	15,38%	12,50%	72,12%	0,00%
TGM2	26	33	45	0	25,00%	31,73%	43,27%	0,00%
TGM1	40	56	8	0	38,46%	53,85%	7,69%	0,00%
TGM	20	81	3	0	19,23%	77,88%	2,88%	0,00%
TGD4	16	9	79	0	15,38%	8,65%	75,96%	0,00%
TGD2	24	26	54	0	23,08%	25,00%	51,92%	0,00%
TGD1	37	59	8	0	35,58%	56,73%	7,69%	0,00%
TGD	20	81	3	0	19,23%	77,88%	2,88%	0,00%

Tabela A.16. cd.

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
LS4	13	20	71	0	12,50%	19,23%	68,27%	0,00%
LS2	26	27	51	0	25,00%	25,96%	49,04%	0,00%
LS1	34	69	1	0	32,69%	66,35%	0,96%	0,00%
LS	32	72	0	0	30,77%	69,23%	0,00%	0,00%
R4	14	19	71	0	13,46%	18,27%	68,27%	0,00%
R2	28	25	51	0	26,92%	24,04%	49,04%	0,00%
R1	40	63	1	0	38,46%	60,58%	0,96%	0,00%
R	33	71	0	0	31,73%	68,27%	0,00%	0,00%
TWS4	11	23	70	0	10,58%	22,12%	67,31%	0,00%
TWS2	16	37	51	0	15,38%	35,58%	49,04%	0,00%
TWS1	19	84	1	0	18,27%	80,77%	0,96%	0,00%
TWS	16	88	0	0	15,38%	84,62%	0,00%	0,00%
TGS4	12	22	70	0	11,54%	21,15%	67,31%	0,00%
TGS2	24	29	51	0	23,08%	27,88%	49,04%	0,00%
TGS1	35	68	1	0	33,65%	65,38%	0,96%	0,00%
TGS	26	78	0	0	25,00%	75,00%	0,00%	0,00%

Tabela A.17. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów wytwórczych w szczycie rannym okresu zimowego

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	KRA424	ROS21S	BRD11S	KRA424	WIE413	GOR114	LAG213	WIE413
L4	22,2895	0,0000	0,0000	22,2895	-13,6018	0,0000	-1,5759	-13,6018
L2	1,6767	9,8934	0,0000	1,6767	0,0991	-1,8989	0,7605	0,0991
L1	1,1324	2,8151	5,9669	1,1324	0,0603	1,7617	-0,4106	0,0603
L	7,3286	4,1513	2,4628	7,3286	-3,8230	0,1533	-0,3889	-3,8230
węzeł	KRA424	DOB22S	BRD11S	KRA424	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
LM4	13,0505	0,0000	0,0000	13,0505	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LM2	1,6914	8,9419	0,0000	1,6914	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LM1	0,7777	0,6289	5,0001	0,7777	2,1780	2,1780	0,0000	0,0000
LM	5,1858	2,9030	1,8202	5,1858	0,7929	0,7929	0,0000	0,0000
węzeł	KRA424	DOB22S	BRD11S	KRA424	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
LD4	16,1812	0,0000	0,0000	16,1812	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LD2	1,6858	9,3022	0,0000	1,6858	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LD1	0,9221	0,7456	5,3937	0,9221	2,3012	2,3012	0,0000	0,0000
LD	5,9941	3,0779	2,0626	5,9941	0,8800	0,8800	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	MIK224	KRA214	ROG411	WIE413	ADA214	LAG213	WIE413
TW4	39,2897	1,2145	0,0000	39,2897	-10,5093	0,0000	-0,3667	-10,5093
TW2	3,4410	11,5023	3,7360	3,4410	0,1200	-0,6179	0,2775	0,1200
TW1	0,0000	0,0000	5,7730	0,0000	0,1477	0,1865	-0,3031	0,1477
TW	19,5170	4,2160	2,4198	19,5170	-4,8590	-0,1560	-0,1489	-4,8590
węzeł	ROG411	MIK224	KRA214	ROG411	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TWM4	23,6276	1,4877	0,0000	23,6276	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWM2	2,6552	8,8757	2,8829	2,6552	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWM1	0,0000	0,0000	5,7913	0,0000	1,7156	1,7156	0,0000	0,0000
TWM	13,3267	3,2821	1,8915	13,3267	0,3208	0,3208	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	MIK224	KRA214	ROG411	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TWD4	29,5092	1,3851	0,0000	29,5092	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWD2	2,9974	10,0197	3,2545	2,9974	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWD1	0,0000	0,0000	5,7832	0,0000	1,7162	1,7162	0,0000	0,0000
TWD	15,8385	3,6610	2,1059	15,8385	0,3397	0,3397	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	MIK224	BRD11S	ROG411	WIE413	ZGC114	LE2111	WIE413
TG4	24,3274	1,1652	0,0000	24,3274	-6,8866	0,0000	0,0000	-6,8866
TG2	1,4021	10,3991	0,0000	1,4021	0,2375	-1,4930	0,0000	0,2375
TG1	0,0000	0,0000	7,2095	0,0000	0,0310	0,6181	-0,5647	0,0310
TG	16,1288	3,4552	0,6656	16,1288	-4,3982	-0,3306	-0,0521	-4,3982

Tabela A.17. cd.

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	ROG411	KON214	BRD11S	ROG411	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TGM4	17,3634	2,7122	0,0000	17,3634	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGM2	1,0406	8,5636	0,0000	1,0406	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGM1	0,0000	1,0688	5,8170	0,0000	1,8011	1,8011	0,0000	0,0000
TGM	11,7435	4,0642	0,4899	11,7435	0,1517	0,1517	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	DOB22S	BRD11S	ROG411	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TGD4	20,2638	0,0000	0,0000	20,2638	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGD2	1,1946	9,2377	0,0000	1,1946	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGD1	0,0000	0,4142	6,4350	0,0000	1,9506	1,9506	0,0000	0,0000
TGD	13,5912	2,4085	0,5639	13,5912	0,1709	0,1709	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	ROG221	ROG411	ROG411	ADA114	ADA114	KAL114	KAL114
LS4	24,7516	1,8559	24,7516	24,7516	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS2	2,3229	11,1093	2,3229	2,3229	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS1	6,3842	4,2780	6,3842	6,3842	1,0208	1,0208	0,0072	0,0072
LS	8,1746	5,2924	8,1746	8,1746	0,6737	0,6737	0,0048	0,0048
węzeł	ROG411	DOB22S	BRD11S	ROG411	ADA114	ADA114	WIE413	LE2111
R4	14,2492	0,0000	0,0000	14,2492	0,0000	0,0000	3,0968	0,0000
R2	0,5700	7,4460	0,0000	0,5700	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
R1	1,2085	1,1202	4,2351	1,2085	2,3795	2,3795	0,0210	0,0412
R	5,5611	2,4948	1,5829	5,5611	0,8893	0,8893	1,0838	0,0154
węzeł	ROG411	ROG221	ROG411	ROG411	ADA114	ADA114	KAL114	KAL114
TWS4	35,6702	2,6749	35,6702	35,6702	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS2	4,9255	23,5603	4,9255	4,9255	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS1	16,1915	10,8517	16,1915	16,1915	0,2693	0,2693	0,0001	0,0001
TWS	18,0849	11,7105	18,0849	18,0849	0,1550	0,1550	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	ROG221	ROG411	ROG411	ADA114	ADA114	ZGC114	ZGC114
TGS4	26,7408	2,0701	26,7408	26,7408	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS2	1,6342	16,6768	1,6342	1,6342	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS1	6,2503	4,3218	6,2503	6,2503	1,2802	1,2802	0,0059	0,0059
TGS	15,6794	6,5354	15,6794	15,6794	0,2608	0,2608	0,0012	0,0012

Tabela A.18. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach wytwórczych w szczycie rannym okresu zimowego

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
L4	16	8	76	4	15,38%	7,69%	73,08%	3,85%
L2	25	21	45	13	24,04%	20,19%	43,27%	12,50%
L1	38	54	9	3	36,54%	51,92%	8,65%	2,88%
L	36	59	3	6	34,62%	56,73%	2,88%	5,77%
LM4	20	8	76	0	19,23%	7,69%	73,08%	0,00%
LM2	29	30	45	0	27,88%	28,85%	43,27%	0,00%
LM1	41	54	9	0	39,42%	51,92%	8,65%	0,00%
LM	34	67	3	0	32,69%	64,42%	2,88%	0,00%
LD4	19	8	77	0	18,27%	7,69%	74,04%	0,00%
LD2	26	24	54	0	25,00%	23,08%	51,92%	0,00%
LD1	38	57	9	0	36,54%	54,81%	8,65%	0,00%
LD	33	68	3	0	31,73%	65,38%	2,88%	0,00%
TW4	16	8	76	4	15,38%	7,69%	73,08%	3,85%
TW2	23	23	45	13	22,12%	22,12%	43,27%	12,50%
TW1	33	59	9	3	31,73%	56,73%	8,65%	2,88%
TW	26	69	3	6	25,00%	66,35%	2,88%	5,77%
TWM4	17	11	76	0	16,35%	10,58%	73,08%	0,00%
TWM2	26	33	45	0	25,00%	31,73%	43,27%	0,00%
TWM1	34	61	9	0	32,69%	58,65%	8,65%	0,00%
TWM	24	77	3	0	23,08%	74,04%	2,88%	0,00%
TWD4	17	10	77	0	16,35%	9,62%	74,04%	0,00%
TWD2	23	27	54	0	22,12%	25,96%	51,92%	0,00%
TWD1	33	62	9	0	31,73%	59,62%	8,65%	0,00%
TWD	25	76	3	0	24,04%	73,08%	2,88%	0,00%
TG4	15	9	76	4	14,42%	8,65%	73,08%	3,85%
TG2	21	23	45	15	20,19%	22,12%	43,27%	14,42%
TG1	36	54	9	5	34,62%	51,92%	8,65%	4,81%
TG	21	66	3	14	20,19%	63,46%	2,88%	13,46%
TGM4	15	13	76	0	14,42%	12,50%	73,08%	0,00%
TGM2	27	32	45	0	25,96%	30,77%	43,27%	0,00%
TGM1	40	55	9	0	38,46%	52,88%	8,65%	0,00%
TGM	22	79	3	0	21,15%	75,96%	2,88%	0,00%
TGD4	16	11	77	0	15,38%	10,58%	74,04%	0,00%
TGD2	22	28	54	0	21,15%	26,92%	51,92%	0,00%
TGD1	39	56	9	0	37,50%	53,85%	8,65%	0,00%
TGD	21	80	3	0	20,19%	76,92%	2,88%	0,00%

Tabela A.18. cd.

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
LS4	12	7	85	0	11,54%	6,73%	81,73%	0,00%
LS2	26	10	68	0	25,00%	9,62%	65,38%	0,00%
LS1	35	69	0	0	33,65%	66,35%	0,00%	0,00%
LS	29	75	0	0	27,88%	72,12%	0,00%	0,00%
R4	13	6	85	0	12,50%	5,77%	81,73%	0,00%
R2	26	10	68	0	25,00%	9,62%	65,38%	0,00%
R1	41	63	0	0	39,42%	60,58%	0,00%	0,00%
R	33	71	0	0	31,73%	68,27%	0,00%	0,00%
TWS4	8	11	85	0	7,69%	10,58%	81,73%	0,00%
TWS2	16	20	68	0	15,38%	19,23%	65,38%	0,00%
TWS1	19	85	0	0	18,27%	81,73%	0,00%	0,00%
TWS	19	85	0	0	18,27%	81,73%	0,00%	0,00%
TGS4	12	7	85	0	11,54%	6,73%	81,73%	0,00%
TGS2	19	17	68	0	18,27%	16,35%	65,38%	0,00%
TGS1	34	70	0	0	32,69%	67,31%	0,00%	0,00%
TGS	24	80	0	0	23,08%	76,92%	0,00%	0,00%

Tabela A.19. Wyniki względnych wartości wskaźników dla węzłów wytwórczych w szczycie wieczornym okresu zimowego

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	KRA424	ROS21S	BRD11S	KRA424	WIE413	GOR114	LAG213	WIE413
L4	22,5106	0,0000	0,0000	22,5106	-13,8497	0,0000	-1,6046	-13,8497
L2	1,7394	10,1305	0,0000	1,7394	0,1004	-1,8447	0,7687	0,1004
L1	1,0236	2,7955	5,6716	1,0236	0,0643	1,8304	-0,3994	0,0643
L	7,3045	4,1952	2,3775	7,3045	-3,8538	0,2168	-0,3911	-3,8538
węzeł	KRA424	DOB22S	BRD11S	KRA424	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
LM4	12,9066	0,0000	0,0000	12,9066	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LM2	1,7512	9,1215	0,0000	1,7512	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LM1	0,7115	0,6285	5,0127	0,7115	2,1779	2,1779	0,0000	0,0000
LM	5,1775	2,9094	1,8297	5,1775	0,7950	0,7950	0,0000	0,0000
węzeł	KRA424	DOB22S	BRD11S	KRA424	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
LD4	16,1120	0,0000	0,0000	16,1120	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LD2	1,7467	9,4700	0,0000	1,7467	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LD1	0,8395	0,7415	5,2829	0,8395	2,4905	2,4905	0,0000	0,0000
LD	5,9795	3,0848	2,0363	5,9795	0,9599	0,9599	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	MIK224	KRA214	ROG411	WIE413	ADA214	LAG213	WIE413
TW4	38,9089	2,4189	0,0000	38,9089	-9,9846	0,0000	-0,3663	-9,9846
TW2	5,2233	10,6965	3,9882	5,2233	0,1135	-0,5651	0,2752	0,1135
TW1	0,0000	0,0000	6,4026	0,0000	0,1526	0,1725	-0,2999	0,1526
TW	19,9623	4,5305	2,6246	19,9623	-4,6291	-0,1426	-0,1488	-4,6291
węzeł	ROG411	PAT214	KRA214	ROG411	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TWM4	23,3688	2,4124	0,0000	23,3688	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWM2	4,0076	8,7424	3,0600	4,0076	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWM1	0,0000	1,0788	6,3953	0,0000	1,7909	1,7909	0,0000	0,0000
TWM	13,5856	3,9457	2,0476	13,5856	0,3323	0,3323	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	MIK224	KRA214	ROG411	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TWD4	29,2000	1,8153	0,0000	29,2000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWD2	4,5354	9,2878	3,4630	4,5354	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWD1	0,0000	0,0000	6,3985	0,0000	1,9516	1,9516	0,0000	0,0000
TWD	16,1679	3,6693	2,2813	16,1679	0,3833	0,3833	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	DOB22S	BRD11S	ROG411	WIE413	ZGC114	LE2111	WIE413
TG4	24,5977	0,0000	0,0000	24,5977	-6,3969	0,0000	0,0000	-6,3969
TG2	2,4240	9,6542	0,0000	2,4240	0,2076	-1,4335	0,0000	0,2076
TG1	0,0000	0,4753	6,4188	0,0000	0,0443	0,9950	-0,5582	0,0443
TG	16,2511	2,6268	0,6317	16,2511	-3,9980	-0,2852	-0,0549	-3,9980

Tabela A.19. cd.

Wskaźnik	max400	max220	max110	max	min400	min220	min110	min
węzeł	ROG411	DOB22S	BRD11S	ROG411	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TGM4	17,3064	0,0000	0,0000	17,3064	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGM2	1,8551	8,5615	0,0000	1,8551	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGM1	0,0000	0,3778	5,3320	0,0000	1,7863	1,7863	0,0000	0,0000
TGM	11,8224	2,2089	0,4803	11,8224	0,1609	0,1609	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	DOB22S	BRD11S	ROG411	ADA114	ADA114	ECB123	ECB123
TGD4	20,3177	0,0000	0,0000	20,3177	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGD2	2,1018	9,0352	0,0000	2,1018	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGD1	0,0000	0,4210	5,8133	0,0000	1,9648	1,9648	0,0000	0,0000
TGD	13,6874	2,3849	0,5441	13,6874	0,1839	0,1839	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	ROG221	ROG411	ROG411	ADA114	ADA114	KAL114	KAL114
LS4	24,2143	1,9473	24,2143	24,2143	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS2	1,9728	10,3300	1,9728	1,9728	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LS1	6,4149	4,2055	6,4149	6,4149	1,0141	1,0141	0,0061	0,0061
LS	8,0130	5,1064	8,0130	8,0130	0,6716	0,6716	0,0040	0,0040
węzeł	ROG411	DOB22S	BRD11S	ROG411	ADA114	ADA114	LE2111	LE2111
R4	14,2428	0,0000	0,0000	14,2428	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
R2	0,5727	7,7336	0,0000	0,5727	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
R1	1,2241	1,0592	3,8493	1,2241	2,0876	2,0876	0,0395	0,0395
R	5,3345	2,5632	1,5117	5,3345	0,8199	0,8199	0,0155	0,0155
węzeł	ROG411	ROG221	ROG411	ROG411	ADA114	ADA114	KAL114	KAL114
TWS4	34,9078	2,8074	34,9078	34,9078	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS2	4,1622	21,7947	4,1622	4,1622	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TWS1	16,0090	10,4960	16,0090	16,0090	0,2821	0,2821	0,0001	0,0001
TWS	17,5700	11,1974	17,5700	17,5700	0,1641	0,1641	0,0000	0,0000
węzeł	ROG411	ROG221	ROG411	ROG411	ADA114	ADA114	KAL114	KAL114
TGS4	25,7562	2,2441	25,7562	25,7562	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS2	1,6104	15,7282	1,6104	1,6104	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGS1	6,2665	4,1583	6,2665	6,2665	1,1914	1,1914	0,0074	0,0074
TGS	14,9116	6,3771	14,9116	14,9116	0,2554	0,2554	0,0016	0,0016

Tabela A.20. Struktura występowania względnych wartości wskaźników w węzłach wytwórczych w szczycie wieczornym okresu zimowego

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
L4	17	5	75	7	16,35%	4,81%	72,12%	6,73%
L2	24	23	46	11	23,08%	22,12%	44,23%	10,58%
L1	36	56	9	3	34,62%	53,85%	8,65%	2,88%
L	36	58	3	7	34,62%	55,77%	2,88%	6,73%
LM4	20	9	75	0	19,23%	8,65%	72,12%	0,00%
LM2	30	28	46	0	28,85%	26,92%	44,23%	0,00%
LM1	40	55	9	0	38,46%	52,88%	8,65%	0,00%
LM	33	68	3	0	31,73%	65,38%	2,88%	0,00%
LD4	19	6	79	0	18,27%	5,77%	75,96%	0,00%
LD2	28	23	53	0	26,92%	22,12%	50,96%	0,00%
LD1	36	59	9	0	34,62%	56,73%	8,65%	0,00%
LD	33	68	3	0	31,73%	65,38%	2,88%	0,00%
TW4	16	6	75	7	15,38%	5,77%	72,12%	6,73%
TW2	23	24	46	11	22,12%	23,08%	44,23%	10,58%
TW1	34	58	9	3	32,69%	55,77%	8,65%	2,88%
TW	24	70	3	7	23,08%	67,31%	2,88%	6,73%
TWM4	17	12	75	0	16,35%	11,54%	72,12%	0,00%
TWM2	25	33	46	0	24,04%	31,73%	44,23%	0,00%
TWM1	34	61	9	0	32,69%	58,65%	8,65%	0,00%
TWM	23	78	3	0	22,12%	75,00%	2,88%	0,00%
TWD4	17	8	79	0	16,35%	7,69%	75,96%	0,00%
TWD2	23	28	53	0	22,12%	26,92%	50,96%	0,00%
TWD1	33	62	9	0	31,73%	59,62%	8,65%	0,00%
TWD	24	77	3	0	23,08%	74,04%	2,88%	0,00%
TG4	16	6	75	7	15,38%	5,77%	72,12%	6,73%
TG2	21	22	46	15	20,19%	21,15%	44,23%	14,42%
TG1	35	55	9	5	33,65%	52,88%	8,65%	4,81%
TG	20	70	3	11	19,23%	67,31%	2,88%	10,58%
TGM4	16	13	75	0	15,38%	12,50%	72,12%	0,00%
TGM2	29	29	46	0	27,88%	27,88%	44,23%	0,00%
TGM1	40	55	9	0	38,46%	52,88%	8,65%	0,00%
TGM	23	78	3	0	22,12%	75,00%	2,88%	0,00%
TGD4	18	7	79	0	17,31%	6,73%	75,96%	0,00%
TGD2	23	28	53	0	22,12%	26,92%	50,96%	0,00%
TGD1	36	59	9	0	34,62%	56,73%	8,65%	0,00%
TGD	24	77	3	0	23,08%	74,04%	2,88%	0,00%

Tabela A.20. cd.

Wskaźnik	Częstość				Udział			
	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)	> 1)	(0 ; 1>	= 0>	< 0)
LS4	12	7	85	0	11,54%	6,73%	81,73%	0,00%
LS2	26	11	67	0	25,00%	10,58%	64,42%	0,00%
LS1	32	72	0	0	30,77%	69,23%	0,00%	0,00%
LS	29	75	0	0	27,88%	72,12%	0,00%	0,00%
R4	13	6	85	0	12,50%	5,77%	81,73%	0,00%
R2	26	11	67	0	25,00%	10,58%	64,42%	0,00%
R1	39	65	0	0	37,50%	62,50%	0,00%	0,00%
R	34	70	0	0	32,69%	67,31%	0,00%	0,00%
TWS4	8	11	85	0	7,69%	10,58%	81,73%	0,00%
TWS2	16	21	67	0	15,38%	20,19%	64,42%	0,00%
TWS1	19	85	0	0	18,27%	81,73%	0,00%	0,00%
TWS	19	85	0	0	18,27%	81,73%	0,00%	0,00%
TGS4	12	7	85	0	11,54%	6,73%	81,73%	0,00%
TGS2	19	18	67	0	18,27%	17,31%	64,42%	0,00%
TGS1	32	72	0	0	30,77%	69,23%	0,00%	0,00%
TGS	24	80	0	0	23,08%	76,92%	0,00%	0,00%

Tabela A.21. Zestawienie granicznych wartości statystycznych dla obliczonych wskaźników względnych w węzłach odbiorczych

Okres	Wartość graniczna	Odchylenie standardowe	Rozstęp	Skośność	Kurtoza	Wariancja
400kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	10,2023	481,4090	42,0187	1 962,2956	104,0873
	min	1,7291	10,7790	2,4634	5,9321	2,9897
Zima - szczyt ranny	max	8,7962	392,7937	36,3414	1 577,2055	77,3739
	min	1,7005	10,4980	2,4381	5,7503	2,8917
Zima - dolina nocna	max	9,3133	350,6297	25,3378	839,3823	86,7377
	min	1,7013	11,7626	2,2782	5,9844	2,8945
Lato - szczyt ranny	max	10,2805	463,9672	37,0951	1 609,4019	105,6878
	min	1,5594	13,7382	2,4267	7,6702	2,4318
Lato - dolina nocna	max	14,2011	507,6809	28,9405	913,3776	201,6719
	min	1,8489	16,5215	2,7087	9,0058	3,4183
220kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	8,2479	375,5936	38,0894	1 700,5366	68,0271
	min	1,4580	6,5574	1,5775	1,4939	2,1258
Zima - szczyt ranny	max	5,8410	218,4397	23,5507	791,2360	34,1174
	min	1,4514	6,5299	1,5612	1,4198	2,1066
Zima - dolina nocna	max	8,5871	310,6231	24,5701	763,5355	73,7390
	min	1,4403	6,3559	1,5256	1,2527	2,0745
Lato - szczyt ranny	max	5,2154	111,7939	12,4838	200,3967	27,1999
	min	1,2707	5,3518	1,2644	0,2277	1,6146
Lato - dolina nocna	max	8,9641	301,9695	21,7072	599,4291	80,3548
	min	1,2832	5,8154	1,3104	0,7694	1,6465
110kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	2,5523	47,5261	8,8428	123,3911	6,5142
	min	0,8063	6,0722	1,1547	1,7666	0,6502
Zima - szczyt ranny	max	2,5740	51,3905	8,8665	127,1827	6,6253
	min	0,8039	6,0595	1,1302	1,6212	0,6462
Zima - dolina nocna	max	3,2269	77,6566	12,8272	238,6088	10,4130
	min	0,8071	6,1563	1,1348	1,6332	0,6514
Lato - szczyt ranny	max	3,4080	72,2772	12,3310	207,0181	11,6142
	min	0,7532	5,5889	1,0655	1,4186	0,5674
Lato - dolina nocna	max	5,2699	164,0204	18,1312	443,8472	27,7715
	min	0,7461	4,9373	1,0394	1,2879	0,5567

Tabela A.21. cd.

Okres	Wartość graniczna	Odchylenie standardowe	Rozstęp	Skośność	Kurtoza	Wariancja
Łącznie						
Zima - szczyt wieczorny	max	3,3258	90,5162	17,1004	414,6720	11,0611
	min	0,8151	5,0639	1,0185	1,0222	0,6645
Zima - szczyt ranny	max	2,9557	80,9838	12,8735	269,0748	8,7362
	min	0,8107	5,0031	0,9746	0,7861	0,6573
Zima - dolina nocna	max	4,1807	128,3277	17,2451	422,2348	17,4786
	min	0,8212	5,1329	1,0375	0,9752	0,6744
Lato - szczyt ranny	max	3,6535	101,7287	14,7770	312,3791	13,3477
	min	0,7648	4,5874	0,9581	0,9503	0,5849
Lato - dolina nocna	max	15,9266	196,9395	16,1954	327,6825	253,6580
	min	0,8298	5,7323	-4,2973	2,2180	0,6886

Tabela A.22. Zestawienie granicznych wartości statystycznych dla obliczonych wskaźników względnych w węzłach wytwórczych

Okres	Wartość graniczna	Odchylenie standardowe	Rozstęp	Skośność	Kurtoza	Wariancja
400kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	4,7391	48,8935	6,1486	46,7330	22,4592
	min	2,6031	12,9066	2,9153	9,8505	6,7761
Zima - szczyt ranny	max	4,8029	49,7990	6,1924	44,1239	23,0679
	min	2,6163	13,0505	2,9078	9,3357	6,8450
Zima - dolina nocna	max	4,8903	44,0641	7,3408	60,5998	23,9153
	min	2,6102	13,0669	2,8081	8,1129	6,8131
Lato - szczyt ranny	max	4,9437	41,8272	5,2160	30,1514	24,4401
	min	2,0834	9,0261	0,3523	6,4037	4,3408
Lato - dolina nocna	max	4,3474	33,7565	6,8949	51,4263	18,8996
	min	2,0617	9,1406	1,5643	5,0067	4,2507
220kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	2,8994	21,7947	4,6765	27,3002	8,4068
	min	1,6712	7,7336	2,0359	3,0008	2,7928
Zima - szczyt ranny	max	3,0023	23,5603	5,1071	32,4788	9,0140
	min	1,7235	7,4460	2,0186	2,9138	2,9706
Zima - dolina nocna	max	3,6433	31,4071	6,4673	49,0340	13,2733
	min	1,6657	7,7544	1,9880	3,1073	2,7744
Lato - szczyt ranny	max	2,7018	18,0143	4,5477	24,9622	7,2995
	min	1,5902	5,2783	1,4053	0,5685	2,5288
Lato - dolina nocna	max	2,9906	17,8389	4,7028	22,7154	8,9435
	min	1,4756	4,9697	1,4023	0,7115	2,1774
110kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	2,3575	16,0090	4,1668	20,1777	5,5579
	min	0,6757	3,8099	1,2767	2,2136	0,4566
Zima - szczyt ranny	max	2,3929	16,1914	4,2299	20,5619	5,7260
	min	0,7006	4,2141	1,4598	3,2525	0,4908
Zima - dolina nocna	max	2,5277	16,4130	4,6676	23,7502	6,3892
	min	0,7476	3,8685	1,4599	2,4371	0,5589
Lato - szczyt ranny	max	2,1149	10,1441	3,1931	10,2758	4,4728
	min	0,6825	3,8858	1,3751	1,2577	0,4658
Lato - dolina nocna	max	2,6350	18,5239	5,1853	31,2349	6,9434
	min	0,7271	4,2953	1,1496	1,3198	0,5286

Tabela A.22. cd.

Okres	Wartość graniczna	Odchylenie standardowe	Rozstęp	Skośność	Kurtoza	Wariancja
Łącznie						
Zima - szczyt wieczorny	max	2,6104	24,5914	4,8546	33,7791	6,8141
	min	1,0184	5,1775	1,6365	3,9873	1,0370
Zima - szczyt ranny	max	2,6739	24,3760	4,6476	31,3118	7,1497
	min	1,0267	5,1858	1,5822	3,6593	1,0541
Zima - dolina nocna	max	2,8883	21,3815	5,1054	28,6657	8,3422
	min	0,9968	5,1726	1,5337	3,4305	0,9936
Lato - szczyt ranny	max	2,3362	19,3729	3,3783	11,8602	5,4576
	min	0,8514	3,4765	-0,2907	1,1063	0,7250
Lato - dolina nocna	max	2,8649	20,5496	5,4908	34,6085	8,2076
	min	0,8861	3,9294	0,8301	2,2589	0,7852

Tabela A.23. Wyszczególnienie metod obliczania wskaźników względnych w węzłach odbiorczych, dla których wystąpiły graniczne wartości statystyczne

Okres	Wartość graniczna	Odchylenie standardowe	Rozstęp	Skośność	Kurtoza	Wariancja
400kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4
	min	LD4	R4	LM4	R4	LD4
Zima - szczyt ranny	max	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4
	min	LD4	R4	LM4	R4	LD4
Zima - dolina nocna	max	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4
	min	LM4	LM4	LM4	LM4	LM4
Lato - szczyt ranny	max	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4
	min	LM4	R4	TGM4	TGM4	LM4
Lato - dolina nocna	max	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4
	min	LD4	TGD4	TGD4	TGD4	LD4
220kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2
	min	LM2	LM2	LM2	LM2	LM2
Zima - szczyt ranny	max	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2
	min	LM2	LM2	LM2	LM2	LM2
Zima - dolina nocna	max	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2
	min	LM2	LM2	LM2	LM2	LM2
Lato - szczyt ranny	max	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2
	min	LM2	TGD2	TGD2	TGD2	LM2
Lato - dolina nocna	max	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2
	min	LM2	LM2	LM2	LM2	LM2
110kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1
	min	LM1	LM1	LM1	LM1	LM1
Zima - szczyt ranny	max	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1
	min	LM1	LM1	LM1	LM1	LM1
Zima - dolina nocna	max	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1
	min	LM1	LM1	LM1	LM1	LM1
Lato - szczyt ranny	max	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1
	min	LM1	TGM1	LM1	LM1	LM1
Lato - dolina nocna	max	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1
	min	LM1	TGM1	LM1	LM1	LM1

Tabela A.23. cd.

Okres	Wartość graniczna	Odchylenie standardowe	Rozstęp	Skośność	Kurtoza	Wariancja
Łącznie						
Zima - szczyt wieczorny	max	TWS	TWS	TWS	TWS	TWS
	min	LM	LM	LM	LM	LM
Zima - szczyt ranny	max	TWS	TWS	TWS	TWS	TWS
	min	LM	LM	LM	LM	LM
Zima - dolina nocna	max	TWS	TWS	TWS	TWS	TWS
	min	LM	LM	LM	LM	LM
Lato - szczyt ranny	max	TWS	TWS	TWS	TWS	TWS
	min	LM	LM	LM	LM	LM
Lato - dolina nocna	max	TG	TG	TWS	TWS	TG
	min	LD	LD	L	LD	LD

Tabela A.24. Wyszczególnienie metod obliczania wskaźników względnych w węzłach wytwórczych, dla których wystąpiły graniczne wartości statystyczne

Okres	Wartość graniczna	Odchylenie standardowe	Rozstęp	Skośność	Kurtoza	Wariancja
400kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	TWS4	TW4	TWS4	TW4	TWS4
	min	LM4	LM4	L4	R4	LM4
Zima - szczyt ranny	max	TWS4	TW4	TWS4	TW4	TWS4
	min	LM4	LM4	L4	R4	LM4
Zima - dolina nocna	max	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4
	min	LM4	R4	L4	R4	LM4
Lato - szczyt ranny	max	TW4	TW4	TWS4	TWS4	TW4
	min	LM4	LM4	L4	LM4	LM4
Lato - dolina nocna	max	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4	TWS4
	min	LM4	LM4	L4	LM4	LM4
220kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2
	min	LM2	R2	R2	R2	LM2
Zima - szczyt ranny	max	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2
	min	LM2	R2	R2	R2	LM2
Zima - dolina nocna	max	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2
	min	LM2	R2	R2	R2	LM2
Lato - szczyt ranny	max	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2
	min	R2	R2	R2	R2	R2
Lato - dolina nocna	max	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2	TWS2
	min	R2	R2	R2	R2	R2
110kV						
Zima - szczyt wieczorny	max	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1
	min	R1	R1	R1	R1	R1
Zima - szczyt ranny	max	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1
	min	R1	R1	R1	TW1	R1
Zima - dolina nocna	max	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1
	min	R1	R1	R1	R1	R1
Lato - szczyt ranny	max	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1
	min	R1	R1	TGS1	TGS1	R1
Lato - dolina nocna	max	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1	TWS1
	min	R1	R1	LM1	LM1	R1

Tabela A.24. cd.

Okres	Wartość graniczna	Odchylenie standardowe	Rozstęp	Skośność	Kurtoza	Wariancja
Łącznie						
Zima - szczyt wieczorny	max	TWS	TW	TW	TW	TWS
	min	LM	LM	L	R	LM
Zima - szczyt ranny	max	TWS	TW	TW	TW	TWS
	min	LM	LM	L	LM	LM
Zima - dolina nocna	max	TWS	TG	TWS	TWS	TWS
	min	LM	R	L	R	LM
Lato - szczyt ranny	max	TW	TW	TWS	TWS	TW
	min	LM	LM	L	LM	LM
Lato - dolina nocna	max	TWS	TWS	TWS	TWS	TWS
	min	LM	LM	L	LM	LM

Załącznik B. Zestawienie wyników obliczeń względnych wartości wskaźników oraz ich zmian dla węzłów sieci testowej w stanie zmiany jej obciążenia i konfiguracji

Spis tabel

- Tabela B.1. Wyniki bazowe względnych wartości wskaźników dla sieci testowej
- Tabela B.2. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 17MW odbieranej mocy czynnej z węzła CCC214 do FFF211
- Tabela B.3. Różnice względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 17MW odbieranej mocy czynnej z węzła CCC214 do FFF211
- Tabela B.4. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 30MW odbieranej mocy czynnej z węzła KKK113 do NNN112
- Tabela B.5. Różnica względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 30MW odbieranej mocy czynnej z węzła KKK113 do NNN112
- Tabela B.6. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 15MW odbieranej mocy czynnej z węzła LLL112 do AAA113
- Tabela B.7. Różnica względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 15MW odbieranej mocy czynnej z węzła LLL112 do AAA113
- Tabela B.8. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 220 kV DDD211 – III214 (lin6)
- Tabela B.9. Różnica względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 220 kV DDD211 – III214 (lin6)
- Tabela B.10. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 220 kV FFF211 – HHH215 (lin11)
- Tabela B.11. Różnica względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 220 kV FFF211 – HHH215 (lin11)
- Tabela B.12. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 110 kV CCC114 – MMM112 (lin27)
- Tabela B.13. Różnica względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 110 kV CCC114 – MMM112 (lin27)

W tabelach zastosowano następujące symbole:

- L – względny wskaźnik zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,
- LM – względny wskaźnik modułowej zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,
- LD – względny wskaźnik zastępczej odległości przesyłu liniami dla dodatnich zmian przepływów w metodzie rozptyłów przyrostowych,
- TW – względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,
- TWM – względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych dla modułowej zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,
- TWD – względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami dla dodatnich zmian przepływów w metodzie rozptyłów przyrostowych,

TG – względny wskaźnik pracy sieci, obliczany z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,

TGM – względny wskaźnik pracy sieci, obliczany z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla modułowej zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie rozptyłów przyrostowych,

TGD – względny wskaźnik pracy sieci, obliczany z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami dla dodatnich zmian przepływów w metodzie rozptyłów przyrostowych,

LS – względny wskaźnik zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie śledzenia rozptyłów,

R – względny wskaźnik wynikający z promienia zasilania,

TWS – względny wskaźnik pracy sieci, liczonej po mocach węzłowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie śledzenia rozptyłów,

TGS – względny wskaźnik pracy sieci, obliczany z wykorzystaniem przepływów gałęziowych dla zastępczej odległości przesyłu liniami w metodzie śledzenia rozptyłów,

NP – względna wartość ceny krańcowej.

Wskaźniki reprezentują wartości łączne, niezależnie od poziomu napięcia sieci.

Tabela B.1. Wyniki bazowe względnych wartości wskaźników dla sieci testowej

Węzeł	L	LM	LD	LS	R	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0036
BBB214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9800
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,1236	1,6696	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0057	0,0843	1,0039
CCC114	0,3549	0,6780	0,5339	0,3813	0,7921	0,0874	0,1866	0,1396	0,0348	0,1312	0,0858	0,0603	0,2034	1,0109
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	1,4176	1,7932	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1848	1,2743	0,9843
DDD111	0,8554	0,9888	0,9292	0,5660	0,8965	0,3974	0,5132	0,4584	0,2553	0,2689	0,2625	0,1979	0,5088	1,0184
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9479
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9530
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9507
HHH215	2,1476	2,9822	2,6098	1,2444	1,4624	1,7386	2,6969	2,2431	3,2051	4,4246	3,8507	0,8294	1,5819	0,9819
III214	5,8449	4,7082	5,2154	8,0865	3,8520	9,4639	8,5157	8,9648	7,2977	6,4864	6,8682	11,1974	8,6567	1,0594
JJJ211	3,9230	3,1600	3,5004	3,4389	2,5307	4,5568	4,1003	4,3165	4,9618	4,4102	4,6698	3,3289	3,9757	1,0132
KKK113	0,2369	0,3318	0,2895	0,0578	0,1405	0,0584	0,0913	0,0757	0,1488	0,1680	0,1590	0,0091	0,0358	1,0115
LLL112	1,1711	1,1160	1,1406	0,3981	1,0402	0,1855	0,1975	0,1918	0,3088	0,2919	0,2999	0,0309	0,1309	1,0216
MMM112	0,5087	0,8921	0,7210	0,3002	0,9151	0,0985	0,1929	0,1482	0,1669	0,2334	0,2021	0,0328	0,1624	1,0165
NNN112	0,8510	1,1674	1,0262	0,5205	1,1996	0,1797	0,2754	0,2301	0,3242	0,3040	0,3135	0,0647	0,2422	1,0234
OOO113	1,1065	0,9755	1,0340	0,4649	0,7079	0,2337	0,2301	0,2318	0,2965	0,2814	0,2885	0,0581	0,1436	1,0201
Węzły wytwórcze														
AAA113	0,3016	0,2530	0,2738	0,2695	0,1388	0,1397	0,1139	0,1247	0,0777	0,0624	0,0691	0,1092	0,0625	1,2435
BBB214	1,9123	1,8543	1,8791	1,5855	1,4650	1,9116	1,8024	1,8484	1,9492	1,9742	1,9633	1,5075	1,5488	0,7832
CCC214	0,4555	1,0584	0,8004	0,5058	0,6025	0,3844	0,8685	0,6646	0,7100	1,1354	0,9497	0,4044	0,5355	1,0873
DDD211	0,9913	1,2659	1,1484	0,9384	0,5303	1,6589	2,0600	1,8910	1,0104	1,1964	1,1152	1,5556	0,9776	0,6937
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,9663	1,4754	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,7476	1,2692	0,8761
FFF211	1,4606	1,0931	1,2504	1,8597	1,2830	1,7683	1,2868	1,4896	1,5450	1,1970	1,3489	2,1924	1,6818	1,1211
GGG215	1,8787	1,4753	1,6479	0,8748	1,5050	1,1372	0,8684	0,9816	1,7078	1,4345	1,5538	0,4834	0,9247	1,1950

Tabela B.2. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 17MW odbieranej mocy czynnej z węzła CCC214 do FFF211

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0010
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9997
CCC114	0,3326	0,6384	0,5020	0,0819	0,1756	0,1312	0,0280	0,1233	0,0783	0,3681	0,8696	0,0579	0,1904	1,0077
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,3495	0,9736	1,1223	1,1780	0,9836
DDD111	0,8032	0,9286	0,8726	0,3728	0,4816	0,4301	0,2466	0,2574	0,2523	0,5392	0,9736	0,1874	0,4707	1,0164
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9473
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9567
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9534
HHH215	2,0220	2,8035	2,4548	1,6353	2,5334	2,1080	3,0068	4,0881	3,5779	1,1962	1,6553	0,7912	1,5234	0,9846
III214	5,5129	4,4409	4,9192	8,9174	8,0263	8,4484	6,8762	6,1436	6,4893	7,6682	4,2736	10,5530	8,1827	1,0574
JJJ211	3,6915	2,9737	3,2939	4,2837	3,8556	4,0584	4,6624	4,1657	4,4001	3,2255	2,8238	3,1040	3,7809	1,0115
KKK113	0,2220	0,3123	0,2720	0,0547	0,0859	0,0711	0,1412	0,1609	0,1516	0,0538	0,1581	0,0084	0,0343	1,0090
LLL112	1,1002	1,0486	1,0716	0,1741	0,1854	0,1800	0,2952	0,2788	0,2865	0,3849	1,1609	0,0297	0,1245	1,0195
MMM112	0,4771	0,8397	0,6779	0,0923	0,1814	0,1392	0,1538	0,2217	0,1897	0,2884	1,0079	0,0314	0,1525	1,0135
NNN112	0,7989	1,0979	0,9645	0,1686	0,2588	0,2161	0,3057	0,2907	0,2977	0,4919	1,3281	0,0608	0,2285	1,0209
OOO113	1,0397	0,9166	0,9715	0,2194	0,2161	0,2176	0,2841	0,2698	0,2765	0,4344	0,7756	0,0540	0,1341	1,0179
Węzły wytwórcze														
AAA113	0,3033	0,2528	0,2743	0,1413	0,1140	0,1254	0,0787	0,0633	0,0701	0,2680	0,1408	0,1088	0,0639	1,0276
BBB214	1,9285	1,8581	1,8882	1,9339	1,8037	1,8582	1,9876	2,0062	1,9980	1,5797	1,4822	1,4997	1,5730	1,0034
CCC214	0,4610	1,0612	0,8052	0,3914	0,8721	0,6709	0,7846	1,1786	1,0062	0,5131	0,6621	0,4049	0,5839	1,0262
DDD211	0,9465	1,2599	1,1262	1,5936	2,0533	1,8609	0,9550	1,1588	1,0696	0,9501	0,5317	1,5778	0,9871	1,0097
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9714	1,4882	0,7528	1,2892	0,9724
FFF211	1,4671	1,0909	1,2514	1,7868	1,2862	1,4957	1,4927	1,1614	1,3064	1,8356	1,1911	2,1677	1,5723	0,9820
GGG215	1,8935	1,4771	1,6547	1,1531	0,8708	0,9889	1,7014	1,4317	1,5497	0,8821	1,5039	0,4883	0,9306	0,9787

Tabela B.3. Różnice względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 17MW odbieranej mocy czynnej z węzła CCC214 do FFF211

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0013
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,1164	-0,8747	-0,0054	-0,0793	-0,0029
CCC114	-0,0014	0,0003	-0,0005	-0,0004	-0,0001	-0,0002	-0,0048	-0,0002	-0,0025	0,0092	0,0395	0,0011	-0,0011	-0,0019
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0152	0,0341	0,0072	-0,0213	0,0006
DDD111	-0,0019	-0,0020	-0,0020	-0,0012	-0,0014	-0,0013	0,0063	0,0042	0,0052	0,0065	0,0341	0,0011	-0,0081	-0,0007
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0006
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0049
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0039
HHH215	0,0007	-0,0033	-0,0015	-0,0010	-0,0049	-0,0031	-0,0098	-0,0762	-0,0464	0,0250	0,1229	0,0106	0,0346	0,0039
III214	0,0117	0,0097	0,0106	0,0102	0,0115	0,0109	0,0078	0,0388	0,0252	0,0574	0,2370	0,0142	0,0352	-0,0007
JJJ211	-0,0007	-0,0005	-0,0006	-0,0051	-0,0035	-0,0042	-0,0075	0,0150	0,0050	-0,0112	0,1718	-0,0291	0,0390	-0,0004
KKK113	-0,0010	0,0000	-0,0004	-0,0003	-0,0001	-0,0002	0,0012	0,0028	0,0020	-0,0006	0,0109	-0,0001	0,0006	-0,0012
LLL112	-0,0020	-0,0018	-0,0019	-0,0005	-0,0005	-0,0005	0,0045	0,0041	0,0043	0,0102	0,0708	0,0006	0,0013	-0,0008
MMM112	-0,0017	0,0001	-0,0007	-0,0004	-0,0001	-0,0003	-0,0032	0,0020	-0,0005	0,0059	0,0490	0,0005	-0,0004	-0,0017
NNN112	-0,0020	-0,0008	-0,0014	-0,0006	-0,0004	-0,0005	0,0006	0,0046	0,0027	0,0020	0,0710	-0,0001	0,0006	-0,0013
OOO113	-0,0018	-0,0016	-0,0017	-0,0006	-0,0005	-0,0006	0,0050	0,0049	0,0050	-0,0032	0,0338	-0,0007	-0,0011	-0,0009
Węzły wytwórcze														
AAA113	0,0017	-0,0002	0,0005	0,0016	0,0001	0,0006	0,0010	0,0009	0,0010	-0,0015	0,0021	-0,0005	0,0014	-0,0020
BBB214	0,0162	0,0039	0,0091	0,0223	0,0013	0,0098	0,0384	0,0320	0,0348	-0,0058	0,0173	-0,0078	0,0242	-0,0020
CCC214	0,0055	0,0027	0,0048	0,0069	0,0036	0,0063	0,0746	0,0431	0,0565	0,0073	0,0596	0,0005	0,0484	-0,0037
DDD211	-0,0447	-0,0061	-0,0221	-0,0653	-0,0067	-0,0301	-0,0554	-0,0376	-0,0456	0,0117	0,0014	0,0222	0,0095	-0,0001
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0050	0,0127	0,0052	0,0200	0,0000
FFF211	0,0065	-0,0022	0,0009	0,0185	-0,0006	0,0061	-0,0522	-0,0356	-0,0425	-0,0241	-0,0919	-0,0246	-0,1095	0,0044
GGG215	0,0149	0,0018	0,0068	0,0159	0,0024	0,0073	-0,0064	-0,0028	-0,0041	0,0073	-0,0011	0,0049	0,0059	0,0034

Tabela B.4. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 30MW odbieranej mocy czynnej z węzła KKK113 do NNN112

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9969
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1164	0,8922	0,0053	0,0791	1,0030
CCC114	0,5446	0,6401	0,5969	0,1357	0,1754	0,1566	0,0916	0,1934	0,1456	0,3195	0,7963	0,0504	0,1799	1,0106
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,3342	0,9560	1,1083	1,1921	0,9832
DDD111	0,7316	0,9331	0,8421	0,3438	0,4823	0,4165	0,2948	0,3197	0,3080	0,6021	0,9529	0,2093	0,4745	1,0176
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9469
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9520
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9497
HHH215	1,9708	2,8004	2,4258	1,6138	2,5219	2,0904	2,9306	4,0304	3,5141	1,1713	1,5591	0,7759	1,4795	0,9810
III214	5,3686	4,4206	4,8487	8,7921	7,9620	8,3565	6,6772	5,9083	6,2693	7,6100	4,1072	10,4741	8,0980	1,0583
JJJ211	3,6049	2,9684	3,2558	4,2353	3,8354	4,0254	4,5418	4,0188	4,2643	3,2350	2,6974	3,1126	3,7178	1,0121
KKK113	0,1218	0,3110	0,2255	0,0173	0,0487	0,0338	0,0982	0,1413	0,1211	0,0278	0,1498	0,0018	0,0137	1,0033
LLL112	0,9207	1,0549	0,9943	0,1475	0,1859	0,1676	0,3705	0,3613	0,3657	0,1828	1,0840	0,0141	0,1198	1,0223
MMM112	0,7884	0,8436	0,8187	0,1544	0,1817	0,1687	0,2397	0,3081	0,2760	0,2498	0,9274	0,0273	0,1450	1,0176
NNN112	1,3465	1,1087	1,2161	0,4314	0,3907	0,4101	0,4452	0,3939	0,4180	0,8449	1,2598	0,1828	0,3904	1,0280
OOO113	0,6021	0,9192	0,7760	0,1286	0,2160	0,1744	0,3103	0,3248	0,3180	0,3060	0,6179	0,0381	0,1102	1,0176
Węzły wytwórcze														
AAA113	0,3375	0,2534	0,2895	0,1568	0,1140	0,1320	0,1028	0,0798	0,0898	0,3128	0,1993	0,1267	0,0902	1,0246
BBB214	1,9051	1,8541	1,8760	1,9152	1,8051	1,8515	1,9418	1,9692	1,9572	1,5629	1,4516	1,4889	1,5448	1,0062
CCC214	0,4555	1,0589	0,8002	0,3857	0,8683	0,6652	0,7128	1,1362	0,9512	0,4485	0,6006	0,3583	0,5361	1,0309
DDD211	0,9756	1,2671	1,1421	1,6383	2,0606	1,8828	1,0080	1,1950	1,1133	0,9614	0,5269	1,5929	0,9752	1,0105
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9763	1,4620	0,7548	1,2629	0,9732
FFF211	1,4549	1,0922	1,2477	1,7673	1,2849	1,4880	1,5365	1,1918	1,3424	1,8632	1,2703	2,1952	1,6720	0,9785
GGG215	1,8714	1,4742	1,6445	1,1367	0,8671	0,9806	1,6981	1,4281	1,5460	0,8748	1,4894	0,4831	0,9189	0,9761

Tabela B.5. Różnica względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 30MW odbieranej mocy czynnej z węzła KKK113 do NNN112

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0054
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0175	0,0000	-0,0003	0,0004
CCC114	0,2105	0,0020	0,0945	0,0534	-0,0002	0,0251	0,0589	0,0699	0,0648	-0,0394	-0,0338	-0,0064	-0,0116	0,0010
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0165	-0,0068	-0,0073	0,0001
DDD111	-0,0734	0,0025	-0,0325	-0,0302	-0,0007	-0,0149	0,0545	0,0666	0,0609	0,0694	0,0134	0,0231	-0,0044	0,0004
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0003
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0003
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0003
HHH215	-0,0504	-0,0064	-0,0305	-0,0226	-0,0164	-0,0208	-0,0859	-0,1339	-0,1101	0,0001	0,0266	-0,0047	-0,0093	0,0003
III214	-0,1325	-0,0106	-0,0599	-0,1151	-0,0528	-0,0810	-0,1912	-0,1965	-0,1949	-0,0008	0,0706	-0,0646	-0,0495	0,0003
JJJ211	-0,0873	-0,0058	-0,0387	-0,0535	-0,0237	-0,0372	-0,1281	-0,1319	-0,1307	-0,0016	0,0455	-0,0205	-0,0240	0,0002
KKK113	-0,1012	-0,0013	-0,0469	-0,0376	-0,0372	-0,0375	-0,0418	-0,0169	-0,0286	-0,0266	0,0026	-0,0068	-0,0200	-0,0069
LLL112	-0,1816	0,0045	-0,0792	-0,0271	0,0000	-0,0129	0,0798	0,0866	0,0834	-0,1919	-0,0061	-0,0149	-0,0034	0,0020
MMM112	0,3096	0,0040	0,1401	0,0617	0,0001	0,0292	0,0826	0,0884	0,0857	-0,0327	-0,0315	-0,0036	-0,0079	0,0024
NNN112	0,5455	0,0100	0,2502	0,2623	0,1315	0,1935	0,1400	0,1078	0,1229	0,3550	0,0027	0,1218	0,1625	0,0059
OOO113	-0,4393	0,0011	-0,1971	-0,0913	-0,0007	-0,0437	0,0312	0,0599	0,0464	-0,1315	-0,1239	-0,0166	-0,0249	-0,0012
Węzły wytwórcze														
AAA113	0,0359	0,0004	0,0157	0,0171	0,0001	0,0073	0,0251	0,0173	0,0208	0,0433	0,0605	0,0174	0,0276	-0,0050
BBB214	-0,0072	-0,0001	-0,0031	0,0036	0,0027	0,0031	-0,0074	-0,0050	-0,0060	-0,0225	-0,0134	-0,0186	-0,0039	0,0008
CCC214	0,0000	0,0005	-0,0002	0,0013	-0,0002	0,0005	0,0027	0,0007	0,0015	-0,0573	-0,0019	-0,0460	0,0006	0,0010
DDD211	-0,0157	0,0012	-0,0062	-0,0206	0,0006	-0,0082	-0,0024	-0,0015	-0,0019	0,0231	-0,0035	0,0374	-0,0024	0,0007
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0099	-0,0134	0,0073	-0,0063	0,0008
FFF211	-0,0057	-0,0009	-0,0027	-0,0009	-0,0019	-0,0016	-0,0085	-0,0052	-0,0065	0,0035	-0,0128	0,0028	-0,0098	0,0008
GGG215	-0,0073	-0,0011	-0,0034	-0,0005	-0,0012	-0,0010	-0,0097	-0,0064	-0,0078	0,0000	-0,0156	-0,0003	-0,0058	0,0008

Tabela B.6. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 15MW odbieranej mocy czynnej z węzła LLL112 do AAA113

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0058
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1163	0,8676	0,0054	0,0797	1,0028
CCC114	0,5105	0,6473	0,5866	0,1252	0,1784	0,1533	0,0076	0,0958	0,0544	0,3786	0,8491	0,0598	0,1982	1,0101
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,3346	0,9290	1,1147	1,2011	0,9826
DDD111	0,5275	0,9409	0,7576	0,2440	0,4891	0,3733	0,1878	0,2221	0,2060	0,5328	0,9290	0,1861	0,4795	1,0159
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9463
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9515
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9493
HHH215	1,7779	2,6162	2,2444	1,4333	2,3696	1,9273	2,7992	4,0125	3,4435	1,1706	1,5163	0,7797	1,4920	0,9804
III214	5,6490	4,5015	5,0104	9,1078	8,1544	8,6048	7,1553	6,3198	6,7117	7,6092	3,9972	10,5308	8,1714	1,0580
JJJ211	3,7938	3,0232	3,3650	4,3881	3,9288	4,1458	4,8680	4,2995	4,5661	3,2392	2,6251	3,1337	3,7511	1,0116
KKK113	0,1755	0,3172	0,2544	0,0431	0,0875	0,0665	0,1349	0,1461	0,1408	0,0603	0,1457	0,0094	0,0337	1,0127
LLL112	0,7467	1,0599	0,9210	0,0785	0,1252	0,1032	0,2219	0,2379	0,2304	0,0976	1,0565	0,0030	0,0484	1,0181
MMM112	0,7361	0,8513	0,8002	0,1419	0,1844	0,1643	0,1271	0,1871	0,1589	0,2989	0,9766	0,0326	0,1574	1,0153
NNN112	1,2510	1,1129	1,1741	0,2631	0,2630	0,2630	0,2587	0,2486	0,2533	0,6930	1,2814	0,0861	0,2351	1,0212
OOO113	0,8318	0,9297	0,8863	0,1749	0,2197	0,1985	0,2396	0,2307	0,2349	0,4689	0,8265	0,0585	0,1524	1,0184
Węzły wytwórcze														
AAA113	0,3012	0,2527	0,2735	0,1395	0,1138	0,1246	0,0604	0,0506	0,0549	0,2568	0,1006	0,1034	0,0452	1,0328
BBB214	1,9132	1,8549	1,8799	1,9115	1,8021	1,8482	1,9523	1,9769	1,9662	1,5677	1,4725	1,4798	1,5503	1,0049
CCC214	0,4551	1,0592	0,8007	0,3842	0,8695	0,6651	0,7058	1,1354	0,9481	0,4604	0,6006	0,3658	0,5321	1,0297
DDD211	0,9894	1,2644	1,1467	1,6565	2,0583	1,8891	1,0151	1,1988	1,1187	0,9866	0,5362	1,6252	0,9851	1,0090
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9871	1,4862	0,7588	1,2743	0,9717
FFF211	1,4616	1,0934	1,2509	1,7701	1,2876	1,4908	1,5520	1,2005	1,3538	1,8667	1,2903	2,1867	1,6859	0,9770
GGG215	1,8795	1,4754	1,6483	1,1381	0,8687	0,9822	1,7143	1,4378	1,5584	0,8746	1,5136	0,4802	0,9270	0,9748

Tabela B.7. Różnica względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po przeniesieniu 15MW odbieranej mocy czynnej z węzła LLL112 do AAA113

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0035
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0001	-0,0071	0,0000	0,0003	0,0002
CCC114	0,1764	0,0092	0,0842	0,0429	0,0028	0,0219	-0,0251	-0,0278	-0,0264	0,0197	0,0190	0,0030	0,0067	0,0005
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0003	-0,0105	-0,0004	0,0017	-0,0004
DDD111	-0,2775	0,0102	-0,1170	-0,1300	0,0061	-0,0581	-0,0525	-0,0310	-0,0410	0,0001	-0,0105	-0,0001	0,0006	-0,0012
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0004
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0003
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0002
HHH215	-0,2433	-0,1906	-0,2119	-0,2031	-0,1687	-0,1838	-0,2174	-0,1518	-0,1807	-0,0006	-0,0162	-0,0009	0,0032	-0,0003
III214	0,1479	0,0702	0,1018	0,2006	0,1396	0,1673	0,2869	0,2150	0,2475	-0,0017	-0,0394	-0,0080	0,0239	-0,0001
JJJ211	0,1016	0,0490	0,0705	0,0993	0,0697	0,0832	0,1980	0,1488	0,1711	0,0026	-0,0269	0,0007	0,0093	-0,0003
KKK113	-0,0474	0,0050	-0,0180	-0,0119	0,0015	-0,0048	-0,0052	-0,0121	-0,0088	0,0060	-0,0015	0,0009	0,0000	0,0025
LLL112	-0,3555	0,0096	-0,1525	-0,0961	-0,0606	-0,0774	-0,0688	-0,0368	-0,0519	-0,2771	-0,0336	-0,0260	-0,0748	-0,0022
MMM112	0,2573	0,0117	0,1216	0,0492	0,0028	0,0248	-0,0300	-0,0326	-0,0313	0,0164	0,0177	0,0017	0,0046	0,0002
NNN112	0,4501	0,0142	0,2083	0,0939	0,0037	0,0465	-0,0465	-0,0375	-0,0417	0,2031	0,0243	0,0252	0,0072	-0,0010
OOO113	-0,2096	0,0115	-0,0869	-0,0450	0,0031	-0,0196	-0,0395	-0,0341	-0,0367	0,0313	0,0847	0,0038	0,0173	-0,0004
Węzły wytwórcze														
AAA113	-0,0004	-0,0003	-0,0003	-0,0002	-0,0001	-0,0001	-0,0173	-0,0119	-0,0142	-0,0127	-0,0381	-0,0058	-0,0173	0,0033
BBB214	0,0009	0,0006	0,0008	-0,0001	-0,0003	-0,0002	0,0031	0,0027	0,0029	-0,0178	0,0075	-0,0277	0,0015	-0,0004
CCC214	-0,0004	0,0008	0,0003	-0,0002	0,0010	0,0005	-0,0042	0,0000	-0,0017	-0,0454	-0,0019	-0,0386	-0,0033	-0,0002
DDD211	-0,0019	-0,0016	-0,0017	-0,0024	-0,0017	-0,0020	0,0047	0,0023	0,0035	0,0483	0,0058	0,0697	0,0075	-0,0008
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0208	0,0107	0,0113	0,0051	-0,0007
FFF211	0,0010	0,0003	0,0005	0,0019	0,0008	0,0012	0,0071	0,0035	0,0049	0,0069	0,0073	-0,0057	0,0041	-0,0006
GGG215	0,0008	0,0001	0,0004	0,0010	0,0004	0,0006	0,0066	0,0033	0,0046	-0,0002	0,0086	-0,0031	0,0024	-0,0005

Tabela B.8. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 220 kV DDD211 – III214 (lin6)

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0003
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1385	1,2540	0,0064	0,1464	1,0193
CCC114	0,5031	0,6395	0,5785	0,1239	0,1763	0,1514	0,0684	0,1182	0,0947	0,3381	1,0769	0,0561	0,2538	1,0140
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,6764	0,6716	1,4854	0,8738	0,9546
DDD111	0,5263	0,9601	0,7660	0,2445	0,4990	0,3780	0,1244	0,1916	0,1600	0,6760	0,6716	0,2498	0,3524	1,0066
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9193
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9374
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9395
HHH215	2,0398	2,6284	2,3650	1,6513	2,3801	2,0337	2,9127	4,0094	3,4925	1,1648	1,4745	0,8388	1,5073	0,9770
III214	5,5107	4,4628	4,9317	8,9225	8,0824	8,4817	8,3243	7,4214	7,8469	6,0748	4,0113	8,9703	8,4088	1,1711
JJJ211	3,7213	3,0136	3,3303	4,3224	3,9154	4,1089	3,7408	3,3350	3,5263	4,0804	2,5835	4,1624	3,7413	0,9946
KKK113	0,1742	0,3150	0,2520	0,0429	0,0868	0,0659	0,0966	0,1092	0,1033	0,0729	0,1477	0,0120	0,0346	1,0066
LLL112	0,7426	1,0784	0,9281	0,1176	0,1911	0,1562	0,1813	0,2171	0,2002	0,2062	0,8009	0,0169	0,0930	1,0122
MMM112	0,7260	0,8447	0,7916	0,1405	0,1829	0,1628	0,1517	0,1825	0,1679	0,2829	1,2061	0,0325	0,1969	1,0177
NNN112	1,2327	1,1160	1,1682	0,2603	0,2636	0,2621	0,2315	0,2254	0,2283	0,7224	1,3738	0,0946	0,2555	1,0197
OOO113	0,8233	0,9415	0,8887	0,1739	0,2224	0,1994	0,1684	0,1901	0,1798	0,5666	0,7281	0,0747	0,1363	1,0100
Węzły wytwórcze														
AAA113	0,2929	0,2332	0,2580	0,1389	0,1044	0,1182	0,0558	0,0458	0,0501	0,3153	0,1344	0,1309	0,0617	1,0382
BBB214	1,7746	1,6019	1,6736	1,9199	1,6358	1,7498	1,2018	1,3919	1,3100	1,8812	1,7454	1,9440	1,9949	1,0108
CCC214	0,5191	1,1447	0,8850	0,4487	0,9340	0,7393	0,9724	1,3514	1,1882	0,4249	0,7318	0,3479	0,6627	1,0579
DDD211	0,7003	1,1878	0,9854	1,2005	1,9220	1,6325	1,0182	1,1670	1,1029	0,5287	0,3000	0,8978	0,5635	0,9908
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,8722	1,2722	0,6911	1,1150	0,9542
FFF211	1,5966	1,2748	1,4084	1,9798	1,4922	1,6878	1,9208	1,5602	1,7154	2,0311	1,1827	2,4525	1,5796	0,9730
GGG215	2,1165	1,5576	1,7896	1,3122	0,9116	1,0723	1,8311	1,4837	1,6333	0,9466	1,6335	0,5358	1,0226	0,9751

Tabela B.9. Różnica względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 220 kV DDD211 – III214 (lin6)

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0020
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0222	0,3792	0,0010	0,0671	0,0167
CCC114	0,1690	0,0015	0,0760	0,0416	0,0006	0,0200	0,0356	-0,0054	0,0139	-0,0208	0,2468	-0,0006	0,0623	0,0044
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3422	-0,2678	0,3703	-0,3256	-0,0285
DDD111	-0,2787	0,0295	-0,1086	-0,1295	0,0159	-0,0534	-0,1159	-0,0615	-0,0871	0,1433	-0,2678	0,0636	-0,1265	-0,0106
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0273
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0144
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0100
HHH215	0,0186	-0,1784	-0,0913	0,0150	-0,1582	-0,0774	-0,1039	-0,1549	-0,1317	-0,0064	-0,0580	0,0581	0,0185	-0,0037
III214	0,0096	0,0315	0,0231	0,0153	0,0676	0,0442	1,4558	1,3166	1,3828	-1,5360	-0,0253	-1,5685	0,2613	0,1130
JJJ211	0,0291	0,0395	0,0358	0,0336	0,0564	0,0463	-0,9291	-0,8157	-0,8688	0,8437	-0,0685	1,0294	-0,0006	-0,0173
KKK113	-0,0488	0,0027	-0,0205	-0,0120	0,0009	-0,0053	-0,0435	-0,0489	-0,0464	0,0186	0,0004	0,0035	0,0010	-0,0036
LLL112	-0,3596	0,0280	-0,1454	-0,0570	0,0052	-0,0244	-0,1094	-0,0576	-0,0820	-0,1685	-0,2892	-0,0122	-0,0302	-0,0081
MMM112	0,2473	0,0051	0,1130	0,0479	0,0013	0,0233	-0,0054	-0,0372	-0,0223	0,0003	0,2472	0,0016	0,0441	0,0025
NNN112	0,4318	0,0173	0,2023	0,0912	0,0044	0,0455	-0,0736	-0,0607	-0,0667	0,2325	0,1167	0,0337	0,0276	-0,0025
OOO113	-0,2181	0,0234	-0,0845	-0,0461	0,0058	-0,0188	-0,1107	-0,0748	-0,0917	0,1290	-0,0137	0,0200	0,0011	-0,0087
Węzły wytwórcze														
AAA113	-0,0087	-0,0198	-0,0158	-0,0007	-0,0095	-0,0065	-0,0218	-0,0166	-0,0190	0,0458	-0,0044	0,0216	-0,0008	0,0087
BBB214	-0,1377	-0,2524	-0,2055	0,0083	-0,1666	-0,0986	-0,7474	-0,5823	-0,6532	0,2957	0,2804	0,4365	0,4461	0,0055
CCC214	0,0636	0,0863	0,0847	0,0643	0,0655	0,0747	0,2623	0,2159	0,2385	-0,0809	0,1293	-0,0565	0,1273	0,0280
DDD211	-0,2910	-0,0781	-0,1629	-0,4584	-0,1380	-0,2585	0,0078	-0,0294	-0,0123	-0,4097	-0,2303	-0,6578	-0,4141	-0,0190
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0941	-0,2032	-0,0564	-0,1542	-0,0182
FFF211	0,1360	0,1817	0,1580	0,2115	0,2054	0,1982	0,3758	0,3632	0,3665	0,1714	-0,1003	0,2601	-0,1022	-0,0047
GGG215	0,2378	0,0823	0,1416	0,1751	0,0432	0,0907	0,1233	0,0492	0,0795	0,0718	0,1285	0,0524	0,0979	-0,0002

Tabela B.10. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 220 kV FFF211 – HHH215 (lin11)

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9702
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1225	0,9149	0,0060	0,1132	0,9957
CCC114	0,4866	0,5637	0,5310	0,1387	0,1528	0,1470	0,0674	0,1165	0,0935	0,2999	0,7843	0,0530	0,1934	0,9843
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1413	1,0713	1,0113	1,5658	0,9161
DDD111	0,5091	0,8457	0,7028	0,2736	0,4324	0,3669	0,1255	0,1898	0,1596	0,4286	1,0713	0,1687	0,5881	0,9743
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,8823
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,7922
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,2015
HHH215	5,0544	3,7287	4,2915	4,7339	3,3217	3,9040	5,0875	4,4978	4,7745	4,1925	2,9266	3,1091	3,0280	1,2573
III214	2,7739	4,4227	3,7227	5,1960	7,8799	6,7732	6,1543	6,9783	6,5917	4,8913	2,9602	7,8028	6,5881	1,1594
JJJ211	3,5979	2,6542	3,0548	4,8349	3,3925	3,9873	3,7356	3,3025	3,5058	3,3508	2,1221	3,6389	3,2152	0,9570
KKK113	0,1684	0,2776	0,2313	0,0480	0,0753	0,0640	0,0966	0,1084	0,1029	0,0660	0,1020	0,0116	0,0250	0,9758
LLL112	0,7184	0,9500	0,8517	0,1316	0,1656	0,1516	0,1819	0,2148	0,1994	0,1467	1,1606	0,0128	0,1411	0,9802
MMM112	0,7023	0,7445	0,7266	0,1573	0,1586	0,1581	0,1508	0,1804	0,1665	0,2517	0,8735	0,0308	0,1493	0,9875
NNN112	1,1925	0,9834	1,0722	0,2914	0,2285	0,2544	0,2313	0,2231	0,2269	0,6317	1,1711	0,0881	0,2279	0,9883
OOO113	0,7964	0,8295	0,8155	0,1946	0,1928	0,1935	0,1691	0,1885	0,1794	0,4769	0,8420	0,0670	0,1649	0,9780
Węzły wytwórcze														
AAA113	0,4140	0,3105	0,3519	0,1740	0,1403	0,1544	0,0799	0,0593	0,0677	0,2864	0,1106	0,1102	0,0446	1,0139
BBB214	2,2774	2,0399	2,1351	2,3886	2,2995	2,3368	1,8233	2,1317	2,0063	1,9150	1,5155	2,0184	1,6751	0,9825
CCC214	1,3316	1,5909	1,4870	1,0205	1,3104	1,1891	1,6104	1,8439	1,7490	0,6176	0,7477	0,4690	0,5954	1,0406
DDD211	1,8355	1,3836	1,5647	2,7894	2,2600	2,4814	2,3651	1,7476	1,9987	1,0065	0,6351	1,5851	1,0489	0,9574
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0198	1,4047	0,7495	1,0827	0,9220
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,5741	1,8099	1,7629	2,1257	0,8279
GGG215	1,1415	1,6752	1,4613	0,6275	0,9898	0,8383	1,1213	1,2175	1,1784	0,5806	0,7766	0,3048	0,4275	1,2556

Tabela B.11. Różnica względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 220 kV FFF211 – HHH215 (lin11)

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0321
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0062	0,0402	0,0007	0,0339	-0,0069
CCC114	0,1526	-0,0744	0,0285	0,0564	-0,0228	0,0156	0,0347	-0,0070	0,0127	-0,0590	-0,0458	-0,0038	0,0019	-0,0253
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,1929	0,1319	-0,1038	0,3664	-0,0669
DDD111	-0,2960	-0,0849	-0,1718	-0,1004	-0,0506	-0,0645	-0,1148	-0,0634	-0,0875	-0,1041	0,1319	-0,0176	0,1093	-0,0429
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0644
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,1596
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,2520
HHH215	3,0332	0,9219	1,8352	3,0976	0,7834	1,7929	2,0710	0,3334	1,1503	3,0212	1,3941	2,3285	1,5392	0,2766
III214	-2,7272	-0,0086	-1,1858	-3,7112	-0,1349	-1,6643	-0,7141	0,8735	0,1275	-2,7195	-1,0764	-2,7360	-1,5594	0,1014
JJJ211	-0,0943	-0,3199	-0,2397	0,5461	-0,4666	-0,0753	-0,9343	-0,8482	-0,8893	0,1142	-0,5299	0,5058	-0,5267	-0,0550
KKK113	-0,0545	-0,0347	-0,0412	-0,0069	-0,0107	-0,0072	-0,0434	-0,0497	-0,0467	0,0117	-0,0453	0,0031	-0,0086	-0,0344
LLL112	-0,3839	-0,1004	-0,2219	-0,0430	-0,0203	-0,0289	-0,1088	-0,0599	-0,0828	-0,2280	0,0705	-0,0163	0,0179	-0,0401
MMM112	0,2235	-0,0951	0,0480	0,0646	-0,0230	0,0186	-0,0063	-0,0393	-0,0237	-0,0309	-0,0854	-0,0001	-0,0036	-0,0277
NNN112	0,3916	-0,1153	0,1063	0,1222	-0,0307	0,0379	-0,0738	-0,0630	-0,0681	0,1418	-0,0860	0,0272	0,0000	-0,0338
OOO113	-0,2450	-0,0887	-0,1577	-0,0254	-0,0238	-0,0247	-0,1100	-0,0764	-0,0922	0,0394	0,1002	0,0123	0,0298	-0,0408
Węzły wytwórcze														
AAA113	0,1123	0,0575	0,0781	0,0344	0,0264	0,0296	0,0022	-0,0031	-0,0014	0,0169	-0,0282	0,0010	-0,0179	-0,0157
BBB214	0,3652	0,1856	0,2560	0,4770	0,4971	0,4884	-0,1259	0,1575	0,0430	0,3295	0,0505	0,5109	0,1263	-0,0228
CCC214	0,8761	0,5325	0,6866	0,6360	0,4419	0,5245	0,9004	0,7085	0,7992	0,1117	0,1452	0,0646	0,0600	0,0107
DDD211	0,8442	0,1177	0,4163	1,1305	0,2000	0,5903	1,3548	0,5512	0,8835	0,0681	0,1047	0,0296	0,0713	-0,0524
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0535	-0,0707	0,0019	-0,1865	-0,0504
FFF211	-1,4606	-1,0931	-1,2504	-1,7683	-1,2868	-1,4896	-1,5450	-1,1970	-1,3489	-0,2856	0,5269	-0,4295	0,4440	-0,1498
GGG215	-0,7371	0,1999	-0,1866	-0,5097	0,1215	-0,1433	-0,5865	-0,2170	-0,3754	-0,2942	-0,7284	-0,1786	-0,4971	0,2803

Tabela B.12. Wyniki względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 110 kV CCC114 – MMM112 (lin27)

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0664	0,3842	0,0034	0,0383	0,9875
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1171	0,7673	0,0054	0,0777	0,9785
CCC114	-0,4078	0,3606	0,0000	-0,1136	0,1045	0,0000	-0,1788	0,1622	0,0000	0,2960	0,7673	0,0464	0,1966	0,9748
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,3379	0,8295	1,1118	1,1825	0,9687
DDD111	0,8740	0,7729	0,8204	0,4687	0,4313	0,4492	0,6511	0,5905	0,6193	0,6415	0,8826	0,2257	0,5073	1,0359
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9329
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9359
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9330
HHH215	1,4399	2,3496	1,9227	1,3589	2,3070	1,8527	2,0695	3,0204	2,5681	1,1835	1,3436	0,7847	1,4552	0,9635
III214	4,5795	4,0497	4,2983	8,7006	8,0051	8,3384	5,2750	4,7838	5,0174	7,6537	3,5159	10,5466	7,9141	1,0366
JJJ211	3,0704	2,7152	2,8819	4,1741	3,8404	4,0003	3,5820	3,2484	3,4071	3,2119	2,3114	3,0948	3,6381	0,9941
KKK113	0,1951	0,1726	0,1832	0,0544	0,0500	0,0521	0,2175	0,1972	0,2069	0,2097	0,5131	0,0345	0,1377	1,0007
LLL112	1,1329	1,0019	1,0634	0,1978	0,1820	0,1896	0,8474	0,7685	0,8060	0,1658	0,9954	0,0133	0,1307	1,0506
MMM112	2,5572	2,2614	2,4002	0,5528	0,5086	0,5298	1,6336	1,4815	1,5538	0,4779	1,5174	0,0517	0,2682	1,0954
NNN112	1,8399	1,6271	1,7270	0,4360	0,4011	0,4178	1,2992	1,1782	1,2358	0,3527	1,2564	0,0443	0,2578	1,0803
OOO113	0,7187	0,6891	0,7030	0,1703	0,1699	0,1701	0,6036	0,5693	0,5856	0,2859	0,9158	0,0374	0,1957	1,0315
Węzły wytwórcze														
AAA113	0,5898	0,5927	0,5915	0,2687	0,2665	0,2674	0,4129	0,4663	0,4430	0,1556	0,2375	0,0619	0,1074	1,0325
BBB214	1,6843	1,5674	1,6165	1,7261	1,5855	1,6441	1,7952	1,7271	1,7568	1,5972	1,4421	1,5371	1,5768	1,0021
CCC214	0,5686	1,2654	0,9726	0,4766	1,0470	0,8092	0,9660	1,3497	1,1823	0,5172	0,6575	0,4055	0,5856	1,0231
DDD211	1,1366	1,3235	1,2450	1,9012	2,1851	2,0667	1,0229	1,1913	1,1179	0,9833	0,5136	1,5982	0,9483	1,0128
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9884	1,4347	0,7498	1,2365	0,9754
FFF211	1,3468	0,9761	1,1319	1,6260	1,1631	1,3561	1,3632	1,0545	1,1891	1,8774	1,2531	2,1702	1,6456	0,9785
GGG215	1,6739	1,2749	1,4425	1,0014	0,7528	0,8565	1,4398	1,2112	1,3109	0,8809	1,4615	0,4773	0,8998	0,9756

Tabela B.13. Różnica względnych wartości wskaźników dla sieci testowej po wyłączeniu linii 110 kV CCC114 – MMM112 (lin27)

Węzeł	L	LM	LD	TW	TWM	TWD	TG	TGM	TGD	LS	R	TWS	TGS	NP
Węzły odbiorcze														
AAA113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0664	0,3842	0,0034	0,0383	-0,0148
CCC214	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0007	-0,1074	0,0000	-0,0016	-0,0242
CCC114	-0,7418	-0,2775	-0,5024	-0,1959	-0,0711	-0,1314	-0,2116	0,0387	-0,0808	-0,0629	-0,0627	-0,0104	0,0051	-0,0348
DDD211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0036	-0,1099	-0,0033	-0,0169	-0,0144
DDD111	0,0690	-0,1577	-0,0542	0,0947	-0,0517	0,0178	0,4108	0,3374	0,3722	0,1088	-0,0568	0,0395	0,0285	0,0187
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0138
FFF211	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0159
GGG215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0164
HHH215	-0,5813	-0,4572	-0,5337	-0,2775	-0,2313	-0,2585	-0,9471	-1,1440	-1,0561	0,0123	-0,1889	0,0041	-0,0336	-0,0172
III214	-0,9216	-0,3816	-0,6102	-0,2066	-0,0097	-0,0991	-1,5934	-1,3210	-1,4467	0,0428	-0,5207	0,0078	-0,2334	-0,0214
JJJ211	-0,6218	-0,2590	-0,4126	-0,1147	-0,0187	-0,0623	-1,0880	-0,9023	-0,9880	-0,0247	-0,3406	-0,0382	-0,1037	-0,0178
KKK113	-0,0278	-0,1397	-0,0893	-0,0006	-0,0359	-0,0192	0,0774	0,0391	0,0572	0,1553	0,3658	0,0259	0,1041	-0,0095
LLL112	0,0307	-0,0485	-0,0101	0,0232	-0,0038	0,0091	0,5567	0,4937	0,5238	-0,2089	-0,0946	-0,0157	0,0075	0,0303
MMM112	2,0785	1,4218	1,7216	0,4601	0,3271	0,3903	1,4765	1,2618	1,3636	0,1954	0,5584	0,0208	0,1154	0,0802
NNN112	1,0390	0,5284	0,7611	0,2668	0,1419	0,2013	0,9941	0,8921	0,9407	-0,1373	-0,0007	-0,0166	0,0299	0,0582
OOO113	-0,3227	-0,2290	-0,2701	-0,0496	-0,0467	-0,0481	0,3245	0,3044	0,3140	-0,1517	0,1740	-0,0173	0,0605	0,0127
Węzły wytwórcze														
AAA113	0,2882	0,3397	0,3177	0,1291	0,1526	0,1427	0,3352	0,4038	0,3739	-0,1139	0,0987	-0,0473	0,0448	0,0029
BBB214	-0,2280	-0,2868	-0,2626	-0,1855	-0,2170	-0,2043	-0,1540	-0,2472	-0,2065	0,0118	-0,0228	0,0296	0,0280	-0,0033
CCC214	0,1131	0,2070	0,1723	0,0922	0,1785	0,1445	0,2560	0,2142	0,2326	0,0114	0,0550	0,0011	0,0501	-0,0068
DDD211	0,1453	0,0576	0,0966	0,2423	0,1252	0,1757	0,0126	-0,0051	0,0027	0,0449	-0,0168	0,0426	-0,0293	0,0030
EEE21C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0221	-0,0407	0,0022	-0,0327	0,0030
FFF211	-0,1138	-0,1171	-0,1186	-0,1423	-0,1238	-0,1335	-0,1818	-0,1425	-0,1598	0,0176	-0,0300	-0,0222	-0,0361	0,0009
GGG215	-0,2048	-0,2004	-0,2054	-0,1358	-0,1156	-0,1251	-0,2680	-0,2233	-0,2429	0,0061	-0,0434	-0,0061	-0,0249	0,0003

Załącznik C. Zestawienie porównawcze zasad świadczenia usług przesyłowych stosowanych w różnych krajach

W tabeli zastosowano następujące skróty nazwy państw:

FIN – Finlandia,

SWE – Szwecja,

NOR – Norwegia,

FRA – Francja,

DAN – Dania,

BEL – Belgia,

HOL – Holandia,

GBR – Wielka Brytania i Walia.

Tabela C. Zestawienie porównawcze zasad świadczenia usług przesyłowych stosowanych w różnych krajach

Kraj	FIN	SWE	NOR	FRA	DAN	BEL	HOL	GBR
System taryfowy	„Znaczek pocztowy” – jednakowe opłaty dla całego kraju dla danej grupy użytkowników.	System opłat węzłowych, zarówno w składniku stałym jak i zmiennym.	Składnik stały – „znaczek pocztowy” – opłata jednakowa dla wszystkich użytkowników, składnik zmienny – opłaty węzłowe.	„Znaczek pocztowy” dla każdego z poziomów napięcia.	„Znaczek pocztowy”.	„Znaczek pocztowy” dla każdego z poziomów napięcia.	„Znaczek pocztowy” zarówno dla wytwórców jak i odbiorców w ramach danej grupy (operatorzy sieci regionalnej, odbiorcy końcowi o różnym czasie wykorzystania mocy umownej).	Taryfa obszarowa – stawki opłat sieciowych zróżnicowane w obszarach (15 dla wytwórców, 12 dla odbiorców); stawki opłat w obszarach obliczone na podstawie agregacji węzłów o zbliżonych węzłowych krańcowych kosztach przesyłu.
Opłaty przesyłowe dla odbiorców	Opłata za udział w rynku [/MWh], opłata sieciowa zmienna [/MWh], opłata graniczna [/MWh].	Opłata za moc [/MW], opłata za energię [/MWh], opłata inwestycyjna [-].	Składnik za przyłączenie [/MW], składnik sieciowy stały [/MW], składnik sieciowy zmienny [/MWh], składnik za moc bierną [/Mvar].	Składnik stały [/kW/rok], składnik zmienny [/MWh], stałej administracyjnej opłaty rocznej [/rok].	Składnik za usługi przesyłowe [/MWh], składnik za PSO (Public Service Obligations) [/MWh], składnik za Priority Production [/MWh].	Składnik za zamówioną moc czynną [/MW], składnik za moc dodatkową [/MW], składnik za usługi systemowe [/MWh], składnik za nadmiarowe dostawy energii biernej [/MVar].	Składnik za przyłączenie do sieci przesyłowej [/linię przyłączeniową/rok], składnik za usługi przesyłowe, opłata stała za przyłączenie do sieci – jednorazowa [/rok], opłata sieciowa [/kW], opłata za moc bierną [/kvar], składnik za usługi systemowe [/kWh].	Składnik opłaty za przyłączenie [/przyłączenie/rok], składnik opłaty sieciowej [/MW] lub [/MWh], składnik opłaty bilansowej [/MWh].

Tabela C. cd.

Kraj	FIN	SWE	NOR	FRA	DAN	BEL	HOL	GBR
Podział kosztów przesyłowych pomiędzy wytwórców i odbiorców	Wytwórcy ponoszą jedynie koszty strat energii związanych z wprowadzaniem i przesyłem energii siecią przesyłową. Odbiorcy ponoszą pozostałe koszty przesyłowe.	Składnik zmienny opłaty przesyłowej dla użytkowników zależy od węzłowych współczynników strat krańcowych i ma przeciwną wartość w danym węźle dla wytwórców i odbiorców. Odbiorcy pokrywają większą część kosztów sieciowych poprzez opłatę stałą (stawki opłat dla wytwórców są ok. 100% większe niż dla wytwórców w przeciwnych węzłach sieci.	Zarówno dla odbiorców jak i wytwórców stosowana jest jednakowa stawka opłaty za przyłączenie, tak jak identyczny jest mechanizm wyznaczania stawek opłat sieciowych zmiennych. Stawka sieciowa stała dla odbiorców jest ok. trzykrotnie większa niż dla wytwórców, choć inny jest mechanizm wyznaczania mocy, będącej nośnikiem opłaty (relatywnie moc dla wytwórców jest większa).		Stawki opłat przesyłowych dla odbiorców są ok. 9-ciokrotnie wyższe niż dla wytwórców. Odbiorcy dodatkowo płacą opłatę PSO (Public Service Obligations), która stanowi ok. 30% opłaty sieciowej.		Wytwórcy ponoszą 25% całkowitych kosztów zależnych od przepływu energii w sieci EHV i HV. 75% kosztów alokowana jest dla odbiorców. Koszty związane z utrzymaniem przyłączy oraz koszty nie związane bezpośrednio z przepływem energii, ponoszone są przez wytwórców i odbiorców na tych samych zasadach.	Wytwórcy ponoszą 27%, a odbiorcy 73% kosztów sieciowych. Jednakowe zasady obowiązują przy wyznaczaniu opłat za usługi bilansujące zarówno dla wytwórców jak i odbiorców.
Opłaty przesyłowe dla wytwórców	Opłata sieciowa zmienna [/MWh],	Opłata sieciowa stała [/MW], opłata sieciowa zmienna [/MWh].	Składnik za przyłączenie [/MW], składnik sieciowy stały [/MW], składnik sieciowy zmienny [/MWh].		Składnik za usługi przesyłowe [/MWh].		Opłata sieciowa jednakowa dla wytwórców przyłączonych do sieci EHV i HV (LUP) [/MWh].	Przyłączeniowe [/przyłączenie/rok], sieciowe [/MW], bilansowe [/MWh].

Tabela C. cd.

<i>Kraj</i>	<i>FIN</i>	<i>SWE</i>	<i>NOR</i>	<i>FRA</i>	<i>DAN</i>	<i>BEL</i>	<i>HOL</i>	<i>GBR</i>
<i>Mechanizm pokrywania kosztów strat energii w sieci</i>	Poprzez opłatę sieciową (zmienną – dla wytwórców i odbiorców).	Poprzez opłatę sieciową zmienną (dla wytwórców i odbiorców).	Wydzielona opłata zmienna. Dla każdego miejsca dostarczenia kalkulowane są współczynniki strat krańcowych energii. Opłata dla użytkownika jest wypadkową tych współczynników i rynkowej ceny energii na giełdzie Nord Pool.	Koszty na pokrycie strat energii są jednym ze składników kosztowych tworzących składnik zmienny opłaty sieciowej.	Przenoszone na użytkowników w opłacie sieciowej.	Koszty na pokrycie strat energii są jednym ze składników kosztowych tworzących wydzieloną opłatę systemową. Nośnikiem opłaty jest ilość energii przesłana fizycznie do odbiorców siecią przesyłową.	Przenoszone w opłacie sieciowej.	Przenoszone przez opłatę bilansową. Kalkulowana cena bilansowa (której nośnikiem jest ilość energii wprowadzonej/pobranej z sieci przesyłowej), dla danego użytkownika korygowana jest o współczynnik strat.
<i>Zróżnicowanie sezonowe stawek opłat przesyłowych</i>	Tak – w strefach doby oraz roku.	Tak - w strefach doby oraz roku.	Nie/Tak – nie ma bezpośredniego zróżnicowania stawek opłat w strefach, ale współczynniki strat krańcowych uwzględniają podział roku i doby na strefy czasowe.	Tak, zróżnicowanie opłat stałych i zmiennych w lecie i zimie oraz szczyt i poza szczytem. W składniku stałym odbiorcy mogą zamawiać odpowiednio wartości mocy umownej dla każdej z ww. stref.	Tak, zróżnicowanie opłat przesyłowych w lecie i zimie w trzech strefach doby.	Tak, zróżnicowanie opłat przesyłowych w trzech strefach: szczytowej, poza szczytowej i sobotnio-niedzielnej.	Tak/Nie Stawki opłat nie są zróżnicowane w strefach roku ani doby, ale składniki opłat są tak skonstruowane, że użytkownicy mogą zamawiać moc umowną roczną, miesięczną i tygodniową (zależnie od typu odbiorcy).	Nie
<i>Zróżnicowanie geograficzne stawek opłat przesyłowych</i>	Nie	Tak – funkcjonują węzłowe opłaty sieciowe stałe i zmienne, których wysokość zależy od szerokości geograficznej.	Tak (składnik zmienny – współczynniki strat krańcowych).	Nie	Nie	Nie		Tak, taryfa obszarowa, stawki opłat wyznaczone na podstawie obliczeń węzłowych kosztów krańcowych.

Tabela C. cd.

<i>Kraj</i>	FIN	SWE	NOR	FRA	DAN	BEL	HOL	GBR
<i>Sposób przenoszenia kosztów usług systemowych</i>	Poprzez opłatę za udział w rynku.	Mechanizm bilansujący.	Koszty usług systemowych przenoszone są przez opłatę sieciową stałą. Funkcjonuje także godzinowy mechanizm bilansujący. Jednostki bilansujące, skupiające wytwórców i odbiorców, rozliczają się z operatorem proporcjonalnie do wartości niebilansowań.	Uproszczony mechanizm bilansujący. Operator, na podstawie ogłaszanych przetargów na usługi systemowe i rezerwy mocy, kalkuluje stałe ceny niebilansowania („w górę” i „w dół”) w strefach doby i roku i stosuje je w rozliczeniach z jednostkami bilansującymi wytwórców i odbiorców.	Koszty przenoszone są w opłacie PSO (Public Service Obligations). Ponadto funkcjonuje godzinowy rynek bilansujący, który przenosi jedynie koszty bilansowania systemu.	Mechanizm bilansujący, w którym rozliczenia dokonywane są co kwadrans pomiędzy Access Responsible Parties – przedsiębiorstwami bilansującymi wytwórców i odbiorców, a operatorem. Ceny niebilansowania zależą od jego wartości, cen sztywnych, cen energii na giełdzie w Amsterdamie, współczynników, stref doby i roku.	Wydzielona opłata za usługi systemowe, której nośnikiem jest ilość energii zużywanej. Stosowana jedynie dla odbiorców. Dodatkowo funkcjonuje rynek bilansujący, na którym dokonywane są rozliczenia za bilansowanie systemu elektroenergetycznego pomiędzy dostawcami usług bilansujących, jednostkami bilansującymi wytwórców i odbiorców Programme Responsible Parties.	Funkcjonuje segment rynku bilansującego, poprzez który przenoszone są koszty systemowe, bilansowania systemu, oraz koszty strat energii. Wyznaczane są półgodzinne ceny rozliczeniowe, które stosowane są dla każdego uczestnika rynku bilansującego. Nośnikiem opłaty jest ilość energii wprowadzonej/ pobranej z sieci przez każdego z użytkowników.

Tabela C. cd.

<i>Kraj</i>	FIN	SWE	NOR	FRA	DAN	BEL	HOL	GBR
<i>Dostęp do zdolności przesyłowych na połączeniach międzynarodowych, alokacja zdolności przesyłowych</i>	Połączenia z Rosją, Szwecją i Norwegią. Dostęp do zdolności przesyłowych dla uczestników rynku wewnętrznego jest bezpłatny poprzez Nord Pool. Na połączeniu z Rosją zdolności przesyłowe sprzedawane są poprzez rezerwację średnio i długoterminową zdolności przesyłowych, za którą operator pobiera opłaty ryczałtowe [/MW].	Połączenia z Danią (Zachód), Norwegią i Finlandią. Dostęp do zdolności przesyłowych dla uczestników rynku wewnętrznego jest bezpłatny poprzez Nord Pool.	Połączenia z Szwecją, Finlandią, Danią. Dostęp do zdolności przesyłowych dla uczestników rynku wewnętrznego jest bezpłatny poprzez Nord Pool.	Połączenia z Wielką Brytanią, Niemcami i Belgią, Szwajcarią, Włochami i Hiszpanią. Alokacja ATC eksportowych na podstawie nadawanych priorytetów transakcji (T), na podstawie aukcji (Francja – Wielka Brytania), lub wzajemnych porozumień pomiędzy operatorami i regulatorami (kierunek Francja – Włochy).	Połączenia z Niemcami, Norwegią i Szwecją. Połączenia z Norwegią oraz ze Szwecją są dostępne bezpłatnie dla uczestników rynku skandynawskiego i zarządzane przez Nord Pool. Nie ma opłat przesyłowych na eksport energii do Niemiec, dla energii importowanej obowiązuje opłata 1 /MWh. Zdolności przesyłowe na granicy duńsko – niemieckiej są sprzedawane poprzez aukcje organizowane w systemie rocznym, miesięcznym i dobowym.	Połączenia z Holandią (kierunek północny) i Francją (kierunek południowy). Na połączeniach z Holandią, wspólnie z operatorami w Niemczech organizowane są aukcje dostępnych zdolności przesyłowych (roczne, miesięczne i dzienne). Na połączeniu z Francją zdolności przesyłowe rozdzielane są pomiędzy uczestników rynku w pakietach po 25MW (import) lub 100 MW (eksport) – rozwiązania tymczasowe, docelowo alokacja ma odbywać się poprzez aukcje.	Połączenia z Niemcami (E.ON Netz, RWE Energy) i Belgią. Na połączeniach z Belgią oraz Niemcami, na mocy obowiązującego porozumienia między operatorami organizowane są aukcje dostępnych zdolności przesyłowych (roczne, miesięczne i dzienne).	Połączenia z Szkocją i Francją. Dostępne zdolności przesyłowe z Francją rozdzielane są pomiędzy uczestników rynku na zasadzie organizowanych aukcji na import: trzyletnie, roczne, kwartalne, dzienne oraz eksport rocznych i dzienne.

Załącznik D. Porównanie metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi poprzez węzłowe ceny krańcowe

W tabeli zastosowano następujące symbole:

CM – Zarządzanie Ograniczeniami,

LMP – Węzłowe Ceny Krańcowe,

FTR – Finansowe Prawo Przesyłania, Prawo Przesyłania Firmy,

CA PX – Kalifornijska Giełda Energii,

ISO – Niezależny Operator Systemu,

ISA – Niezależny Administrator Planowania,

RTO – Regionalny Operator Przesyłowy,

OPF – Optymalny Rozpływ Mocy,

CfD – Kontrakt Różnicowy,

TransCo – Przedsiębiorstwo Przesyłowe,

NY – New York ISO.

Tabela D. Porównanie metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi poprzez węzłowe ceny krańcowe

Metoda	Węzłowa	Obszarowa	Oparta na przepływach
Cele zarządzania ograniczeniami			
Teoretyczna efektywność	Brzmi w teorii. W praktyce, zależy od oprogramowania i założeń wejściowych. (np. kryteriów podejmowania decyzji „w punkcie dyspozytorskim”).	Skuteczny w zakresie błędu wynikającego ze stopnia agregacji (zdeteminowany na etapie projektowania).	Efektywne cenotwórstwo w zakresie rynku transakcji na dostawy terminowe, wypadkowa efektywność zależy od efektywności na rynkach transakcji terminowych i natychmiastowych oraz wyboru układu pracy sieci.
Wdrożenie	Kosztowna centralizacja. Najodpowiedniejszy dla „silnych” wspólnych obszarów, takich jak PJM, NY i NE lub RTO z kilkoma zarządzanymi obszarami.	Łatwiejsza implementacja w dużym RTO z wielokrotnymi zarządzanymi obszarami. Wyzwaniem na etapie projektowania jest definicja obszaru oraz wybór układu pracy sieci.	Wymaga „komercyjnie uzasadnionego” kryterium dla wyboru układu pracy sieci. Dostarcza podstaw dla scalenia obszarów zarządzanych przez RTO.
Rynek kontraktów bilateralnych	Złożony, nieprzewidywalność / niewykonalność ceny, wymaga czasu na kalkulację cen, co jest barierą we wdrożeniu i stosowaniu. Zniechęca do zawierania transakcji bilateralnych.	Zachęca do zawierania transakcji bilateralnych, uczestnicy rynku ustalają cenę za przesył na podstawie wartości oczekiwanych.	Zachęca do zawierania transakcji bilateralnych, uczestnicy rynku ustalają cenę za przesył na podstawie wartości oczekiwanych.
Sprawiedliwość	Może prowadzić do niesprawiedliwych rezultatów na poziomie lokalnym (np. wskaźnik różnicujący 10-krotnie ceny w węźle Delmarva (PJM) z powodu różnicy poziomów napięć albo definicji elementów systemu w tym węźle); użytkownicy płacą za decyzje operatora (np. odraczenie inwestycji lub ustalanie cen zastępczych, kiedy model nie może znaleźć rozwiązania).	Sprawiedliwy wobec braku znaczącego, nieoczekiwanego, wewnątrzobszarowego ograniczenia, które może zostać wyeliminowane poprzez dodanie nowych obszarów lub zmiana układu pracy sieci.	Sprawiedliwy wobec braku znaczącego ograniczenia w elementach przesyłowych, nie zaangażowanych w transakcje handlowe, które mogą zostać wyeliminowane poprzez dodanie nowych połączeń.

Tabela D. cd.

Metoda	Węzłowa	Obszarowy	Oparta na przepływach
Cele zarządzania ograniczeniami			
Alokacja kosztów	Dokładna, w założonych granicach; system o wysokim poziomie szczegółowości (stopniu detalizacji ³¹). Może niepotrzebnie stymulować zapotrzebowanie, powodując ograniczenia przesyłowe.	Dokładna z obszarami zdefiniowanymi poprzez ograniczenia występujące w warunkach funkcjonowania rynku.	Dokładna z odpowiednim wyborem układu pracy sieci.
Przyszłe inwestycje	Dostarcza poprawnych sygnałów dla lokalizacji nowych źródeł wytwórczych, powstrzymuje tworzenie „lokalnych” ograniczeń przesyłowych. Mała motywacja dla inwestowania w nowe połączenia sieciowe.	Specyficznie w mniejszej przestrzeni (większym stopniem detalizacji) dostarcza poprawnych sygnałów dla lokalizacji nowych źródeł wytwórczych. Odpowiednio zaprojektowany, może mieć motywacyjny charakter dla inwestycji w nowe połączenia sieciowe (np. przyjmować ryzyko / skutki zarządzania ograniczeniami wewnątrz obszaru).	Specyficznie w mniejszej przestrzeni (większym stopniem detalizacji) dostarcza poprawnych sygnałów dla lokalizacji nowych źródeł wytwórczych. Odpowiednio zaprojektowany, może mieć motywacyjny charakter dla inwestycji w nowe połączenia sieciowe (np. przyjmować ryzyko / skutki zarządzania ograniczeniami wewnątrz obszaru).
Dostęp odbiorców detalicznych	Złożony, którego kształtowanie cen <i>ex-post</i> utrudnia udział odbiorców detalicznych.	Efektywny, gdyż pozwala bazować <i>ex-ante</i> na cenach rynkowych ograniczanych obszarami cenowymi.	Efektywny, gdyż pozwala bazować <i>ex-ante</i> na cenach rynkowych ograniczanych obszarami cenowymi.

³¹ Stopień detalizacji jest to poziom rozdrobnienia, uwzględniony w taryfie lub modelowanej strukturze. Systemy węzłowe stosowane w PJM i Nowym Jorku mają wysoki stopień detalizacji (rozdrobnienia), co daje lepsze możliwości dopasowania do struktury odbiorców w porównaniu z systemem obszarowym stosowanym w Kalifornii.

Tabela D. cd.

Metoda	Węzłowa	Obszarowa	Oparta na przepływach
Metodologia			
<i>Prawa własności do przesyłu</i>			
Definicja	Skutki finansowe definiowane punkt-punkt. Nie gwarantuje realizacji przesyłu, ale zabezpiecza przed skutkami różnicowania cen pomiędzy węzłami. Zobowiązuje do poniesienia opłaty przesyłowej nawet, jeśli ograniczenie przesyłowe nie wystąpiło. W systemie węzłowym trudno zdefiniować prawa fizyczne.	Realizuje skutki fizyczne i finansowe – odzwierciedla bardziej skutki fizyczne – wykorzystywana tylko w przypadku ograniczeń „komercyjnie uzasadnionych”. Ta definicja określa granice pomiędzy obszarami.	Realizuje skutki fizyczne i finansowe – odzwierciedla bardziej skutki fizyczne – wykorzystywana tylko w przypadku ograniczeń „komercyjnie uzasadnionych”.
Nomenklatura	FTR (Terminowe Prawa Przesyłania) w PJM, (Kontrakty z Ograniczeniami Przesyłowymi) TCC w Nowym Jorku, (Finansowe Skutki Ograniczeń) FCR w NEPOOL.	(Prawa Przesyłania Firmy) FTR w Kalifornii i w Mountain West ISA.	PTR (Fizyczne Prawa Przesyłania) w modelu opartym na przepływach, Prawa Przesyłania Firmy (FTR) w Northwest RTO.
Zwiększanie przepustowości	Okresowe aukcje, zwiększenie przepustowości wynika z ofert aukcyjnych. Aukcja wymaga modelu OPF. Prawa teoretycznie mogą być przedmiotem zbycia na rynku wtórnym, chociaż transfer wymaga interwencji RTO (w NY i PJM) oraz jest zależny od lokalnej specyfiki, co utrudnia obrót prawami. W PJM, dostarczane wielkości poddane są motywacyjnej reglamentacji do momentu uzyskania odpowiedniego zapasu FTR.	Okresowe aukcje na wybranych ciągach przesyłowych wykorzystujące zasadę równoczesnego przeniesienia ograniczeń. Stałe przyrostowe zwiększenie przepustowości na rynku kontraktów dwustronnych. Niezależne zarządzanie wymianą pozwala na stałe bilansowanie zdolności przesyłowych w kontraktach bilateralnych i na rynku wtórnym.	Okresowe aukcje bazujące na „komercyjnie uzasadnionym” układzie pracy sieci oraz indywidualnym przeniesieniu ograniczeń. Niezależne zarządzanie wymianą pozwala na stałe bilansowanie zdolności przesyłowych w kontraktach bilateralnych i na rynku wtórnym.

Tabela D. cd.

Metoda	Węzłowa	Obszarowa	Oparta na przepływach
<i>Prawa własności do przesyłu</i>			
Aktualizacja węzłów lub obszarów	Teoretycznie wszystkie węzły są określone w momencie planowania układu pracy sieci. W praktyce (PJM) dodatkowe urządzenia są kierowane do ruchu poprzez zgłoszenie ich właścicieli, co kończy się znaczącym, nieoczekiwanym i trwałym zróżnicowaniem cen.	Obszarowe granice są zdefiniowane poprzez wystąpienie komercyjnie uzasadnionych ograniczeń przesyłowych. Granice są aktualizowane corocznie (lub częściej) jako wynik procesu corocznej realokacji albo aukcji.	Układ pracy sieci w alokacji lub aukcji musi być „komercyjnie uzasadniony”. Jest on aktualizowany corocznie (lub częściej) jako wynik procesu corocznej realokacji albo aukcji.
Operowanie przepływami w układach zamkniętych (wewnątrz RTO)	Wewnętrznie poprzez optymalny rozptyw mocy (OPF).	Poprzez zdefiniowanie praw do zdolności przesyłowych odpowiednio i jednocześnie wykorzystywanych ograniczeń w przepływach, wymagających zakupu praw do przesyłu pomiędzy obszarami zgodnie z współczynnikiem dystrybucji (NERC), bazującym na udziale w przepływie (np. pakietu wiążanego transakcji przesyłowych).	Poprzez wymóg nabycia praw do przesyłu proporcjonalnie do udziału w przepływie poszczególnych transakcji, zgodnie z współczynnikiem dystrybucji (NERC).
Operowanie przepływami w układach zamkniętych (na zewnątrz RTO)	Nie uwzględnia zewnętrznych skutków bieżących działań. Brak jest dowodów na powiązanie cen węzłowych lub handlowych skutków ograniczeń pomiędzy RTO, które stosują niezależne metody optymalizacji.	Prawa do fizycznych przesyłów na połączeniach pomiędzy RTO mogą być przedmiotem obrotu.	Przy sporządzaniu planów zdolności przesyłowe w sąsiednich RTO wymagają potwierdzenia ze względu na znaczący wpływ na warunki pracy danego RTO.

Tabela D. cd.

Metoda	Węzłowa	Obszarowa	Oparta na przepływach
<i>Operacje rynkowe</i>			
Opłaty	Opłaty płacone są do RTO poprzez aukcję. Osiągany przychód pomniejsza koszty stałe. W PJM obowiązuje złożona metoda alokacji FTR do obciążenia poprzez system, oparty na zasadach efektywności pracy istniejącej sieci nadrzędnej. Na rynkach wtórnych transakcje finansowe są wyłącznie bilateralne.	Opłaty płacone są do RTO poprzez wstępną aukcję. Osiągany przychód pomniejsza koszty stałe. Transakcje są wyłącznie bilateralne i oparte na cenach kształtowanych przez rynek, nie zaś na ponoszonych kosztach.	Opłaty płacone są do RTO poprzez wstępną aukcję. Osiągany przychód pomniejsza koszty stałe. Transakcje są wyłącznie bilateralne i oparte na cenach kształtowanych przez rynek, nie zaś na ponoszonych kosztach. Nabywane zdolności przesyłowe są zgodne z udziałem transakcji w przepływach gałęziowych.
Kalkulacja cen energii	Węzłowa kalkulacja przez RTO <i>ex-post</i> na wszystkich rynkach (czasu rzeczywistego i terminowych) z wykorzystaniem OPF. Może tworzyć zagregowane węzły (np. PJM Western Hub) albo mieć ceny obszarowe (średnia ważona cen węzłowych, jak np. w NY). Czas wymusił zastosowanie optymalnego rozwiązania, zapobiegającego przed ciągłym rozliczaniem rynków kontraktów terminowych.	Bilateralna, stale określana <i>ex-ante</i> na rynkach transakcji terminowych. W czasie rzeczywistym wynika z obszarowego stosu cenowych ofert przyrostowych i redukcyjnych rynku bilansującego. Obszary powstają na bazie: <ul style="list-style-type: none"> - lokalizacji w sieci (w systemach promieniowych); - wskaźników dystrybucji lub łączonych w grupy cen węzłowych (w złożonych sieciach wysokiego napięcia). 	Bilateralna, stale określana <i>ex-ante</i> na rynkach transakcji terminowych. W czasie rzeczywistym metoda może być zastosowana w kształtowaniu cen węzłowych lub obszarowych.

Tabela D. cd.

Metoda	Węzłowa	Obszarowa	Oparta na przepływach
<i>Operacje rynkowe</i>			
Struktura ofert	Oferta trzyczęściowa (moc początkowa, min. generacji mocy i energia przesłana) lub jednocześnie, wykorzystywana w planowaniu grafiku (dzień naprzód). W czasie rzeczywistym zużyta energia i wykorzystane oferty usług systemowych z rynków dnia następnego / następnej godziny w rynku bilansującym.	Brak ograniczenia na rynkach transakcji terminowych, dopóki rynki są bilateralne. W czasie rzeczywistym wykorzystanie ofert usług systemowych i energii dopełniającej zapotrzebowanie z ofert przyrostowych i redukcyjnych rynku bilansującego.	Brak ograniczenia na rynkach transakcji terminowych, dopóki rynki są bilateralne. W czasie rzeczywistym wykorzystanie ofert usług systemowych i energii dopełniającej zapotrzebowanie z ofert przyrostowych i redukcyjnych rynku bilansującego.
Rynki transakcji terminowych	<ul style="list-style-type: none"> - Przesył: rynek wtórny FTR – płynność wyniku, dająca złożone i niezamienne produkty. Przeniesienie FTR wymaga zaangażowania RTO. - Obrót energią: scentralizowany, określający rynki (dnia następnego, godzinowe) prowadzony przez RTO wykorzystującego oferty oparte na OPF, nieskładającego do tworzenia zbilansowanych grafików. 	<ul style="list-style-type: none"> - Przesył: dostępne rynki terminowe transakcji bilateralnych i stałe rozliczanie kontraktów dla komercyjnie uzasadnionych ciągów przesyłowych; zabezpiecza płynność rynku. - Obrót energią, przesył i usługi systemowe są przedmiotem handlu na giełdach energii (np. CA PX), gdzie dokonywane i rozliczane są transakcje bilateralne w czasie rzeczywistym. Wymagane jest złożenie bilansujących grafików do RTO. 	<ul style="list-style-type: none"> - Przesył: dostępne rynki terminowe transakcji bilateralnych i stałe rozliczanie kontraktów dla komercyjnie uzasadnionych ciągów przesyłowych; zabezpiecza płynność rynku. - Obrót energią, przesył i usługi systemowe są przedmiotem handlu na giełdach energii (np. CA PX), gdzie dokonywane i rozliczane są transakcje bilateralne w czasie rzeczywistym. Wymagane jest złożenie bilansujących grafików do RTO.

Tabela D. cd.

Metoda	Węzłowa	Obszarowa	Oparta na przepływach
<i>Operacje rynkowe</i>			
Działalność bilateralna (energia)	Wykorzystanie kontraktów różnicowych (CfD) przeciwko cenom rynkowym; zerowe lub ujemne oferty na rynku w celu zapewnienia realizacji dostawy. - Cena i złożoność FTR może ograniczyć płynność handlu bilateralnego. - NY i PJM pokazują niską płynność kontraktów na dostawę i dużą trudność z przepływami kołowymi, importem i eksportem.	Dominująca forma transakcji handlowych ciągle ma miejsce w niezależnych giełdach energii. Uproszczenie mechanizmów rynku (cenotwórstwa i praw do przesyłu) stymuluje większą płynność.	Dominująca forma transakcji handlowych ciągle ma miejsce w niezależnych giełdach energii. Uproszczenie mechanizmów rynku (cenotwórstwa i praw do przesyłu) stymuluje większą płynność.
Rynek bilansujący w czasie rzeczywistym / zarządzanie	Scentralizowany RTO wykonuje w czasie rzeczywistym bezpieczne zarządzanie ograniczeniami, stosuje ograniczenia tylko dla grafików spoza RTO, głęboki, płynny rynek transakcji loco. W NY ceny czasu rzeczywistego dostępne są <i>ex-post</i> do 2 tygodni.	Obszar – poziom sterowania lub scentralizowane zarządzanie. Pierwszy wymaga mechanizmów koordynacji pomiędzy obszarami sterowania. Rynek czasu rzeczywistego wykorzystywany tylko do bilansowania.	Zarządzanie może być w RTO lub w obszarze – poziomie sterowania. Rynek czasu rzeczywistego wykorzystywany tylko do bilansowania.
Rozwój systemu			
<i>Lokalizacja nowych źródeł wytwórczych</i>	Dostarcza poprawnych sygnałów cenowych dla lokalizacji generacji, przeciwdziała powstawaniu „lokalnych” ograniczeń.	Dostarcza poprawnych sygnałów dla lokalizacji generacji, lecz z możliwością wzrostu „lokalnych” ograniczeń.	Dostarcza poprawnych sygnałów cenowych dla lokalizacji generacji. Może być przyczyną „lokalnych” ograniczeń zależnie od zastosowania mechanizmu węzłowego, czy obszarowego kreowania cen w czasie rzeczywistym.

Tabela D. cd.

Metoda	Węzłowa	Obszarowa	Oparta na przepływach
<i>Planowanie inwestycji przesyłowych</i>	Mała motywacja dla inwestowania w nowe połączenia przesyłowe.	Odpowiednio zaprojektowany może mieć motywacyjny charakter dla inwestycji w nowe połączenia sieciowe (np. przyjmować ryzyko / skutki zarządzania ograniczeniami wewnątrz obszaru).	Odpowiednio zaprojektowany może mieć motywacyjny charakter dla inwestycji w nowe połączenia sieciowe (np. przyjmować ryzyko / skutki zarządzania ograniczeniami wewnątrz obszaru).
Struktura instytucjonalna			
<i>Rola RTO na rynkach transakcji terminowych</i>			
Przesył	<ul style="list-style-type: none"> - Sterowanie i zarządzanie rynkiem FTR łącznie z zwiększaniem przepustowości, aukcją i rynkiem wtórnym. - Zarządza pojedynczymi witrynami OASIS. 	<ul style="list-style-type: none"> - Określa i zwiększa przepustowość sieci przesyłowej w aukcjach. - Zarządza pojedynczymi witrynami OASIS. 	<ul style="list-style-type: none"> - Określa i zwiększa przepustowość sieci przesyłowej w aukcjach. - Zarządza pojedynczymi witrynami OASIS.
Energia	<p>Kontrolująca aktywność:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Kontrole i obsługa rynku energii we wszystkich okresach rozliczeniowych. 	<p>Minimalna:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Brak zaangażowania w rynek energii, z wyjątkiem bilansowania w czasie rzeczywistym. 	<p>Minimalna:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Brak zaangażowania w rynek energii, z wyjątkiem bilansowania w czasie rzeczywistym.
Usługi systemowe	Oferuje wszystkie usługi systemowe i służy jako „dostawca ostatniej szansy”. W zależności od implementacji, może zarządzać niezależnym rynkiem usług systemowych (rezerw mocy i regulacji częstotliwości) lub w powiązaniu z rynkiem energii.	<ul style="list-style-type: none"> - Oblicza i wystawia opłatę za usługi systemowe (rezerwy mocy) i wymagane straty. - Może zawrzeć kontrakt z natychmiastową realizacją na rynku transakcji terminowych. - Jest „dostawcą ostatniej szansy” 	<ul style="list-style-type: none"> - Oblicza i wystawia opłatę za usługi systemowe (rezerwy mocy) i wymagane straty. - Może zawrzeć kontrakt z natychmiastową realizacją na rynku transakcji terminowych. - Jest „dostawcą ostatniej szansy”

Tabela D. cd.

Metoda	Węzłowa	Obszarowa	Oparta na przepływach
<i>Rola RTO w czasie rzeczywistym</i>	RTO świadczy: <ul style="list-style-type: none"> - Planowanie, kontrolę i zarządzanie systemem. - Regulację napięcia i mocy biernej. - Regulację częstotliwości. - Usługę bilansowania energii. - Rezerwę wirującą. - Rezerwę uzupełniającą. 	Implementacja podrzędna – w zdecentralizowanym zarządzaniu (wielokrotny obszar sterowania), RTO dostarcza: <ul style="list-style-type: none"> - Informacji planistycznych do zarządzania niezależnymi obszarami sterowania – spełnia funkcję koordynującą. - Prowadzi rynek bilansujący dla obszarów RTO. Kontrolowane i zarządzane obszary świadczą wszystkie inne usługi systemowe. W scentralizowanym zarządzaniu, wszystkie usługi systemowe świadczone są przez RTO.	Rola zależna od sposobu, w którym wdrażane są operacje w czasie rzeczywistym.
<i>Struktura RTO</i>	Dla typowego ISO – niezyskowna. Dla TransCo możliwy jest zysk, ale jest on przyczyną poważnego konfliktu interesów, wynikających z powodu realizowanych operacji na rynku energii i w systemie przesyłowym.	Może być ISO lub dla zysku TransCo.	Może być ISO lub dla zysku TransCo.

Tabela D. cd.

Metoda	Węzłowa	Obszarowa	Oparta na przepływach
Doświadczenie rynku			
	PJM – 4/1/98 NY – 11/18/99 (obciążeniowo- obszarowy) Nowa Anglia (w trakcie rozwoju) Nowa Zelandia (brak FTR) Peru Argentyna Boliwia Chile Meksyk (propozycja) Wielka Brytania – (odstąpienie od scentralizowania w 2000)	Kalifornia – 4/1/98 (strefowo- finansowy) Mountain West ISA (proponowany obszarowy) Desert Star – (proponowany przepływowo / obszarowy) Australia (państwowy, oparty na obszarach) Norwegia (dynamiczne obszary) ERCOT – (proponowany przepływowo / obszarowy)	Desert Star – (proponowany przepływowo / obszarowy) ERCOT – (proponowany przepływowo / obszarowy) Northwest RTO (proponowany przepływowo / obszarowy)