

# ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ

**Franciszek BUCHTA**

**Optymalizacja strategii rozwoju sieci przesyłowej  
w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka**



**Gliwice 2006**

POLITECHNIKA ŚLĄSKA  
ZESZYTY NAUKOWE  
NR 1712



P. 3347 / 06

**Franciszek BUCHTA**

**Optymalizacja strategii rozwoju sieci przesyłowej  
w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka**

***Opiniodawcy***

Prof. dr hab. inż. Zbigniew KOWALSKI

Prof. dr hab. inż. Zbigniew SZCZERBA

***Kolegium redakcyjne***

REDAKTOR NACZELNY – Prof. dr hab. inż. Andrzej BUCHACZ

REDAKTOR DZIAŁU – Prof. dr hab. inż. Marian PASKO

SEKRETARZ REDAKCJI – Mgr Elżbieta LEŚKO

**Wydano za zgodą  
Rektora Politechniki Śląskiej**

PL ISSN 0072-4688

© Copyright by  
Wydawnictwo Politechniki Śląskiej  
Gliwice 2006

P. 177/06

# SPIS TREŚCI

WYKAZ UŻYWANYCH W ROZPRAWIE NAJWAŻNIEJSZYCH SKRÓTÓW I OZNACZEŃ .....	7
1. WPROWADZENIE .....	10
1.1. Układ rozprawy.....	10
1.2. Uwagi ogólne.....	13
1.3. Obecny stan metod z zakresu planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej.....	16
2. UZASADNIENIE WYBORU ZADANIA OPTYMALIZACJI STRATEGII ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ W WARUNKACH RYNKOWYCH Z UWZGLĘDNIENIEM RYZYKA .....	29
3. CEL I TREŚĆ ROZPRAWY .....	34
4. ELEMENTY PLANOWANIA ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ W GOSPODARCE MONOPOLISTYCZNEJ, AKTUALNE W WARUNKACH RYNKOWYCH .....	35
4.1. Sformułowanie problemu optymalizacji strategii rozwoju sieci przesyłowej.....	35
4.1.1. Definicje wybranych pojęć w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej .....	35
4.1.2. Zadanie optymalizacyjne.....	39
4.2. Funkcja kryterialna .....	40
4.3. Optymalny rozptyw mocy.....	43
4.4. Warunki ograniczające.....	49
4.4.1. Wymagania i standardy jakościowe .....	49
4.4.2. Wymagania niezawodnościowe .....	51
4.4.3. Wymagania wynikające z obciążalności termicznej linii napowietrznych.....	58
4.4.4. Wymagania zwarciovowe .....	63
4.4.5. Wymagania stabilności lokalnej i globalnej.....	67
4.4.6. Uwarunkowania ruchowe.....	69
4.4.7. Wymagania generacji w źródłach wytwórczych.....	72
4.4.8. Wpływ generacji rozproszonej na rozwój sieci przesyłowej .....	74
4.5. Zastosowanie algorytmu programowania dynamicznego do optymalizacji strategii w ramach scenariusza warunków rozwoju.....	79
5. ELEMENTY PLANOWANIA ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ WYNIKAJĄCE Z GOSPODARKI RYNKOWEJ .....	83
5.1. Proces planowania rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych .....	84
5.2. Zmiany w prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego, wynikające z uwarunkowań rynkowych, istotne dla procesu planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej.....	85
5.3. Dobór jednostek wytwórczych i optymalny rozptyw mocy w warunkach rynkowych .....	90
5.4. Węzłowe krótkookresowe koszty krańcowe energii elektrycznej .....	93
5.4.1. Koszt operacyjny przesyłu energii elektrycznej.....	98
5.4.2. Nadwyżka sieciowa.....	99
5.4.3. Nadwyżka rynkowa.....	101

6. SPOSÓB UWZGLĘDNIENIA NIEPEWNOŚCI STANÓW PRACY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	105
7. ROZWIĄZANIE ZADANIA OPTYMALIZACYJNEGO.....	114
7.1. Wyznaczenie optymalnej strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej oraz ich rankingu w ramach scenariusza warunków rozwoju.....	114
7.2. Wyznaczenie preferowanej strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej oraz ich rankingu w obliczu niepewności scenariuszy warunków rozwoju.....	117
7.3. Kryteria decyzyjne.....	119
8. OCENA RYZYKA.....	124
8.1. Wprowadzenie.....	124
8.2. Estymacja ryzyka.....	127
8.2.1. Bezpośrednie metody uwzględnienia ryzyka w planowaniu rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej.....	127
8.2.2. Pośrednie metody uwzględnienia ryzyka w planowaniu rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej.....	145
8.3. Ryzyko techniczne.....	152
9. SYSTEM INFORMATYCZNY DO OPTYMALIZACJI STRATEGII ROZWOJU I MODERNIZACJI SIECI PRZESYŁOWEJ.....	155
10. UWAGI I WNIOSKI.....	157
LITERATURA.....	160
STRESZCZENIE.....	176

# CONTENTS

THE MOST IMPORTANT ABBREVIATIONS AND SYMBOLS APPEARING IN THE DISSERTATION.....	7
1. INTRODUCTION.....	10
1.1. The outline of dissertation.....	10
1.1. General remarks.....	13
1.2. State of the art of methods for transmission system development planning and modernisation.....	16
2. JUSTIFICATION FOR THE CHOICE OF THE PROBLEM OF OPTIMISATION OF THE STRATEGY FOR THE TRANSMISSION SYSTEM DEVELOPMENT UNDER MARKET CONDITIONS WITH CONSIDERATION OF RISKS.....	29
3. THE AIM AND SUBJECT OF THE DISSERTATION.....	34
4. ELEMENTS OF THE TRANSMISSION SYSTEM DEVELOPMENT PLANNING IN A MONOPOLISTIC ECONOMY, STILL VALID UNDER MARKET CONDITIONS.....	35
4.1. Formulation of the problem of the transmission system development strategy optimisation.....	35
4.1.1. Definitions of selected terms of the transmission system development planning process.....	35
4.1.2. The optimisation problem.....	39
4.2. The criterion function.....	40
4.3. Optimal power flow.....	43
4.4. Restrictive conditions.....	49
4.4.1. Quality requirements and standards.....	49
4.4.2. Reliability requirements.....	51
4.4.3. Requirements imposed by the thermal capacity of overhead lines.....	58
4.4.4. Short-circuit requirements.....	63
4.4.5. Local and global stability requirements.....	67
4.4.6. Operational conditions.....	69
4.4.7. Requirements as to power generation by generating units.....	72
4.4.8. Effects of distributed generation on the transmission grid development.....	74
4.4.9. Application of the dynamic programming algorithm to the strategy optimisation as part of the conditions development scenario.....	79
5. ELEMENTS OF THE TRANSMISSION SYSTEM DEVELOPMENT PLANNING DETERMINED BY THE MARKET ECONOMY.....	83
5.1. The process of the transmission system development planning under market conditions.....	84
5.2. Changes in the operation of the power system, determined by market conditions, material for the transmission system development planning and modernisation process.....	85
5.3. Generating unit commitment and the optimal power flow under market conditions.....	90
5.4. Locational short-run marginal costs of electricity.....	93
5.4.1. Operating cost of electricity transmission.....	98
5.4.2. Network surplus.....	99

5.4.3. Market surplus.....	101
6. THE MANNER OF TAKING INTO ACCOUNT THE UNCERTAINTY RELATING TO THE POWER SYSTEM OPERATING STATES.....	105
7. RESOLUTION OF THE OPTIMISATION PROBLEM.....	112
7.1. Determination of the optimal transmission system development and modernisation strategy and strategy ranking under the development conditions scenario.....	114
7.2. Determination of the preferred transmission system development and modernisation strategy and strategy ranking in view of uncertainties relating to the development conditions scenarios.....	117
7.3. Decision criteria.....	119
8. RISK ASSESSMENT.....	124
8.1. Introduction.....	124
8.2. Risk estimation.....	127
8.2.1. Direct methods of taking risks into account in the transmission system development planning and modernisation.....	127
8.2.2. Indirect methods of taking risks into account in the transmission system development planning and modernisation.....	145
8.3. Technical risk.....	152
9. THE INFORMATION SYSTEM USED FOR THE TRANSMISSION SYSTEM DEVELOPMENT AND MODERNISATION STRATEGY OPTIMISATION.....	155
10. REMARKS AND CONCLUSION.....	157
REFERENCES.....	160
ABSTRACT.....	176



## WYKAZ UŻYWANYCH W ROZPRAWIE NAJWAŻNIEJSZYCH SKRÓTÓW I OZNACZEŃ

$K$	- koszt optymalnej strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej
$K_{op}(t)$	- roczny koszt ograniczeń przesyłowych w roku $t$
$K_q(t)$	- roczny koszt nieciągłości zasilania
$K_{inv}(t)$	- nakład inwestycyjny obiektów przekazywanych do eksploatacji w roku $t$
$K_w[P_w(t), t]$	- koszt zmienny produkcji energii elektrycznej przez jednostkę wytwórczą $w$ , obciążoną mocą $P_{gw}(t)$ w przedziale $t$ , uwzględniający koszt rozruchu i odstawienia jednostki wytwórczej
$P_{gw}(t)$	- moc czynna generowana w jednostce wytwórczej $w$ w przedziale $t$
$P_{on}(t)$	- moc czynna pobierana w węźle $n$ w przedziale $t$
$\Delta P_l(t)$	- straty mocy czynnej w gałęzi $l$ w przedziale $t$
$R_{wj}(t)$	- rezerwa mocy czynnej rodzaju $j$ (np. rezerwa regulacyjno-interwencyjna, wirująca szybka, wirująca stopniowa) w jednostce wytwórczej $w$ w przedziale $t$
$R_j^{wym}(t)$	- wymagana rezerwa mocy czynnej rodzaju $j$ w przedziale $t$
$\mathbf{x}$	- wektor zmiennych stanu: $\mathbf{x} = [\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}]^T$ , $\mathbf{U} = [U_n; n = 1, 2, 3, \dots, N]$ - wektor modułów napięć węzłowych, $\boldsymbol{\delta} = [\delta_n; n = 1, 2, 3, \dots, N]$ - wektor argumentów napięć węzłowych
$\mathbf{u}$	- wektor zmiennych sterujących: $\mathbf{u} = [\mathbf{P}_g, \mathbf{Q}_g]$ , $\mathbf{P}_g = [P_{gw}; w = 1, 2, 3, \dots, W]$ - wektor mocy czynnych generowanych w jednostkach wytwórczych, $\mathbf{Q}_g = [Q_{gw}; w = 1, 2, 3, \dots, W]$ - wektor mocy biernych generowanych w jednostkach wytwórczych
$\mathbf{w}$	- wektor wymuszeń: $\mathbf{w} = [\mathbf{P}_o, \mathbf{Q}_o]$ , $\mathbf{P}_o = [P_{on}; n = 1, 2, 3, \dots, N]$ - wektor mocy czynnych pobieranych w węzłach sieciowych, $\mathbf{Q}_o = [Q_{on}; n = 1, 2, 3, \dots, N]$ - wektor mocy biernych pobieranych w węzłach sieciowych
$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w})$	- wektor ograniczeń równościowych – równania bilansu mocy czynnej i biernej w węzłach
$\mathbf{P}(U, \delta)$ , $\mathbf{Q}(U, \delta)$	- wektory mocy czynnych i biernych dopływających do węzłów z sieci, których elementy $k$ są równe



$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$	- wektor ograniczeń nierównościowych
$\mathbf{S}(U, \delta)$	- wektor mocy pozornych przepływających gałęziami sieci
$k_{gw}$	- koszt zmienny produkcji energii elektrycznej w jednostce wytwórczej $w$
$P_{gw}$	- moc czynna generowana w jednostce wytwórczej $w$
$c_{gwt}$	- cena energii elektrycznej produkowanej w jednostce wytwórczej $w$ w przedziale czasowym $t$
$c_{rwj}$	- cena rezerwy mocy rodzaju $j$ w jednostce wytwórczej $w$
$D_n(P_{on})$	- korzyść dla odbiorców z pobierania mocy $P_{on}$ w węźle $n$ , wynikająca z krzywej elastyczności cenowej
$W_n(P_o)$	- krzywa wrażliwości cenowej odbiorców przyłączonych do węzła $n$
$P_{gwp}$	- zaakceptowana do produkcji moc z pasma $p$ oferty przyrostowej, zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą $w$
$P_{gwr}^{of}$	- moc oferowana w paśmie $r$ oferty redukcyjnej, zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą $w$
$P_{gwr}$	- zaakceptowana do produkcji moc z pasma $r$ oferty redukcyjnej, zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą $w$
$P_{oni}^{of}$	- zaakceptowana do realizacji moc z pasma $i$ oferty, zgłoszonej przez odbiorcę przyłączonego do węzła $n$
$c_{wp}$	- cena energii elektrycznej w paśmie $p$ oferty przyrostowej, zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą $w$
$c_{wr}$	- cena energii elektrycznej w paśmie $r$ oferty redukcyjnej, zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą $w$
$c_{ni}$	- cena energii elektrycznej w paśmie $i$ oferty zgłoszonej przez odbiorcę przyłączonego do węzła $n$
$k_{bP}, k_{bQ}$	- krótkookresowy koszt krańcowy energii czynnej i biernej w węźle bilansującym
$k_n$	- jednostkowy krótkookresowy koszt krańcowy energii elektrycznej w węźle $n$
AHP	- analytical hierarchy process (analityczny hierarchiczny proces decyzyjny)
B/C	- rate of benefit/cost (wskaźnik korzyść/koszt)
DMO	- a set of development and modernisation options (opcja rozwoju i modernizacji)
GPZ	- główny punkt zasilający
IRR	- internal rate of return (wewnętrzna stopa zwrotu)

KSE	- krajowy system elektroenergetyczny
MIRR	- modified internal rate of return (zmodyfikowana wewnętrzna stopa zwrotu)
NK	- nadwyżka konsumenta
NN	- najwyższe napięcie
nN	- niskie napięcie
NP	- nadwyżka producenta
NPV	- net present value (wartość bieżąca netto)
NPVR	- net present value ratio (wskaźnik wartości bieżącej netto)
NR	- nadwyżka rynkowa
NS	- nadwyżka sieciowa
OHT	- operator handlowo-techniczny
OPF	- optimal power flow (optymalny rozptyw mocy)
ORM	- opcja rozwoju i modernizacji
OSD	- operator systemu dystrybucyjnego
OSP	- operator systemu przesyłowego
PO	- płatności od odbiorców
PW	- płatności dla wytwórców
PWS	- punkt wyjścia sieci (GPZ i rozdzielnie NN oraz 110 kV, do których przyłączeni są odbiorcy)
SEE	- system elektroenergetyczny
SMC	- short run marginal cost (krotkookresowy koszt krancowy)
SN	- średnie napięcie
SRMSP	- strategia rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej
SWM	- scenariusz wymiany międzysystemowej
SWR	- scenariusz warunków rozwoju
SZ	- scenariusz zapotrzebowania
TSDMS	- the transmission system development and modernisation strategy (strategia rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej)
UC	- unit commitment (dobór jednostek wytwórczych)

# 1. WPROWADZENIE

Toczący się na świecie proces restrukturyzacji podsektorów energetycznych, w tym w szczególności elektroenergetyki i gazownictwa, powiązany z rozwojem rynku energii o coraz większym zasięgu terytorialnym, wymusza zwiększenie efektywności planowania rozwoju sieci elektroenergetycznych i gazowniczych. Na rynku energii nie ma możliwości pokrycia kosztów nietrafionych inwestycji, a jednocześnie podmioty działające na rynku wymagają zapewnienia im odpowiedniej zdolności przesyłowej dla realizacji najtańszych transakcji handlowych, uwzględniających koszty przesyłu energii. Zmiana funkcji realizowanych przez sieć przesyłową w warunkach rynkowych i jednocześnie zwiększona niepewność przyszłych uwarunkowań rozwoju sieci przy wyraźnym nacisku podmiotów działających na rynku i organów regulacyjnych na zwiększenie efektywności ekonomicznej inwestycji, prowadząca do intensywnego wykorzystywania istniejących zdolności przesyłowych, stwarzają szczególnie trudne warunki planowania rozwoju tych sieci i wymagają opracowania metodyki planowania ich rozwoju i modernizacji, spełniającej ostre wymagania techniczne i ekonomiczne, uwzględniające zwiększone ryzyko inwestowania.

W niniejszej rozprawie podjęto się trudnego zadania opracowania nowej, przystosowanej do warunków rynkowych, metodyki planowania rozwoju i modernizacji elektroenergetycznej sieci przesyłowej, możliwej do wdrożenia w praktycznych analizach rzeczywistych sieci. Rozprawa jest odpowiedzią na pilną potrzebę opracowania podstaw teoretycznych takiej metodyki oraz jej praktycznej implementacji, spełniających wymagania podmiotów działających na rynku energii elektrycznej, potencjalnych inwestorów, a także organów regulacyjnych, przy zapewnieniu bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego na racjonalnym poziomie.

## 1.1. Układ rozprawy

W rozdziale 1 niniejszej rozprawy przedstawiono tło problematyki optymalizacji rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka oraz omówiono obecny stan rozwoju metod z tego zakresu. Wskazano na te elementy istniejących metod, które znajdują zastosowanie w warunkach rynkowych i te, które wymagają zmiany, a także opracowania nowych podstaw teoretycznych.

W rozdziale 2 przedstawiono uzasadnienie wyboru zadania optymalizacji rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka jako tematu niniejszej rozprawy. Określono przedmiot tego planowania, zwrócono uwagę na konieczność objęcia tym planowaniem całej sieci tzw. funkcjonalnie przesyłowej, w skład której w warunkach polskich wchodzi także sieć 110 kV. Uznano, że funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w warunkach rynku energii elektrycznej oraz wynikające z tego: poszerzenie zakresu niepewności danych wejściowych, przewartościowanie funkcji

realizowanych przez sieć przesyłową, nacisk na zmniejszenie kosztów budowy i utrzymania infrastruktury sieciowej, prowadzący do zmniejszenia poziomu inwestowania i jednocześnie do zwiększenia ryzyka wielkich awarii systemowych, czyni problematykę planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej bardzo złożoną i trudną, ale niezwykle interesującą z naukowego punktu widzenia.

W rozdziale 3 określono krótko cel i treść rozprawy.

W rozdziale 4 scharakteryzowano te elementy planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej w gospodarce monopolistycznej, które są aktualne w warunkach rynkowych. W rozdziale tym zdefiniowano najważniejsze pojęcia w procesie planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej, takie jak: scenariusz warunków rozwoju, opcja rozwoju i modernizacji, optymalna oraz preferowana strategia rozwoju i modernizacji. Następnie sformułowano zadanie optymalizacji rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej, przedstawiono funkcję kryterialną tej optymalizacji, a także omówiono zadanie optymalnego rozptywu mocy. Ponieważ zagadnienia techniczne pracy systemu elektroenergetycznego nie zależą od tego, w jakich warunkach: monopolistycznych czy rynkowych prowadzony jest ruch systemu, w rozdziale tym przedstawiono ogólnie wymagania techniczne, które stanowią warunki ograniczające w kryterium optymalizacji. Do warunków tych należą: wymagania i standardy jakościowe, wymagania: niezawodnościowe, wynikające z obciążalności termicznej gałęzi sieci, zvarciowe oraz stabilności lokalnej i globalnej. W rozdziale tym przedstawiono także wymagania, którym musi sprostać sieć, wynikające ze sposobu prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego, a także stwarzane przez jednostki wytwórcze, w tym w szczególności przez źródła rozproszone. Oddzielny punkt w tym rozdziale poświęcono zagadnieniu wpływu źródeł rozproszonych na rozwój sieci przesyłowej. Zwrócono uwagę na coraz większy wpływ rozwoju źródeł rozproszonych na strukturę systemu elektroenergetycznego nie tylko w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, ale także przesyłu i dystrybucji. Ostatnim zagadnieniem omówionym w tym rozdziale, będącym elementem procesu planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej, niezależnym od uwarunkowań rynkowych, jest dynamiczne podejście do rozwiązywania zadania optymalizacyjnego. W tym zakresie przedstawiono zastosowania algorytmu programowania dynamicznego do optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej w ramach scenariusza warunków rozwoju.

W rozdziale 5 omówiono wpływ uwarunkowań rynkowych na zmianę podejścia metodycznego do niektórych elementów procesu planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej. Przedstawiono schemat struktury procesu planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej w warunkach rynkowych, omówiono zmiany w prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego, wynikające z uwarunkowań rynkowych i istotne dla procesu planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej. Zwrócono uwagę na postępujący proces decentralizacji funkcji operatorskich, zmieniający funkcje realizowane przez sieć i kierunkujący zagadnienia rozwojowe na efektywnym likwidowaniu ograniczeń przesyłowych. W rozdziale tym omówiono także zagadnienie doboru jednostek wytwórczych



do bieżącego pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną oraz zagadnienie optymalnego rozplywu mocy w warunkach rynkowych. Kolejnym zagadnieniem przedstawionym w tym rozdziale, mającym istotne znaczenie dla metody planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej, są węzłowe krótkookresowe koszty krańcowe energii elektrycznej. Omówiono ich znaczenie w identyfikacji i określaniu kosztów ograniczeń przesyłowych, powstających w warunkach rynkowych. Przedstawiono także wybrane wyniki symulacji ich wartości w krajowej sieci przesyłowej. W rozdziale tym poświęcono dużo miejsca omówieniu kosztu operacyjnego przesyłu energii elektrycznej jako składnika funkcji kryterialnej, odpowiedzialnego za przystosowanie sieci do warunków rynkowych. Zdefiniowano i wyrażono wzorami nadwyżkę sieciową i rynkową, a także uzasadniono wykorzystanie nadwyżki rynkowej do określania efektów ze zwiększenia zdolności przesyłowej sieci.

W rozdziale 6 omówiono sposób uwzględnienia niepewności stanów pracy systemu elektroenergetycznego w procesie optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej. Zaproponowano wykorzystanie metody *Latin Hypercube Sampling* jako oszczędnej techniki próbkowania, która jest szczególnie efektywna przy ocenie niepewności dla programów symulacyjnych wielkiej skali, jakim jest niewątpliwie zbiór możliwych stanów pracy systemu elektroenergetycznego. Metoda *Latin Hypercube Sampling* w pełni odwzorowuje wielowymiarową nieokreśloność, redukując równocześnie znacznie liczbę koniecznych symulacji. W rozdziale tym przedstawiono i omówiono schematy: procesu analizy stanów losowych systemu elektroenergetycznego oraz procedury ich losowania wg metody *Latin Hypercube Sampling*. Porównano także krótkookresowe koszty krańcowe w węzłach sieci oraz ich histogramy w przypadku braku losowań stanów pracy systemu elektroenergetycznego oraz w przypadku losowań wg metody *Latin Hypercube Sampling* dla różnych jej parametrów: różnych liczb paczek i partycji.

W rozdziale 7 omówiono sposób rozwiązania zadania optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej, który podzielono na trzy etapy: w pierwszym etapie poszukiwane są optymalne strategie w poszczególnych scenariuszach warunków rozwoju, w drugim i trzecim etapie wyznaczana jest preferowana strategia, uwzględniająca niepewność tych scenariuszy. Przedstawiono i omówiono schematy wyznaczania optymalnych i preferowanej strategii oraz ich rankingów. Podano także trzy kryteria decyzyjne, umożliwiające wyznaczenie strategii preferowanej oraz ostateczne kryterium, wynikające z metody *Analytical Hierarchy Process*, do wyznaczenia strategii preferowanej w przypadku, gdy poprzednie trzy kryteria decyzyjne nie umożliwią jednoznacznego wskazania takiej strategii.

Rozdział 8 poświęcono zagadnieniu uwzględnienia ryzyka w optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej. Omówiono bezpośrednie i pośrednie metody uwzględniania ryzyka. W przypadku metod bezpośrednich omówiono: margines bezpieczeństwa, równoważnik pewności, odchylenie standardowe, współczynnik zmienności statystycznej, semiwariancję, semiodchylenie standardowe, współczynnik semizmienności,

odchylenie przeciętne, semiodchylenie przeciętne, poziom bezpieczeństwa, poziom aspiracji oraz krzywą gęstości prawdopodobieństwa wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji. W przypadku metod pośrednich omówiono: analizę wrażliwości, analizę scenariuszy i analizę symulacyjną. W rozdziale tym przedstawiono także przykłady wyników analizy ryzyka, przeprowadzonej dla krajowej sieci przesyłowej oraz sformułowano uogólnione wnioski z niej wynikające. Oddzielnym problemem analizy ryzyka, przedstawionym w tym rozdziale, jest wyznaczenie ryzyka technicznego wystąpienia wielkiej awarii systemowej i wykorzystanie go jako uzupełnienia oceny ryzyka inwestycyjnego w procesie planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej. Przedstawiono przykłady wyników takiej analizy, obejmujące oczekiwane okresy do wystąpienia awarii systemowej w warunkach statycznych oraz kapitałochłonność zwiększenia oczekiwanego okresu do jej wystąpienia.

W rozdziale 9 krótko przedstawiono strukturę systemu informatycznego w postaci tzw. platformy PRiMSP, będącej praktyczną implementacją omówionej w rozprawie metody optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej. Przedstawiono także schemat procesu optymalizacji, zaimplementowanego na tej platformie.

W rozdziale 10 przedstawiono uwagi i wnioski sformułowane na podstawie przeprowadzonych badań studialnych i wykonanych eksperymentów obliczeniowych.

## **1.2. Uwagi ogólne**

Celowość optymalizacji planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej z uwzględnieniem ryzyka wynika z płynących z tego tytułu korzyści ekonomicznych. Mogą one sięgać kwot wynikających ze zmniejszenia kosztów ograniczeń przesyłowych, w przypadku trafnego przygotowania sieci do fizycznej realizacji transakcji zawartych na rynku energii elektrycznej, poprzez nakłady na pojedyncze obiekty sieciowe, w przypadku zapobiegnięcia realizacji nietrafionych inwestycji, do kwot wręcz niewyobrażalnych, wynikających z braku zasilania milionów odbiorców (pomijając skutki społeczne, w tym zagrożenie zdrowia i życia), w przypadku zapobiegnięcia wystąpienia rozległych awarii systemowych. Zagadnienie jest szczególnie ważne w obliczu obserwowanego na świecie zmniejszania się tempa rozwoju sieci przesyłowej przy zwiększeniu się częstości występowania wielkich awarii systemowych. W tabelicy 1 przedstawiono wartości parametru, będącego stosunkiem iloczynu obciążalności linii w MW i ich długości w milach do ich obciążenia szczytowego w MW, w 1998 r. i przewidywane w 2008 r. w poszczególnych rejonach USA. Z tabelicy tej wynika, że wartości tego parametru w okresie od 1998 r. do 2008 r. istotnie zmniejszają, co niewątpliwie świadczy o zmniejszeniu tempa inwestowania w sieć przesyłową. W tabelicy 2 scharakteryzowano awarie systemowe, które wydarzyły się w USA. Z tych dwóch tablic widać, że zmniejszeniu poziomowi inwestowania towarzyszy zwiększenie liczby i zakresu awarii systemowych.

W drugiej połowie 2003 r., awarie systemowe wydarzyły się również w następujących rejonach świata: Londyn, Włochy, Meksyk, Kazachstan, Portugalia i Skandynawia. Urzędy regulacyjne stają z jednej strony w obliczu presji wywieranej przez wielkich odbiorców energii elektrycznej, którzy nie chcą pokrywać kosztów obiektów elektroenergetycznych niepotrzebnych do ich zasilania a z drugiej strony w obliczu zagrożenia wielkimi awariami systemowymi. W takiej sytuacji powstaje problem akceptowanego poziomu ryzyka w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych w sieci przesyłowej.

Rynek energii elektrycznej stwarza nowe wymagania dla planowania rozwoju sieci [2,53]. Podstawowym zadaniem planowania rozwoju i modernizacji sieci w warunkach rynkowych jest likwidacja ograniczeń przesyłowych. Brak wystarczających zdolności przesyłowych powoduje konieczność utrzymywania generacji wymuszonej, która ogranicza konkurencję na rynku i jest przyczyną zwiększenia kosztów zakupu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych.

Tablica 1

Stosunki iloczynu obciążalności linii i ich długości  
do ich obciążenia szczytowego

w poszczególnych rejonach USA, w  $\frac{\text{MW mila}}{\text{MW}}$

Rejon USA	1998	2008
ECAR	201	176
ERCOT	116	108
FRCC	117	107
MAAC	110	94
MAIN	107	96
MAPP	320	265
NPCC	116	101
SERC	172	140
SPP	134	128
WSCC	411	377

Zródło: Edison Electric Institute

Zadanie optymalizacji rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej polega na wyborze w okresie analizy (zwykle 15 do 20 lat) takich nowych obiektów sieciowych (nowych: linii, szyn zbiorczych, stacji, transformatorów) oraz modernizacji istniejących obiektów, które umożliwiają minimalizację kosztowej funkcji kryterialnej oraz zapewniają spełnienie kryteriów technicznych. Wybór dokonywany jest ze zbioru opcji rozwoju i modernizacji (ORM), określonego na podstawie analizy techniczno-ekonomicznej zagrożeń pracy sieci,



obejmujących: przekroczenia ograniczeń technicznych oraz brak efektywności ekonomicznej fizycznych realizacji transakcji zawieranych na rynku energii elektrycznej. Wśród zbioru warunków ograniczających szczególnie ważną rolę odgrywają ograniczenia: zdolności przesyłowej elementów sieciowych, napięciowe, bilansu mocy czynnej i biernej oraz zwarciove i niezawodnościowe.

Złożoność i różnorodność zagadnień występujących przy określaniu optymalnego rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej powoduje, że powstające zadanie optymalizacyjne jest bardzo skomplikowane i trudne. W klasie tego typu zagadnień nie istnieje funkcja kryterialna, będąca wielomianem zmiennych decyzyjnych pewnego rzędu, zależnym od rozmiaru problemu optymalizacyjnego. W takim przypadku możliwe do zastosowania są następujące drogi poszukiwania rozwiązania optymalnego:

- uproszczenie założeń, przy których formułowane jest zadanie optymalizacyjne,
- zbudowanie czasochłonnego algorytmu iteracyjnego, poddającego analizie wszystkie możliwe rozwiązania dopuszczalne,
- zbudowanie algorytmu wybierającego z określonego ekspercko zbioru rozwiązań dopuszczalnych tego, które charakteryzuje się najmniejszą wartością funkcji kryterialnej.

Tablica 2

## Awary systemowe w USA

Data	Obszar	Czas wyłączenia	Moc wyłączona	Liczba mieszkańców pozbawiona zasilania
		h	GW	*10 <sup>6</sup>
9.11.1965	Północno-wschodni	13	>20	30
13.07.1977	Miasto Nowy Jork	26	>6	9
2.06.1996	Zachodni	Minuty do kilku godzin	12	5
10.08.1996	Zachodni	9	28	15
14.08.2003	Środkowy zachód i wschód	36	65	40

Zródło: Christensen Associates

Pierwsze z możliwych podejść do sformułowania i rozwiązania zadania optymalizacyjnego wymaga uproszczeń, które pogarszają jakość uzyskiwanego wyniku. Złożoność i skomplikowanie zadania optymalizacji rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej jest jednak tak duże, że wymagany stopień uproszczeń prowadziły do obarczenia

otrzymanego rozwiązania nieakceptowalnym błędem. Przy zastosowaniu drugiego z ww. podejść nieakceptowalna praktycznie byłaby czasochłonność obliczeń przy wykorzystaniu obecnie dostępnej techniki informatycznej. Przedstawione powody sprawiają, że do optymalizacji rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej możliwe jest zastosowanie wyłącznie trzeciego z powyższych podejść, nie gwarantującego wprawdzie uzyskania rozwiązania optymalnego, jednak zapewniającego uzyskanie rozwiązania w ogóle i o akceptowalnej praktycznie jakości.

### **1.3. Obecny stan metod z zakresu planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej**

Problemowi planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej poświęcono wiele prac naukowo-badawczych zarówno w kraju, jak i za granicą. Problem ten jest tak stary, jak stare jest istnienie systemów elektroenergetycznych (SEE). Jednak dopiero w ostatnich kilkunastu a szczególnie w ostatnich kilku latach problem ten nabrał innego znaczenia. Podstawową funkcją sieci przesyłowych stała się bowiem fizyczna realizacja transakcji handlowych zawartych na rynku energii elektrycznej. Celem planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej w warunkach rynku energii elektrycznej jest nie tylko zapewnienie technicznych warunków pracy SEE, ale także przystosowanie sieci dla potrzeb podmiotów do niej przyłączonych, mających prawo do korzystania z usług przesyłowych, czyli do dowolnego zakupu energii elektrycznej od wytwórców i przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną, w tym na różnego rodzaju giełdach energii elektrycznej (systemowej, lokalnych, internetowych).

Generalnie brak wystarczających zdolności przesyłowych w SEE powoduje, że system jest niezdolny do przesłania energii elektrycznej w ilości zapotrzebowanej przez odbiorców oraz nie zapewnia pracy najtańszymi jednostkami wytwórczym. W rezultacie odbiorcy ponoszą straty gospodarcze w wyniku niedostarczenia im energii elektrycznej oraz są zmuszeni do zakupu energii elektrycznej drożej, niż to wynikałoby z zakupu na zasadach w pełni rynkowych (nie ograniczonych formalnie i technicznie – wolny rynek, rynek idealny).

Niedostarczenie energii elektrycznej do odbiorców wynika z braku technicznych możliwości przesyłu energii elektrycznej o wymaganych parametrach (najczęściej chodzi o to, aby napięcia mieściły się w dopuszczalnym zakresie, częstotliwość jest bowiem parametrem systemowym). W rzeczywistych układach sieciowych (w odróżnieniu od badania tzw. opcji zerowej w procesie planowania rozwoju, o której będzie mowa w dalszej części rozprawy) brak takich możliwości występuje w stanach awaryjnych systemu elektroenergetycznego lub stanach remontowych, w których o braku zasilania odbiorcy są powiadamiani z wyprzedzeniem czasowym. Badanie możliwości technicznych pracy SEE w warunkach normalnych i awaryjnych wymaga przeprowadzenia analiz z zakresu:

- rozplływów mocy (przepływy mocy, napięcia węzłowe),

- rozptyłów prądów zwarciovych,
- stabilności lokalnej i globalnej systemu elektroenergetycznego,
- nieciągłości zasilania.

Metody analizy technicznej systemu elektroenergetycznego są na świecie bardzo dobrze rozwinięte. Przykładami programów komputerowych, wykorzystywanych do tego zakresu analiz, są:

- analizy rozptyłowe: ROZPŁYW w pakiecie ROZWÓJ [36], PLANS [235], PSLF [224], TPLAN [219,221], PSS/E [164], MUST [160], PSAPAC [189],
- analizy zwarciove: PLANS, PSLF, PSS/E,
- analizy stabilności lokalnej: PSAPAC, PSLF,
- analizy stabilności globalnej: PSS/E, PSAPAC,
- analizy nieciągłości zasilania: NIEZ [8,11,36], TRELSS [6,222], TPLAN.

Do rozwiązywania zadania rozptywu mocy w sieci przesyłowej (wielooczkowej zamkniętej) stosuje się najczęściej takie metody, jak: Newtona-Raphsona, Gaussa-Seidla lub rozłączną Stotta [218,235]. Istnieje wiele prac przedstawiających wyniki analiz rozptyłowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) i oceniających zdolność sieci przesyłowej do realizacji obecnych i przyszłych zadań wynikających zarówno z krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, jak i wymiany międzysystemowej (import, eksport i tranzyt energii elektrycznej), z których jako przykłady można wymienić następujące prace: [38,128,133,162,163,182,187,191,226].

Analizy zwarciove w systemie elektroenergetycznym muszą być wykonywane przy każdej zmianie jego konfiguracji, a szczególnie przy dołączaniu do sieci nowych jednostek wytwórczych. Wykonywanie tych analiz jest zatem nieodłączną częścią planowania zarówno ruchowych, jak i przewidywanych w okresach średnio- i długoterminowych układów pracy sieci. W pracy [123] opisano zjawiska fizyczne zachodzące w systemach elektroenergetycznych w czasie zwarć. Przedstawiono metody ich analiz dokładnych przy wykorzystaniu obliczeń komputerowych, jak również analiz uproszczonych, opartych na prostych obliczeniach rachunkowych. Duży nacisk położono na interpretację fizyczną, a także na właściwe modelowanie matematyczne elementów systemu, niezbędne do wykonywania analiz dokładnych i uproszczonych. Podano wiele przykładów obliczeniowych związanych z praktycznymi problemami dotyczącymi doboru aparatury łączeniowej oraz nastawień zabezpieczeń elektroenergetycznych. Przedstawiono algorytmy i metody numeryczne stosowane w programach komputerowych oraz przykłady programów komputerowych używanych do wykonywania obliczeń zwarciovych. Podano także metody ograniczania prądów zwarciovych oraz omówiono metody i urządzenia do ich pomiaru i rejestracji. Przykładami analiz zwarciovych mogą być [124,133]. Wśród ważnych prac naukowo-badawczych dotyczących oceny dopuszczalności przekroczeń prądów wyłączalnych wyłączników można wymienić: [32,104,172,184,185,186]. W pracach tych koncentrowano

się na oszacowaniu ryzyka pracy wyłączników z przekroczeniami prądów wyłączalnych i na określeniu współczynników bezpieczeństwa ekonomicznego dla takich wyłączników. Metody oraz algorytmy umożliwiające identyfikację przekroczeń prądów wyłączalnych wyłączników podczas zwarć w sieciach wielooczkowych zamkniętych oraz likwidację tych przekroczeń poprzez zmianę konfiguracji sieci przedstawiono w pracach [74,75]. W algorytmach tych oblicza się wielkości zwarciove oraz stosuje metody heurystyczne, które umożliwiają uzyskanie konfiguracji sieci bez przekroczeń wytrzymałości zwarciowych urządzeń.

Sieć 110 kV pracuje w KSE w układzie wielooczkowym zamkniętym, równolegle do sieci NN. Jednak z powodu dużych mocy zwarciowych w tej sieci (ok. 40% mocy wytwórczych jest przyłączone do sieci 110 kV) dokonuje się jej podziału na sekcje połączone tzw. liniami słabymi, czyli takimi, które umożliwiają przesył energii w stanach awaryjnych, polegających na wyłączeniu elementów sieci 110 kV, jednak nie wprowadzają dużych mocy zwarciowych. Zagadnieniu temu są poświęcone prace [134,156,157,234].

Metodyka oceny nieciągłości zasilania jest reprezentowana w literaturze bardzo szeroko [3,28,29,85,86,88,170,176,190,199,208]. Prace te skupiają się głównie na sposobach definiowania wskaźników nieciągłości zasilania z węzłów sieci wielooczkowej zamkniętej oraz metodyce ich określania. W literaturze generalnie prezentowane jest podejście probabilistyczne do wyznaczania wskaźników nieciągłości zasilania, przy czym jest ono realizowane albo za pomocą metod analitycznych ([9,11,12,13,14,15,45,99,173,174,175,207]) albo symulacyjnych ([6,177,202,203]). Metody analityczne umożliwiają opracowanie szybkich algorytmów obliczeń wskaźników, jednak najczęściej ograniczają się jedynie do nieciągłości strukturalnej. Nieciągłość wynikająca z ograniczonej zdolności przesyłowej elementów sieciowych albo nie jest uwzględniana w ogóle, albo w sposób uproszczony. Metody symulacyjne osiągnęły nową jakość dopiero po opanowaniu rozwiązywania zadania optymalnego rozptywu mocy (OPF – *Optimal Power Flow*) [2,30,79,87,90,97,151,223,232] w dużych SEE. Możliwe stało się bowiem wyznaczenie nieciągłości zasilania, wg kryterium ekonomicznego, wynikającej z ograniczeń przesyłowych w losowych stanach pracy SEE. Realizacja algorytmów symulacyjnych najczęściej jest oparta na metodzie *Monte Carlo*, uwzględnia nieciągłość wynikającą z niedostatecznej zdolności przesyłowej, jednak wymaga dość długiego czasu obliczeń, wynikającego z konieczności przeprowadzenia tysięcy symulacji rozptywowych w stanach pracy systemu elektroenergetycznego z wyłączeniami jego elementów oraz za każdym razem rozwiązywania zadania OPF. W tym zakresie ciekawe są prace umożliwiające dokonanie oceny wyników uzyskiwanych obiema metodami [1,9,45,171,175]. W zakresie zagadnień dotyczących nieciągłości zasilania podejmowane są także prace oceniające koszt niedostarczonej energii [6,36,199]. Obecnie coraz częściej w ocenę kosztu nieciągłości zasilania angażują się nie dostawcy energii elektrycznej, ale jej odbiorcy. W zagadnieniach planowania rozwoju sieci przesyłowej przyjmuje się koszt nieciągłości zasilania na poziomie skutków dla gospodarki narodowej wywołanych



przerwami w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej, w tym przede wszystkim odbiorców przemysłowych [36,37,47].

Problematyka stabilności lokalnej i globalnej jest dobrze rozpoznana, a metody jej analizy są szczegółowo przedstawione w [139,144]. W rozdziale 4.4.5 niniejszej rozprawy omówiono krótko tę problematykę i przedstawiono wymagania w zakresie stabilności lokalnej i globalnej, sformułowane w [113], dotrzymanie których jest niezbędne dla zachowania stabilnej pracy SEE.

W celu badania bilansu energii elektrycznej i zdolności przesyłowej sieci w połączonym systemie wschodniej Australii (*National Electricity Market* – NEM) stosuje się programy: planowania generacji GENSYM i planowania układów sieciowych TREP [169], oparte na symulacjach *Monte Carlo*. Programy symulują kolejno, godzina po godzinie, pracę generatorów i połączeń przesyłowych w systemie składającym się z wielu regionów. Symulacje są przeprowadzane w stanach normalnych i przy wyłączeniach elementów SEE. Analizy niezawodności pracy systemu przesyłowego opierają się na probabilistycznym planowaniu mocy wytwórczych przy zadanej niezawodności. Jako kryterium niezawodności stosowany jest LOLP (*Loss Of Load Probability* – prawdopodobieństwo niepokrycia obciążenia) [152,96]. Probabilistyczne modelowanie rynku w programie GENSYM oraz symulacja przesyłu za pomocą TREP dostarczają informacji o technicznych warunkach pracy SEE; analizy ekonomiczne są poza zakresem tego modelu.

SIVAELNET jest programem komputerowym, używanym głównie w Danii, służącym do planowania rozwoju systemu wytwórczego i przesyłowego (uwzględniając połączenia międzysystemowe) [120]. Program dla każdej godziny roku określa optymalny rozdział obciążeń mocy elektrycznej i ciepła na jednostki wytwórcze z uwzględnieniem optymalnego czasu ich uruchomień i zatrzymań, jak również z uwzględnieniem zdolności przesyłowych i strat energii elektrycznej w sieci. Wykorzystanie zdolności przesyłowych sieci jest kontrolowane przez program w całym procesie iteracyjnym planowania rozwoju oraz likwidowane w przypadkach wystąpienia przekroczeń tych zdolności. Program eliminuje przekroczenia zdolności przesyłowych korzystając z następującej procedury:

- modelowany system jest dzielony na obszary tzw. cenowe,
- obliczane są przepływy mocy pomiędzy obszarami cenowymi,
- następuje regulacja rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze i wynikająca z niej zmiana ceny krańcowej w każdym obszarze cenowym, w celu zmiany salda wymiany, likwidującej przekroczenie zdolności przesyłowej.

SIVAELNET nie wykonuje analiz w stanach awaryjnej pracy sieci (analiz  $n-1$ , czy  $n-k$ ). Bezpieczeństwo pracy sieci jest uwzględniane w programie wyłącznie poprzez zmniejszanie dopuszczalnego obciążenia pojedynczych elementów sieci. Program SIVAELNET, podobnie jak programy GENSYM i TREP, dostarcza informacji o technicznych warunkach pracy systemu elektroenergetycznego, jednak nie obejmuje analiz optymalizacyjnych, umożliwiających określenie strategii rozwoju sieci (zakres rzeczowy inwestycji

i modernizacji oraz harmonogram wprowadzenia nowych obiektów i po modernizacji do układu sieciowego), spełniającej postawione kryteria techniczne i ekonomiczne.

EMPS (*EFI's Multi-area Power Scheduling Model*) jest programem komputerowym, używanym głównie w Skandynawii [120]. Celem programu jest wyznaczenie najlepszego możliwego sposobu wykorzystania zasobów energetycznych, w tym energetyki wodnej, uwzględniając uwarunkowania hydrologiczne (np. opady atmosferyczne). Obliczenia bazują na stochastycznym programowaniu dynamicznym, gdzie zmienną stochastyczną jest hydrologiczny cykl czasowy przepływu wody do zbiorników. Symulacjom podlega działanie SEE dla każdego roku w hydrologicznym cyklu czasowym (30 do 60 lat). Produkcja energetyki wodnej oraz ciepłej wyznaczana jest na podstawie procesów rynkowych z uwzględnieniem wodnych zasobów energetycznych w każdym z zagregowanych podsystemów. Elektrownie ciepłe są opisywane za pomocą kosztów zmiennych produkcji i zdolności produkcyjnych. EMPS jest modelem z chronologicznym krokiem czasowym jednego tygodnia. Wszelkie zmiany parametrów zachodzące w ciągu tygodnia są reprezentowane przez krzywą czasową obejmującą do czterech kroków, np. okres, w którym występuje zapotrzebowanie szczytowe, poza szczytem, noc i weekend.

MAPS (*Multi Area Security Analysis of Large-Scale Electrical Power Systems*) używany jest również głównie w Skandynawii do wyznaczenia ryzyka niedostarczenia energii [120]. Wykorzystuje metodę symulacyjną *Monte Carlo* do określania stanów pracy systemu elektroenergetycznego. Ograniczenia przesyłowe są najpierw likwidowane poprzez zmianę rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze, a po wyczerpaniu tych możliwości następuje ograniczenie energii dostarczanej odbiorcom.

Długoterminowe planowanie rozwoju SEE w firmie Electricité de France (EdF) prowadzi dział badań Research and Development Division (EdF R&D), wykorzystując do tego celu już od 30 lat metody probabilistyczne [22,91,107,149,153,178]. Narzędzia stosowane przez EdF pozwalają na planowanie rozwoju zarówno w obszarze wytwarzania, jak i przesyłu energii elektrycznej. Podstawowym elementem stosowanych narzędzi jest podejście wykorzystujące metodę *Monte Carlo*, które prowadzi do generacji w sposób losowy bardzo dużego zbioru potencjalnych zdarzeń w systemie elektroenergetycznym. Zastosowanie metody *Monte Carlo* pozwala na uwzględnienie w procesie planistycznym ryzyka wywołanego np.: niedyspozycyjnością urządzeń sieciowych, błędami prognozy zapotrzebowania na moc i wynikającymi z tej prognozy obliczeniami rozprężkowymi, potencjalnymi problemami rozruchu jednostek wytwórczych oraz wieloma innymi zmiennymi zakłócającymi poprawną pracę SEE, które mogą być opisane tylko w sposób probabilistyczny. Takie podejście umożliwi odzwierciedlenie niepewności warunków pracy SEE w okresie analizy.

Electricité de France prowadzi analizy rozwoju SEE w ujęciu sekwencyjnym i niesekwencyjnym. W analizach niesekwencyjnych warunki pracy SEE w poszczególnych odcinkach czasu są rozpatrywane niezależnie, nie istnieje w nich możliwość modelowania korelacji czasowych oraz następstwa zdarzeń. Natomiast w analizach sekwencyjnych

(szeregowych) poszczególne podokresy są traktowane chronologicznie, a zdarzenia w nich występujące są ze sobą skorelowane. Do analiz w ujęciu niesekwencyjnym stosowane są programy: METRIS, ASSESS/Tropic i ASSESS/Eurostag, natomiast do analiz w ujęciu sekwencyjnym wykorzystywany jest program OPERA.

Program METRIS pozwala na wyznaczenie efektów ekonomicznych zwiększenia zdolności przesyłowej sieci. Efekty te wynikają z możliwości dopuszczenia do generacji tańszych jednostek wytwórczych oraz ze zmniejszenia kosztów niedostarczonej energii. Funkcją kryterialną w procesie optymalizacji pracy SEE jest minimum sumy następujących kosztów: koszt zmienny produkcji energii elektrycznej w elektrowniach konwencjonalnych, koszt zmienny ponadplanowej produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wodnych, koszt energii niedostarczonej, koszt niedotrzymania zawartych kontraktów na zakup energii elektrycznej. Wielkościami losowymi w modelu METRIS są: dyspozycyjność jednostek wytwórczych i elementów układu sieciowego, zapotrzebowanie na moc w węzłach sieciowych oraz produkcja energii w elektrowniach wiatrowych (uzależniona od siły wiatru). Zmienne te przyjęto jako niezależne, chociaż pomiędzy niektórymi z nich mogą występować korelacje. Funkcją celu jest minimalizacja kosztów wytwarzania energii elektrycznej, kosztów niedostarczonej energii i kosztów braku realizacji kontraktów na zakup energii elektrycznej. W ramach procesu optymalizacyjnego obliczane są rozpyły mocy dotyczące stanów normalnych oraz stanów z wyłączeniami elementów systemu: n-1 oraz n-2. W celu koniecznego przyspieszenia realizacji algorytmu optymalizacyjnego rozpyły mocy są wyznaczane za pomocą metody stałoprądowej. Według opinii EdF rozpyły stałoprądowe można uznać za wystarczająco dokładne w badaniach długoterminowych.

Program ASSESS powstał we współpracy EdF R&D oraz National Grid Company Wielkiej Brytanii. W programie zostało wykorzystane z jednej strony wieloletnie doświadczenie EdF z zakresu wykorzystania metod symulacyjnych, a z drugiej strony doświadczenia brytyjskie związane z liberalizacją handlu energią elektryczną. Celem metodyki w programie ASSESS jest ocena dopuszczalności techniczno-ekonomicznej układów pracy SEE ze względu na jego bezpieczeństwo oraz wyznaczenie wartości parametrów, które najlepiej charakteryzują granicę między dopuszczalnym i niedopuszczalnym stanem pracy SEE. Tymi parametrami są: wartości mocy gałęziowych, przepływy międzysystemowe, moduły napięć, kąty pomiędzy wektorami napięć, koszty pracy SEE itd. W ocenie EdF uzyskanie wystarczającej dokładności estymowanych parametrów wymaga wykonania kilku tysięcy symulacji: zwykle od 5 do 15 tysięcy. Do zamodelowania zmiennych program ASSESS umożliwia wykorzystanie standardowych rozkładów prawdopodobieństwa w postaci dyskretnej i ciągłej. Dla każdej niezależnej zmiennej możliwe jest przyjęcie rozkładu: normalnego, wykładniczego lub równomiernego. Dla zmiennych związanych funkcjami liniowymi lub warunkowymi stosowane są bardziej złożone rozkłady. Przykładem takiej zmiennej może być model niepewności pracy jednostki wytwórczej, obejmujący moc czynną, koszt produkcji i inne



dane generatora, które są ze sobą związane i dlatego nie mogą podlegać losowaniu niezależnemu.

Do optymalizacji obciążenia na jednostki wytwórcze w warunkach rynkowych stosuje się metodę SC-OPF (*Security Constrained Optimal Power Flow*), uwzględniającą najbardziej prawdopodobne i groźne dla prawidłowej pracy wyłączenia elementów systemu elektroenergetycznego. W zakresie optymalizacji gospodarki energią bierną program ASSESS minimalizuje koszty strat energii czynnej wraz z kwadratową funkcją kosztową kary za odchylenie mocy biernej, napięć oraz przełączników zacze- pów od wartości znamionowych.

W ramach programu ASSESS funkcjonują dwa narzędzia: ASTRE oraz EUROSTAG [94]. ASTRE jest symulatorem stanów ustalonych SEE, jego zadaniem jest wyznaczenie marginesów bezpiecznej pracy systemu w stanach ustalonych. Jako margines bezpiecznej pracy systemu rozumiany jest poziom, do którego modelowany system może być obciążany bez przekroczenia wartości progowych przesyłu mocy, napięć i limitów przełączeń zacze- pów transformatorów. Natomiast EUROSTAG jest narzędziem pozwalającym na analizę stabilności lokalnej i globalnej pracy SEE.

Program OPERA umożliwia wykonanie analiz techniczno-ekonomicznych w ujęciu sekwencyjnym. Analizy prowadzone są w przedziałach rocznych, w których symuluje się wyłączenia elementów systemu elektroenergetycznego. W symulacjach uwzględniane są sekwencyjne uwarunkowania gospodarki wodnej i ograniczenia emisji zanieczyszczeń z elektrowni ciepłych. Scenariusze dopływów wody do poszczególnych zbiorników są generowane przy wykorzystaniu łańcuchów Markowa, natomiast scenariusze opisujące planowe i awaryjne wyłączenia linii oraz generatorów uzyskiwane są w oparciu o techniki symulacji *Monte Carlo*. Program OPERA umożliwia obliczenie wartości oczekiwanej i odchylenia standardowego rocznych kosztów produkcji energii elektrycznej i niedostarczonej energii. Rozdział obciążenia na jednostki wytwórcze może być dokonywany w programie OPERA zarówno bez uwzględnienia ograniczeń przesyłowych, jak i z ich uwzględnieniem. Porównanie wyników obu rozdziałów obciążeń umożliwia ocenę skutków ograniczeń przesyłowych.

Szybko przebiegająca liberalizacja rynku energii elektrycznej w Niemczech spowodowała rozwój metod uwzględniania niepewności w planowaniu rozwoju SEE [4,33,205,217]. Mając na uwadze złożoność sieci elektroenergetycznej, proces planowania w Niemczech dzielony jest na planowanie długoterminowe i planowanie dodatkowe, tzw. planowanie poszerzone [205]. W ramach planowania długoterminowego, wykonywanego na podstawie minimum kosztowego, planowane układy sieciowe określane są bez uwzględnienia istniejących połączeń sieciowych (wyznaczana jest sieć modelowa, przy założeniu braku sieci istniejącej). Uzyskane rozwiązania modelowe, dające minimalno-kosztowe układy sieciowe, są podstawą dalszego – poszerzonego planowania, w którym precyzowane są rzeczywiste rozwiązania strukturalne. Stosowane dotychczas zasady planowania rozwoju sieci

w Niemczech zakładały tzw. najgorszy przypadek, tzn. najgorsze warunki pracy sieci. Rozwiązanie to często prowadziło do „przewymiarowania” sieci w stosunku do realnie występujących potrzeb. Liberalizacja rynku energii spowodowała nacisk ze strony podmiotów w nim uczestniczących na przygotowanie sieci zdolnej do realizacji transakcji zawieranych na rynku energii elektrycznej. W takich warunkach „przewymiarowanie” sieci i nietrafione inwestycje nie mogły już być finansowane przez podmioty przyłączone do sieci. Operatorzy systemów elektroenergetycznych zaczęli poszukiwać różnych strategii rozwojowych, uwzględniających niepewności w planowaniu rozwoju sieci. Naukowcy z Uniwersytetu w Aachen zaproponowali podejście scenariuszowe uwzględnienia niepewności [33,205], polegające na przyjęciu różnych warunków rozwoju i nadaniu im wartości prawdopodobieństwa. Należy podkreślić, że podejście scenariuszowe uwzględniania niepewności w planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego jest przyjmowane w ostatnich latach dość powszechnie [50,53,57,80,81,82,146,147,179].

Na szczególną uwagę w zakresie metod planowania rozwoju sieci przesyłowej w warunkach otwartego rynku energii elektrycznej zasługuje raport pt.: *Optymalna struktura sieci w otoczeniu otwartego rynku* [95]<sup>1</sup>, przyjęty przez Komitet Studiów „Techniki i analizy w systemie elektroenergetycznym” Międzynarodowej Rady Wielkich Sieci Elektrycznych (CIGRE SC 38 Symposium, Vancouver 9-13 lipca 2001). Prace zespołu autorskiego tego raportu, zainicjowane w roku 1998, skupiały się na procedurach planowania sieci przesyłowych w nowym otoczeniu zliberalizowanego rynku energii elektrycznej z uwzględnieniem zróżnicowanych (często przeciwstawnych) kryteriów, reprezentowanych przez podmioty aktywne w procesie rozwoju (traktowane jako udziałowcy – akcjonariusze). Podmioty te stanowią grupy interesów, oczekujących korzyści z eksploatacji i rozbudowy sieci. Raport ten jednoznacznie potwierdził scenariuszowe podejście do uwzględnienia niepewności w metodyce planistycznej oraz przyporządkował efekty ze zwiększenia zdolności przesyłowej uczestnikom rynku energii elektrycznej.

Kształtowanie konfiguracji sieci przesyłowej musi przebiegać z uwzględnieniem zasad prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego przez operatora systemu przesyłowego (OSP) i operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). Zagadnienia te są opisane w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej [113] i rozdzielczej [114], w których znajdują się szczegółowe informacje m.in. na temat: standardów jakościowych energii elektrycznej, wymagań w zakresie niezawodności zasilania oraz zasad planowania pracy jednostek wytwórczych i układów sieciowych.

Jednym z najbardziej istotnych efektów zwiększenia zdolności przesyłowej sieci jest zmniejszenie kosztów ograniczeń przesyłowych. Zmniejszenie tego kosztu jest ekonomicznym uzasadnieniem podjęcia inwestycji lub modernizacji w sieci. W celu

<sup>1</sup> Raport opracował zespół w składzie: Nils Flatabo (Norwegia) – przewodniczący TF 38-05-10, Hans Abildgaard (Dania), Walter Brandes (Niemcy), Leslie Bryans (Irlandia Płn.), Louis Fisher (Irlandia), Kees Hoeben (Holandia), Ola Kvennas (Norwegia) i Filippo Pirovano (Francja).

wyznaczenia kosztów ograniczeń przesyłowych dokonuje się optymalizacji rozptywu mocy za pomocą metody znanej pod nazwą OPF – *Optimal Power Flow* [16,61,129,135,138,-151,161,167,200,204,241] – zadanie OPF zostało bliżej scharakteryzowane w p. 4.3 niniejszej rozprawy. Istnieje wiele narzędzi informatycznych realizujących funkcję OPF, wśród których można wymienić: MCTN [76,77,78,148], MATPOWER [150,238], CYMOPF [105], SCOPE [109], UC-GRS-OPF [223]. Moduł OPF jest także zawarty w innych programach wykorzystywanych w planowaniu rozwoju sieci, np.: SIVAELNET, METRIS, ASSES. Funkcją celu w zadaniu OPF jest całkowity zmienny koszt wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej w SEE. Rozwiązanie jest poszukiwane z uwzględnieniem ograniczeń technicznych związanych z:

- bilansem i wymaganym poziomem rezerw mocy,
- pewnością zasilania odbiorców,
- charakterystycznymi właściwościami jednostek wytwórczych,
- obciążalnością elementów systemu,
- poziomami napięć,
- warunkami zwarciovymi,
- stabilnością lokalną i globalną systemu elektroenergetycznego.

Najczęściej w praktyce stosowane są uproszczenia polegające na pominięciu niektórych ww. ograniczeń lub ich aproksymacji. Pierwszy raz zadanie OPF zostało sformułowane w latach 60. w postaci zadania programowania nieliniowego z nieliniowymi ograniczeniami równościowymi i nierównościowymi. Historycznie pierwszą metodą pozwalającą na wyznaczenie optymalnego rozptywu mocy w rzeczywistym SEE była metoda gradientowa zaproponowana przez Dommela i Tinneya. W późniejszym czasie opracowano kolejne metody wykorzystujące inne techniki optymalizacji, m.in.: programowanie kwadratowe, liniowe, metodę Newtona i funkcję kary [158,209].

Metody planowania rozwoju sieci przesyłowej stosowane w USA nie różnią się istotnie od stosowanych w innych krajach z rozwiniętym rynkiem energii elektrycznej. Stosowane narzędzia obejmują najczęściej: TPLAN, PSS/E, MUST, TRELSS, MCTN, PSAPAC, GTMax (*Generation and Transmission Maximization*) [106]. Wspólną cechą tego planowania jest ocena techniczno-ekonomiczna pracy systemu elektroenergetycznego w wybranych przedziałach czasowych (najczęściej 1 godzina), w których przyjmuje się niezmiennosc warunków pracy. Wymienione narzędzia są wykorzystywane do identyfikacji ograniczeń przesyłowych, po czym następuje ekspercka propozycja zwiększenia zdolności przesyłowej, która jest poddawana ocenie efektywności ekonomicznej. Cechą tego podejścia jest brak optymalizacji strategii rozwoju sieci a jedynie wykazanie, najczęściej w warunkach statycznych (przy zdeterminowanej pozostałej części SEE), że proponowane zwiększenie zdolności przesyłowej jest ekonomicznie uzasadnione. Autor niniejszej rozprawy nie znalazł także w literaturze propozycji uwzględnienia ryzyka w optymalizacji strategii rozwoju sieci.



Uwzględnienie ryzyka w stosowanych na świecie metodach planowania rozwoju sieci sprowadza się do oceny niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego w wybranych przedziałach czasowych oraz oceny wrażliwości wskaźników efektywności ekonomicznej na zmianę wartości wielkości ekonomicznych (stopa dyskonta, koszty jednostkowe itp.). Brak jest natomiast powiązania tych dwóch czynników w procesie optymalizacji strategii rozwoju sieci.

Na szczególną uwagę przy omawianiu metod i narzędzi informatycznych w zakresie planowania rozwoju sieci przesyłowej zasługuje program komputerowy ROZWÓJ [36,45,46,47,48,49,132], opracowany i rozwijany w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej (IEiSU) w latach 1990-1996<sup>2</sup>. Program ten został wdrożony w PSE SA, a za jego pomocą wykonano wiele praktycznych analiz rozwoju sieci przesyłowej w Polsce, przykładem których są [35,37]. Funkcja kryterialna zastosowana w programie ROZWÓJ jest postaci (2), jednak jej składnik  $K_{op}(t)$  obejmuje jedynie koszty produkcji energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych, nie jest określany wg kosztów krańcowych energii elektrycznej, a zatem nie uwzględnia uwarunkowań rynkowych. Przy wyznaczaniu tego składnika zastosowano zadanie OPF, którego junkcją kryterialną było minimum kosztów produkcji energii elektrycznej przy dotrzymaniu dopuszczalnych przepływów mocy w gałęziach sieci, jednak z powodu braku dostępnych w tym czasie odpowiednich algorytmów optymalizacyjnych rozwiązanie tego zadania było uzyskiwane przy przyjęciu założeń upraszczających, co powodowało, że było ono obarczone stosunkowo dużym błędem, a często nawet było niestabilne. Program komputerowy ROZWÓJ prezentuje podejście dynamiczne do optymalizacji SRMSP, co stanowi o jego wartości nie tylko w czasach, kiedy był opracowany, ale także i obecnie. Umożliwia analizę techniczną pracy sieci przesyłowej w przewidywanych przyszłych warunkach (okres analizy obejmował zwykle 15 do 20 lat), w zakresie: rozptyłów mocy, prądów zwarciovych (jako moduły w programie komputerowym ROZWÓJ wykorzystano programy rozptyłowe i zwarciove wykorzystywane w Krajowej Dyspozycji Mocy) i nieciągłości zasilania (zastosowano program NIEZ).

Dotychczasowe analizy rozwoju krajowej sieci przesyłowej były opracowywane dla jednej najbardziej prawdopodobnej prognozy zapotrzebowania na moc dla warunków szczytu zimowego oraz doliny letniej. Warunki rynkowe funkcjonowania przedsiębiorstw powodują wystąpienie nieokreśloności zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. Nieokreśloność ta wynika między innymi z prowadzonej restrukturyzacji poszczególnych gałęzi gospodarki (w szczególności dotyczy to górnictwa i hutnictwa), potencjalnego rozwoju rozproszonego wytwarzania [38,41], programów zarządzania popytem, bodźców ekonomicznych wynikających z obowiązujących cen energii elektrycznej, a także nieokreśloności związanej

<sup>2</sup> Koncepcję metodyczną i funkcjonalną programu komputerowego ROZWÓJ opracował autor niniejszej rozprawy, natomiast w jego realizacji oprócz pracowników IEiSU Politechniki Śląskiej brali udział specjaliści i eksperci z wielu instytucji naukowo-badawczych w Polsce, takich jak: Instytut Energetyki, Politechnika Warszawska i Politechnika Lubelska.

z powstaniem nowych centrów zapotrzebowania (zakłady przemysłowe, centra handlowo-usługowe). Doświadczenia zagraniczne [18,33,103,120,121,149,168,205,230] wskazują, że powszechnie stosowanym sposobem uwzględnienia nieokreśloności – w tym w zakresie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną – w procesie planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej wielooczkowej zamkniętej jest przeanalizowanie wielu różnych i potencjalnie możliwych scenariuszy zapotrzebowania, uwzględniając czynniki probabilistyczne.

Jednym z ważniejszych zagadnień w prognozowaniu zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym jest wyznaczanie krzywych godzinowych w węzłach odbiorczych [68]. Prace w zakresie estymacji obciążeń prowadził Instytut Energetyki [23]. Ogólnie można stwierdzić, iż estymacji obciążeń dokonuje się na podstawie rocznej energii pobranej przez odbiorców, których dzieli się na klasy, charakteryzujące się odpowiednio zróżnicowanymi przebiegami obciążeń.

W planowaniu rozwoju podsektora wytwórczego najczęściej stosowane są techniki optymalizacyjne wykorzystujące metody programowania dynamicznego. Szerokie zastosowanie w tym zakresie znalazł stosowany w kraju model IPM (*Integrated Planning Model*), dla którego ewentualną alternatywą jest model PLEXOS [108,110,225]. W modelach tych funkcją kryterialną jest minimum kosztów stałych i zmiennych produkcji energii elektrycznej dla zadanej perspektywy czasowej. Efekty wynikające z oszczędności energii elektrycznej uzyskiwanych z programów DSM (*Demand Side Management*) stosowanych po stronie popytowej (odbiorczej) są w tym planowaniu traktowane na równi z przyrostem mocy po stronie podażowej (wytwórczej). Cechą tych modeli jest brak szczegółowego uwzględnienia sieci, a ograniczenia przesyłowe pomiędzy zadanymi obszarami są zadawane arbitralnie. Dotychczas, począwszy od 1992 r., zintegrowane programy rozwoju wykonywane były w PSE SA, a ich wyniki zostały zawarte w opracowaniach [128,191,214,239,]. Wyniki ostatniego zintegrowanego programu rozwoju zawierają strukturę wytwarzania energii elektrycznej oraz program rozwoju sieci przesyłowej. Powyższą strukturę wytwarzania oraz program rozwoju sieci przesyłowej wyznaczono przyjmując, jako podstawowe dane wejściowe: wielkość istniejącego potencjału wytwórczego, wielkość wymiany międzysystemowej, prognozę zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, przewidywania odnośnie do nowych technologii wytwarzania oraz uwzględniając programy DSM i ograniczenia wynikające z wymagań ochrony środowiska. Należy przy tym zaznaczyć, że prognozę zapotrzebowania przyjęto jako zdeterminowaną, w postaci zapotrzebowania globalnego na moc i energię elektryczną, a także zapotrzebowania obszarowego (podejście punktowe i obszarowe), określając zapotrzebowanie na moc w szczycie obciążenia KSE. W postaci zdeterminowanej przyjęto również wymianę energii elektrycznej z zagranicą, przy opcjonalnym uwzględnieniu mostu prądu stałego pomiędzy Rosją i Niemcami, a także przewidywane technologie wytwarzania energii elektrycznej.

W tabelicy 3 przedstawiono główne cechy omówionych w niniejszym rozdziale metod i narzędzi informatycznych stosowanych w planowaniu rozwoju SEE. Z tabelicy tej widać, że na świecie nie jest dostępne (autorowi niniejszej rozprawy nie jest znane) narzędzie planowania rozwoju sieci przesyłowej, realizujące kompleksowo wszystkie istotne elementy tego procesu w warunkach rynkowych i przy uwzględnieniu ryzyka. Opracowana w ramach niniejszej rozprawy metodyka jest zatem rozwiązaniem oryginalnym, nie mającym wzorów w dostępnej literaturze.

Tabela 3

Cechy modeli zastosowanych w istniejących narzędziach informatycznych, wspomagających planowanie rozwoju sieci przesyłowej

Model	Rodzaj analiz	Sposób wykorzystania	Warunki rynkowe	Ocena ryzyka	SRMSP
PLANS	Rozpływy mocy, zwarcia	AT	N	N	N
SHORTS	Zwarcia	AT	N	N	N
PSLF	Rozpływy mocy, zwarcia, stabilność	AT	N	N	N
TPLAN	Rozpływy mocy	AT	N	N	N
PSS/E	Rozpływy mocy, zwarcia, stabilność	AT	N	N	N
MUST	Rozpływy mocy	AT	N	N	N
PSAPAC	Rozpływy mocy, stabilność	AT	N	N	N
NIEZ	Nieciągłość zasilania	AT	N	N	N
TRELSS	Nieciągłość zasilania	AT	N	N	N
GENSYM	Krótkoterminowe planowanie generacji	AT	MP	AP	N
TREP	Krótkoterminowe planowanie układów sieciowych	AT	MP	AP	N
SIVAELNET	Planowanie rozwoju wytwarzania i sieci przesyłowej	TE	T	N	N
EMPS	Optymalizacja wykorzystania zasobów energetycznych, w tym energetyki wodnej	AT-E	MP	AP	N
MAPS	Nieciągłość zasilania	AT	MP	AP	N
METRIS	Planowanie rozwoju sieci przesyłowej	AT-E	MP	AP	MS
ASSESS	Ocena bezpieczeństwa pracy	AT-E	MP	AP	N
OPERA	Ocena bezpieczeństwa pracy	AT-E	MP	AP	N
ASTRE	Symulator stanów ustalonych	AT	MP	AP	N
UEROSTAG	Stabilność	AT	N	N	N
MCTN	Optymalizacja rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze	AT-E	T	N	N

cd. tablicy 3

MATPOWER	Optymalizacja rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze	AT-E	T	N	N
CYMOPF	Optymalizacja rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze	AT-E	T	N	N
SCOPE	Optymalizacja rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze	AT-E	T	N	N
GTMax	Ocena bezpieczeństwa pracy	AT-E	AP	N	N
IPM	Planowanie rozwoju podsektora wytwórczego	AT-E	N	N	N
PLEXOS	Planowanie rozwoju podsektora wytwórczego	AT-E	N	N	N
ROZWÓJ	Planowanie rozwoju sieci przesyłowej	AT-E	N	N	T

Uwaga: W tablicy przyjęto oznaczenia:

T – tak, N – nie, AT – analiza techniczna, AT-E – analiza techniczno-ekonomiczna, MP – modelowanie probabilistyczne, AP – analiza probabilistyczna, MS – modelowanie statyczne



## **2. UZASADNIENIE WYBORU ZADANIA OPTIMALIZACJI STRATEGII ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ W WARUNKACH RYNKOWYCH Z UWZGLĘDNIENIEM RYZYKA**

Podstawowym zadaniem planistycznym, którego rozwiązania rzutują na pozostałe działania planistyczne: planowanie ruchu i planowanie eksploatacji, jest planowanie rozwoju sieci elektroenergetycznej. Proces ten odbywa się obecnie w zdecentralizowanej strukturze organizacyjnej KSE, jednak odpowiedzialność za zachowanie obecnego i przyszłego technicznego bezpieczeństwa energetycznego spoczywa na jednym podmiocie, którym jest OSP. Zadaniem tego procesu jest określenie struktury systemu elektroenergetycznego w okresie planistycznym, zapewniającej użytkownikom (wytwórcom i odbiorcom energii elektrycznej) możliwie najmniejsze koszty dostępu do sieci i korzystania z usług przesyłowych przy spełnieniu wymagań jakościowych i technicznych warunków prawidłowej pracy SEE. Jest to jednocześnie najbardziej złożony proces planistyczny realizowany w KSE. Oprócz uwzględnienia złożoności samego KSE i jego powiązań z innymi SEE konieczne jest rozpatrywanie jego rozwoju w uwarunkowaniach dynamicznych.

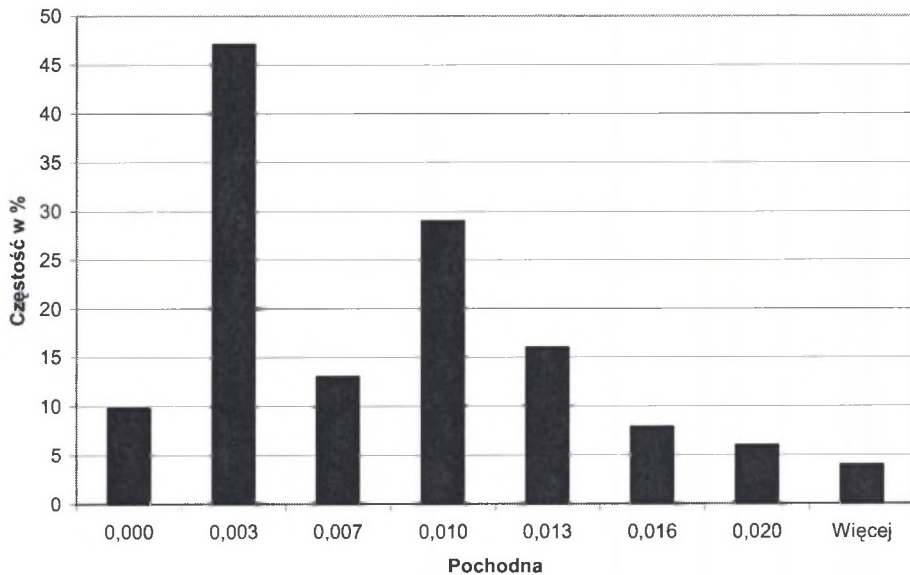
Planowanie rozwoju KSE można podzielić na następujące, silnie ze sobą powiązane części: planowanie rozwoju wytwarzania energii elektrycznej i planowanie rozwoju sieci elektroenergetycznej. W zakresie planowania rozwoju sieci na szczególne wyróżnienie zasługuje planowanie rozwoju sieci funkcjonalnie przesyłowej, którą jest w warunkach polskich zamknięta sieć: 750, 400, 220 i 110 kV. Główną cechą sieci funkcjonalnie przesyłowej jest zależność przepływów energii od programów pracy źródeł wytwórczych [100]. W przeciwieństwie do sieci funkcjonalnie przesyłowej sieć funkcjonalnie dystrybucyjna cechuje się kształtowaniem przepływów energii przez urządzenia i instalacje odbiorców energii elektrycznej. Sieć funkcjonalnie przesyłowa wpływa zatem na techniczne możliwości realizacji zawartych transakcji na rynku energii elektrycznej. Od tej sieci zależy koszt ograniczeń przesyłowych, który wynika z konieczności podjęcia produkcji energii elektrycznej przez droższe jednostki wytwórcze, aby zmniejszyć niedopuszczalne technicznie przepływy energii przez sieć (większe od obciążalności długotrwałej), pochodzące od źródeł tańszych.

Kwalifikacja sieci NN, nazywanej siecią przesyłową, do sieci funkcjonalnie przesyłowej nie budzi wątpliwości. Inaczej jest z siecią 110 kV. Sieć ta niewątpliwie pełni funkcje dystrybucyjne i te są akcentowane przez OSD. Powszechnie jednak nie jest uświadamiana jej funkcja przesyłowa, rozumiana jak wyżej. Zależność przepływów energii w tej sieci od rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze jest niewątpliwa i stąd obciążalności jej elementów oraz wymagania napięciowe w jej węzłach są ograniczeniami w zadaniu OPF. Na rysunku 1 przedstawiono histogram pochodnych przepływów mocy w liniach 110 kV względem mocy wytwarzanych w źródłach przyłączonych do sieci NN, określony w układzie normalnym na szczyt jesienno-zimowy 2004/2005. Pochodne obliczono wg wzoru:

$$\frac{\partial P_l}{\partial P_w} \approx \frac{P_l^{(P_w + \Delta P_w)} - P_l^{(P_w - \Delta P_w)}}{2\Delta P_w}, \quad (1)$$

gdzie:

$P_l^{(P_w + \Delta P_w)}$ ,  $P_l^{(P_w - \Delta P_w)}$  - zmiana mocy płynącej gałęzią  $l$  spowodowana odpowiednio zwiększeniem i zmniejszeniem mocy generowanej w węzle wytwórczym  $w$  o  $\Delta P_w$ .



Rys. 1. Histogram pochodnych przepływów mocy w liniach 110 kV względem mocy wytwarzanych w sieci NN  
Fig. 1. Histogram of derivative values of power flow on 110 kV lines versus generated power in the HV network

Wartość zmiany mocy generowanej przyjęta została na poziomie 5% mocy generowanej w danym węzle wytwórczym, jednak nie mniej niż 5 MW (przy tych wartościach zmiany mocy generowanej zmiany w przepływach mocy gałęziami sieci wykraczają poza granice błędów wyznaczania rozprywu mocy). Pozostałe węzły wytwórcze przyjęte zostały natomiast jako węzły bilansujące. Z histogramu podanego na rys. 1 widać, że tylko ok. 10% linii 110 kV nie wykazuje znaczącej zależności od zmian generacji mocy w jednostkach wytwórczych, przyłączonych do sieci NN. Przyjęcie pozostałych węzłów wytwórczych jako bilansujących zmianę mocy wytwarzanej w badanym węzle powoduje, że nawet niewielkie wartości pochodnych przepływów mocy w liniach 110 kV względem mocy wytwórczych (na poziomie 0,001) świadczą już o dużej ich zależności od zmian generacji mocy.

W celu ograniczenia zadania optymalizacyjnego planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej, wymiarowanej mocą przyłączeniową odbiorców i sieci funkcjonalnie przesyłowej, wymiarowanej potrzebami rynkowymi, prowadzi się oddzielnie. Elementami

łączącymi oba procesy planistyczne są jedynie stacje 110 kV/SN, których wielkość powinna wynikać z potrzeb sieci dystrybucyjnej, a sposób zasilania powinien być optymalizowany w procesie planistycznym sieci funkcjonalnie przesyłowej. W dalszej części rozprawy, dla uproszczenia, będzie używane pojęcie sieci przesyłowej w znaczeniu funkcjonalnie przesyłowej, obejmujące w warunkach polskich sieci NN i sieć 110 kV.

W warunkach rynku energii elektrycznej zmieniło się znaczenie planowania rozwoju źródeł wytwórczych (ZPR – oznaczający zintegrowane planowanie rozwoju podsektora wytwórczego). W gospodarce rynkowej plan taki, którego wynikiem jest optymalna struktura mocy wytwórczych w SEE, przystosowana do przewidywanych potrzeb systemu (potrzeby systemu wynikają z przebiegu krzywej zapotrzebowania na moc), pełni funkcję informacyjną i stymulującą zachowania inwestorów. W planowaniu rozwoju sieci przesyłowej wyniki optymalizacji rozwoju części wytwórczej stanowią element założeń wejściowych i są uwzględniane w postaci jednego, najbardziej prawdopodobnego, z przyjmowanych do analizy scenariuszy rozwoju tego podsektora.

Elementem rozwoju części wytwórczej systemu elektroenergetycznego jest obserwowany znaczący rozwój generacji rozproszonej (lokalnej), którą najogólniej można zdefiniować jako źródła wytwórcze przyłączone do sieci średniego i niskiego napięcia. Korzystne cechy tych źródeł w porównaniu do źródeł systemowych, do których można zaliczyć: łatwość finansowania, krótki czas budowy, niewielkie zapotrzebowanie terenu, wysoką sprawność produkcji energii elektrycznej najczęściej w skojarzeniu z produkcją ciepła, niewielkie zanieczyszczenie środowiska dzięki wykorzystywaniu gazu lub paliw odnawialnych, wysoką niezawodność pracy oraz możliwość ich lokalizacji w pobliżu odbiorców sprawia, że sbudowa lokalnych źródeł wytwórczych staje się istotną alternatywą dla rozbudowy sieci przesyłowej i rozwoju źródeł systemowych – o generacji rozproszonej i jej wpływie na rozwój sieci przesyłowej będzie mowa w dalszej części niniejszej rozprawy.

Wynikiem procesu planowania rozwoju sieci przesyłowej jest tzw. strategia rozwoju i modernizacji (SRMSP – strategia rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej - pojęcie strategii zostanie zdefiniowane w p. 4.1.1), przedstawiająca zakres rzeczowy nowych obiektów sieciowych i modernizacji obiektów istniejących oraz lata przekazania ich do eksploatacji (harmonogram inwestycji i modernizacji). Do czynników mających największy wpływ na strategię rozwoju i modernizacji sieci należą tzw. scenariusze warunków rozwoju (SWR - pojęcie scenariusza warunków rozwoju zostanie zdefiniowane w p. 4.1.1): zapotrzebowania, wytwarzania i wymiany międzysystemowej. Scenariusze warunków rozwoju odnoszą się do poszczególnych lat okresu analizy, wynoszące najczęściej 15 do 20 lat, przy czym scenariusz zapotrzebowania to grafiki obciążeń w węzłach odbiorczych sieci przesyłowej, scenariusz wytwarzania to dostępność jednostek wytwórczych w węzłach sieciowych a scenariusz wymiany międzysystemowej to grafiki przepływu mocy przez poszczególne połączenia międzysystemowe.

Wyznaczenie SRMSP, na podstawie której następować będzie realizacja inwestycji i modernizacji w tej sieci, wymaga znalezienia rozwiązania optymalnego (z wystarczającą praktycznie dokładnością) ze względu na kryterium kosztowe, spełniającego różne warunki ograniczające przy uwzględnieniu ryzyka wynikającego z niepewności zachodzących teraz i w przyszłości zjawisk, mających wpływ na warunki pracy systemu elektroenergetycznego. Funkcja celu obejmuje składniki kosztowe, istotne dla uzasadnienia ekonomicznego podjęcia inwestycji i modernizacji sieci. Wśród nich najważniejsze to z jednej strony koszty budowy i utrzymania infrastruktury sieciowej a z drugiej – zwiększenie kosztów zakupu energii elektrycznej przez odbiorców, spowodowane koniecznością jej przesyłu do punktów odbiorczych i straty gospodarcze ponoszone przez odbiorców w wyniku niedostatecznej jakości pobieranej energii, obejmujące: koszty ograniczeń przesyłowych, koszty nieciągłości zasilania i koszty strat energii podczas jej przesyłu za pomocą sieci. Wśród ograniczeń znajdują się warunki dotyczące: nieprzekraczania zdolności przesyłowych gałęzi sieci (linii i transformatorów), zachowania dopuszczalnych poziomów napięć w węzłach, nieprzekraczania wytrzymałości zwarciowej aparatury łączeniowej, dotrzymania zakresu produkcji mocy czynnej i biernej w jednostkach wytwórczych, zachowania parametrów stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego.

Z powodu zmiany zasad prowadzenia ruchu SEE w warunkach rynkowych, polegającej na decentralizacji decyzji o rozdziale obciążenia na jednostki wytwórcze, kształtowanych zawieraniem transakcjami handlowymi, powstaje konieczność zmiany sposobu planowania rozwoju sieci przesyłowej. Warunki rynkowe zmieniają funkcję sieci przesyłowej, która powinna zapewniać nie tylko wyprowadzenie mocy ze źródeł wytwórczych i jej przesył do punktów odbiorczych, ale także umożliwiać podmiotom działającym na rynku dokonywanie najbardziej korzystnych dla nich transakcji handlowych, uwzględniających koszty przesyłu energii elektrycznej. Brak przystosowania sieci przesyłowej do warunków rynkowych ogranicza rynek energii elektrycznej i zwiększa koszty jej przesyłu do punktów odbiorczych. Podejmowanie decyzji inwestycyjnych w warunkach rynkowych cechuje się zwiększonym ryzykiem, wynikającym z niepewności przyszłych warunków sieci przesyłowej. Planowanie rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynku energii elektrycznej nie może się zatem odbywać bez uwzględnienia takiego ryzyka. W warunkach rynku energii elektrycznej w przypadku nietrafionych inwestycji nie można bowiem liczyć na zwrot z kapitału, a nawet na zwrot samego zainwestowanego kapitału. Niniejsza rozprawa jest zatem odpowiedzią na pilne zapotrzebowanie opracowania metodyki planowania rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka. Dokonyjący się w ostatnich latach rozwój rynków energii elektrycznej na świecie powoduje, że zagadnienie to jest niezwykle aktualne, a różne ośrodki naukowe podejmują się jego rozwiązania (np. prace podjęte w ramach CIGRE [82,165]). Dotychczas jednak w dostępnej literaturze światowej nie została opracowana kompleksowa metoda takiego planowania, a niniejsza rozprawa jest w tym zakresie oryginalnym osiągnięciem jej autora.



Funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w warunkach rynku energii elektrycznej oraz wynikające z tego: poszerzenie zakresu niepewności danych wejściowych zwiększające ryzyko decyzji inwestycyjnych, przewartościowanie funkcji realizowanych przez sieć przesyłową, zwiększające ryzyko nietrafionych inwestycji, nacisk na zmniejszenie kosztów budowy i utrzymania infrastruktury sieciowej, prowadzący do zmniejszenia poziomu inwestowania i jednocześnie do zwiększenia ryzyka wielkich awarii systemowych czyni problematykę planowania rozwoju sieci przesyłowej bardzo złożoną i trudną, ale niezwykle interesującą z naukowego punktu widzenia. Jednocześnie duże zaangażowanie kapitałowe w rozwój i modernizację infrastruktury sieci przesyłowej (funkcjonalnie przesyłowej: sieci NN i 110 kV), wynoszące w Polsce rocznie ok. 1,5 mld zł [212] oraz koszty ograniczeń przesyłowych, wynoszące w Polsce w 2003 r. ok. 470 mln zł [193] sprawiają, że problem optymalizacji rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej ma istotne znaczenie ekonomiczne.

### 3. CEL I TREŚĆ ROZPRAWY

Celem niniejszej rozprawy jest opracowanie metody optymalizacji SRMSP w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka. Dla osiągnięcia tego celu należy:

- sformułować problem optymalizacji rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej,
- opracować model matematyczny problemu optymalizacji rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej,
- opracować algorytmy rozwiązania zbudowanego modelu,
- zbudować programy komputerowe wykorzystujące opracowane algorytmy,
- wykonać eksperymenty obliczeniowe pozwalające na optymalizację strategii rozwoju sieci przesyłowej,
- przedstawić ocenę jakościową uzyskanych rezultatów w porównaniu z innymi metodami,
- sformułować wnioski i spostrzeżenia.

Wymienione zadania stanowią treść niniejszej rozprawy.

## **4. ELEMENTY PLANOWANIA ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ W GOSPODARCE MONOPOLISTYCZNEJ, AKTUALNE W WARUNKACH RYNKOWYCH**

Ponieważ podstawowym zadaniem systemu przesyłowego jest zbilansowanie zapotrzebowania i wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej przy zapewnieniu stabilnej pracy SEE i wymaganej jakości dostarczanej energii elektrycznej, planowanie rozwoju systemu przesyłowego w gospodarce monopolistycznej podporządkowane było głównie celom technicznemu. Analiza ekonomiczna polegała na minimalizacji funkcji kosztów tzw. społecznych, umożliwiającej podejmowanie decyzji inwestycyjnych w obszarze rozwiązań spełniających arbitralne, często wygórowane wymagania techniczne. Konieczność spełnienia technicznych warunków pracy SEE oraz postać funkcji kryterialnej optymalizacji SRMSP, mimo zmiany sposobu określania niektórych jej składników, są aktualne bez względu na monopolistyczny czy rynkowy sposób funkcjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych. W niniejszym rozdziale przedstawione zostaną te elementy optymalizacji SRMSP w gospodarce monopolistycznej, które są aktualne również w gospodarce rynkowej<sup>3</sup>.

### **4.1. Sformułowanie problemu optymalizacji strategii rozwoju sieci przesyłowej**

Sieć przesyłowa pracuje w Polsce generalnie jako wielooczkowa zamknięta (niektóre jej fragmenty są jeszcze promieniowe, ale mogą się stać w przyszłości elementami sieci wielooczkowej zamkniętej). W dalszej części rozprawy zostanie sformułowany problem optymalizacji SRMSP oraz omówione będą zbiory występujących w zadaniu optymalizacyjnym warunków ograniczających. Sformułowanie zadania optymalizacyjnego w procesie planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej wymaga wcześniejszego zdefiniowania wybranych pojęć, przedstawionych w punkcie 4.1.1.

#### **4.1.1. Definicje wybranych pojęć w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej**

Definicje wybranych pojęć, niezbędne do sformułowania zadania optymalizacji SRMSP, są następujące:

---

<sup>3</sup> Problematyką optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej autor niniejszej rozprawy zajmował się od roku 1990. Koncepcje metodyczne wszystkich wdrożonych w Polsce w tym czasie metod optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej zostały opracowane przez autora niniejszej rozprawy, a algorytmy, oprogramowanie i wdrożenia były realizowane w większych zespołach zadaniowych, ale również pod kierunkiem autora niniejszej rozprawy. Wykaz najważniejszych publikacji i dokumentacji niepublikowanych, omawiających poszczególne osiągnięcia autora niniejszej rozprawy w tym zakresie, jest następujący: [8,36,37,40,44,45,46,47,48,49,50,52,55,51,53,57,61,63,64,71,72,73,115,163,192].



**Scenariusz warunków rozwoju (SWR).** Podejście scenariuszowe zastosowane do formułowania warunków rozwoju i modernizacji sieci umożliwia uwzględnienie niepewności danych prognostycznych. Scenariusz warunków rozwoju jest utworzonym na podstawie prognozowanych wartości wskaźników makroekonomicznych kraju i wskaźników postępu technicznego scenariuszem globalnym, obejmującym (będącym racjonalnym złożeniem) trzy scenariusze szczegółowe:

- scenariusz zapotrzebowania,
- scenariusz wytwarzania,
- scenariusz wymiany międzysystemowej.

Najczęściej, praktycznie, określa się SWR jako złożenie ww. trzech scenariuszy w wybranych przedziałach czasowych poszczególnych lat okresu analizy.

Ponieważ SWR jest złożeniem powyższych trzech scenariuszy, maksymalna liczba SWR jest iloczynem liczb poszczególnych scenariuszy składowych i w związku z tym szybko rośnie wraz z ich wzrostem. Jednak nie wszystkie potencjalne SWR są racjonalne, niektóre zestawienia zapotrzebowania na moc, dostępności jednostek wytwórczych oraz wymiany międzysystemowej są bowiem nierealne. Określenie liczby SWR oraz składających się na nie scenariuszy zapotrzebowania, wytwarzania i wymiany międzysystemowej jest zatem działaniem eksperymentalnym.

**Snapshot.** Określa wybrany przedział czasowy, w którym przyjmuje się niezmiennosc parametrów pracy systemu elektroenergetycznego. Najczęściej przyjmuje się, że jest to wybrana godzina w poszczególnych latach okresu analizy. Snapshot odwzorowuje w ramach danego SWR i danej struktury sieciowej: zapotrzebowanie na moc, wymianę międzysystemową oraz dostępność jednostek wytwórczych.

**Scenariusz zapotrzebowania (SZ).** Reprezentowany jest przez grafiki (z dokładnością do snapshot'ów) zapotrzebowania na moc w poszczególnych latach okresu analizy w Punktach Wyjścia Sieci (PWS) – GPZ i rozdzielnie NN oraz 110 kV, do których przyłączeni są odbiorcy.

**Scenariusz Wytwarzania (SW).** Reprezentowany jest przez wykaz i parametry techniczne i ekonomiczne dostępnych w węzłach sieciowych jednostek wytwórczych w poszczególnych snapshot'ach i latach okresu analizy. Scenariusz wytwarzania uwzględnia ograniczenia ekologiczne poprzez przydzielenie statusu dostępności jednostkom wytwórczym spełniającym wymagania ekologiczne, jeśli są nałożone indywidualnie, bądź wszystkim jednostkom wytwórczym na danym obszarze lub w całym SEE, jeśli ograniczenia ekologiczne nałożone są w postaci norm emisji zanieczyszczeń obszarowych lub krajowych. Z uwagi na duże prawdopodobieństwo realizacji jeden z scenariuszy wytwarzania powinien zostać oparty na strukturze mocy w SEE, uzyskanej jako wynik zintegrowanego programu rozwoju podsektora wytwórczego [240] (ZPR – np. zastosowanie programu IPM, o którym była mowa w rozdz. 1.3).

**Scenariusz Wymiany Międzysystemowej (SWM).** Reprezentowany jest przez grafiki (z dokładnością do snapshot'ów) wymiany mocy na poszczególnych liniach międzysystemowych pomiędzy KSE a sąsiednimi SEE lub na poszczególnych przekrojach wymiany (zbiór linii międzysystemowych), określanych przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). Grafiki te wynikają z eksportu, importu oraz tranzytu energii elektrycznej przez KSE. Należy podkreślić, że SWM będą traciły na znaczeniu w warunkach działania europejskiego rynku energii elektrycznej. Grafiki wymiany mocy będą wtedy wynikały z rynkowego rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze na całym obszarze działania rynku.

**Opcja rozwoju i modernizacji (ORM).** Obejmuje zestawienie zakresu rzeczowego inwestycji i modernizacji obiektów sieciowych. W efekcie realizacji ORM uzyskuje się układ sieciowy uwzględniający zmiany w stosunku do układu w roku początkowym, z jednoczesnym uwzględnieniem zmian zdeterminowanych. Zmiany zdeterminowane układu sieciowego to takie, których rzeczywista realizacja została już zdecydowana i znajdują się albo w fazie przygotowania, albo już w fazie wykonawczej. **Zerowa ORM** obejmuje zestawienie tylko zdeterminowanego zakresu rzeczowego inwestycji i modernizacji, modyfikującego w poszczególnych latach okresu analizy układ sieciowy z roku początkowego. Zmiany wynikające z ORM wprowadza się w celu:

- likwidacji zidentyfikowanych ograniczeń przesyłowych i przekroczeń wymagań technicznych pracy SEE,
- poprawienia stanu technicznego majątku sieciowego (modernizacja),
- przeanalizowania arbitralnie określonych przypadków rozbudowy i modernizacji sieci (opcje arbitralne).

Istotną cechą ORM jest to, że nie są one związane z konkretnym rokiem analizy, choć najczęstszym powodem ich utworzenia jest stwierdzenie ograniczenia przesyłowego lub przekroczenie wymagań technicznych pracy SEE w konkretnym roku (z dokładnością do snapshot'ów).

Na OPM składają się pojedyncze zmiany elementarne w układzie sieciowym, związane z poszczególnymi inwestycjami, modernizacjami, likwidacjami obiektów sieciowych lub modyfikacjami struktury układu sieciowego (zmiany parametrów elementów sieciowych i układu połączeń). Jeśli  $n$  jest liczbą zmian elementarnych, to liczba wszystkich ORM zbudowanych na podstawie tych zmian elementarnych wynosi  $2^n$ . Należy zaznaczyć, że nie wszystkie tak określone ORM są racjonalne, zatem liczba utworzonych ORM w celu poddania ich analizie techniczno-ekonomicznej jest na ogół mniejsza od wartości granicznej wynoszącej  $2^n$ .

Określanie ORM jest działaniem eksperckim wspartym wynikami obszernej analizy technicznej i ekonomicznej pracy SEE w całym okresie analizy. Automatyczne generowanie ORM, aczkolwiek teoretycznie możliwe, ze względów praktycznych nie ma uzasadnienia. Duża czasochłonność i zakres analiz techniczno-ekonomicznych, którym muszą być poddawane poszczególne ORM, powoduje konieczność ograniczenia ich liczby do

niezbędnego minimum. Jeśli do tego dodać konieczność uwzględnienia ograniczeń lokalizacyjnych przy praktycznym tworzeniu ORM, to zdecydowanie bardziej efektywne jest wykorzystanie doświadczenia inżynierskiego, umożliwiającego ograniczenie liczby ORM, niż automatyczne ich generowanie, z których olbrzymia większość będzie niemożliwa do realizacji, nieracjonalna albo z góry możliwa do wykluczenia jako rozwiązanie ekonomicznie nieuzasadnione. Przeprowadzone w Niemczech badania pokazują, że spośród teoretycznie możliwych ORM ok. 80 do 95% może być pominiętych w wyniku działania eksperckiego [4,33,205].

**Strategia Rozwoju i Modernizacji Sieci przesyłowej (SRMSP).** Uporządkowany chronologicznie w okresie analizy zbiorów ORM, umożliwiający przekształcenie układu sieciowego z roku początkowego w wybrany układ sieciowy w roku końcowym analizy. SRMSP definiuje harmonogram oraz zakres rzeczowy inwestycji i modernizacji sieci. Wybór ORM tworzących SRMSP i ich rozłożenie w czasie wynika z kryterium ekonomicznego. W zbiorze SRMSP można wyróżnić:

- strategię optymalną dla poszczególnych SWR,
- strategię preferowaną.

**Optymalna SRMSP** to uporządkowany chronologicznie w okresie analizy zbiorów ORM, umożliwiający przekształcenie układu sieciowego z roku początkowego w wybrany układ sieciowy w roku końcowym analizy, spełniający kryterium ekonomiczne i arbitralne kryteria techniczne. Optymalna SRMSP jest to najtańsza, wg funkcji kryterialnej, strategia w określonym SWR, wybrana ze zbioru wszystkich możliwych SRMSP dla tego scenariusza. Ranking SRMSP dla danego SWR tworzy optymalna i następne SRMSP, ułożone wg wzrastającej wartości funkcji kryterialnej. Należy podkreślić, że spełnienie kryteriów technicznych przez optymalną SRMSP jest zapewnione poprzez reprezentowane w funkcji kryterialnej koszty niedotrzymania wymagań technicznych, co w sposób ekonomicznie uzasadniony eliminuje ORM, nie spełniające tych wymagań, oraz poprzez niekwalifikowanie do analizy ekonomicznej ORM, nie spełniających arbitralnych wymagań technicznych, czyli takich, które są wymagane bezwzględnie, niezależnie od efektywności ekonomicznej ich likwidacji.

**Preferowana SRMSP** jest strategią wybraną z rankingów strategii dla poszczególnych SWR, spełniającą kryterium decyzyjne, uwzględniające niepewność poszczególnych SWR i jednocześnie spełniającą wymagania techniczne. Ranking preferowanych SRMSP tworzy preferowana i następne z rankingu SRMSP, spełniające kryterium decyzyjne, uwzględniające niepewność poszczególnych SWR, ułożone wg wzrastającej wartości funkcji kryterialnej i jednocześnie spełniające wymagania techniczne.

#### 4.1.2. Zadanie optymalizacyjne

Optymalizacja SRMSP polega na wyborze ORM z chronologicznym ich rozłożeniem w okresie analizy, zapewniającym spełnienie kryterium ekonomicznego i decyzyjnego, uwzględniającego niepewność SWR oraz zapewniającym spełnienie wymagań technicznych pracy SEE.

Podstawą do przeprowadzenia procesu optymalizacji SRMSP jest zbiór danych odwzorowujących SEE w roku początkowym w obszarze sieci przesyłowej. Najczęściej nie jest to jeden układ sieciowy a kilka układów charakterystycznych dla poszczególnych snapshot'ów. Zbiór danych obejmuje informacje techniczne i ekonomiczne dotyczące poszczególnych elementów SEE w obszarze sieci przesyłowej. W szczególności są to dane techniczne opisujące strukturę sieci przesyłowej: wykaz, rozmieszczenie i parametry techniczne stacji elektroenergetycznych sieciowych, elektrownianych i odbiorczych, układy i wyposażenie stacji w transformatory i aparaturę łączeniową, wykaz, rodzaj i parametry techniczne linii łączących szyny zbiorcze stacji elektroenergetycznych, wykaz, rozmieszczenie, parametry techniczne oraz sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do szyn zbiorczych stacji. W zbiorze danych odwzorowujących początkowy układ sieciowy są również informacje o kosztach produkcji energii elektrycznej przez poszczególne jednostki wytwórcze i obciążeniach w węzłach odbiorczych. W niniejszej rozprawie zakłada się, że dane te mają charakter zdeterminowany. Taki charakter mają także zmiany wprowadzane do układu sieciowego w poszczególnych latach okresu analizy, których rzeczywista realizacja została już zdecydowana i znajdują się albo w fazie przygotowania, albo już w fazie wykonawczej.

Zbiór możliwych zmian początkowego układu sieciowego oraz sposób ich rozłożenia w okresie analizy jest bardzo duży. Jeśli nawet założyć, że nie wszystkie zmiany początkowego układu sieciowego w poszczególnych latach okresu analizy spełniają wymagania techniczne, to i tak zbiór ten jest zbyt duży, aby w poszukiwaniu rozwiązania optymalnego zastosować metody przeglądu zupełnego (wyliczeniowe). Konieczne jest w tym przypadku wykorzystanie metod optymalizacyjnych, przy praktycznie uzasadnionym i dopuszczalnym zredukowaniu rozmiaru zadania optymalizacyjnego do zbioru zmian początkowego układu sieciowego, przygotowanego z wykorzystaniem doświadczenia inżynierskiego, na podstawie wszechstronnej i szczegółowej analizy techniczno-ekonomicznej pracy SEE (o problemie automatycznej generacji ORM była już mowa wcześniej, przy okazji definiowania ORM).

Zadanie optymalizacji SRMSP można sformułować następująco. Znając:

- dane techniczne i ekonomiczne, opisujące SEE w roku początkowym w obszarze sieci przesyłowej oraz zmiany zdeterminowane,
- wymagania techniczne pracy SEE, obejmujące:



- nieprzekraczanie zdolności przesyłowych gałęzi sieci (obciążalności długotrwałych linii i mocy znamionowych transformatorów z uwzględnieniem dopuszczalnych przeciążeń w ograniczonym czasie, związanych z układami pracy awaryjnej),
- nieprzekraczanie wytrzymałości zwarciowej elementów układu sieciowego, w tym przede wszystkim prądów wyłączalnych aparatury łączeniowej,
- dotrzymanie modułów napięć w węzłach sieci przesyłowej w dopuszczalnym przedziale,
- dotrzymanie zapasu stabilności lokalnej i globalnej na wymaganym poziomie,
- dotrzymanie wskaźników nieciągłości zasilania, określonych w węzłach sieci przesyłowej, o ile takie wymaganie zostało postawione,
- SWR i prawdopodobieństwa ich wystąpienia (SW zawiera ograniczenia dotyczące zakresu produkcji energii elektrycznej w poszczególnych jednostkach wytwórczych),
- ORM określone na podstawie wszechstronnej i szczegółowej analizy technicznej i ekonomicznej pracy SEE w poszczególnych latach okresu analizy (również ORM arbitralnie określone w celu poszerzenia zakresu badań),
- zakresy prawdopodobnych zmienności wielkości wpływających na warunki pracy SEE,
- akceptowalny poziom ryzyka technicznego pracy SEE i ekonomicznego, związanego z zaangażowaniem kapitałowym w infrastrukturę sieciową,

należy wyznaczyć preferowaną SRMSP (ewentualnie również ich ranking), zapewniającą spełnienie kryterium ekonomicznego i decyzyjnego, uwzględniającego niepewność SWR, spełniającej wymagania techniczne przy akceptowalnym poziomie ryzyka technicznego i ekonomicznego.

## 4.2. Funkcja kryterialna

Funkcja celu (kryterium ekonomiczne) optymalizacji SRMSP w poszczególnych SWR jest określona jako minimum sumy zdyskontowanych kosztów rocznych:

$$K = \min \left\{ \sum_{t=1}^{T_a} d^{-t} [K_{inv}(t) + K_s(t) + K_z(t) + K_{op}(t) + K_q(t) + K_l(t)] - W(T_a) \right\}, \quad (2)$$

gdzie:

$K$  - koszt optymalnej SRMSP,

$K_{inv}(t)$  - nakład inwestycyjny obiektów przekazywanych do eksploatacji w roku  $t$ ,

$K_s(t)$  - roczny koszt eksploatacyjny stały,

$K_z(t)$  - roczny koszt eksploatacyjny zmienny,

$K_{op}(t)$  - roczny koszt ograniczeń przesyłowych w roku  $t$ ,



- $K_q(t)$  - roczny koszt nieciągłości zasilania,  
 $K_l(t)$  - koszt wynikający z likwidacji obiektów w roku  $t$ ,  
 $W(T_a)$  - wartość inwestycyjna obiektów (nowych lub zmodernizowanych w okresie analizy) w roku końcowym analizy,  
 $T_a$  - okres analizy,  
 $d$  - współczynnik dyskonta,  $d = 1 + p$ , gdzie  $p$  jest stopą rozszerzeniową,  
 $t$  - rok analizy.

W celu uwzględnienia uwarunkowań dynamicznych rozwoju sieci przesyłowej okres analizy powinien obejmować co najmniej dwa etapy rozwoju sieci. Przez etap rozwoju sieci rozumiany jest okres, w którym następuje wyczerpanie się zdolności przesyłowej układu sieciowego (brak spełnienia wymagań technicznych). W praktyce oznacza to, że okres ten powinien być nie krótszy niż 15 lat.

Poszczególne składniki kosztu  $K$  w kryterium (2) można określić w następujący sposób.

Nakład inwestycyjny  $K_{inv}(t)$ , uwzględniający zamrożenie kapitału, wyznaczany jest ze wzoru:

$$K_{inv}(t) = \sum_{g=t'}^{t-1} K_n(g)^{-g}, \quad (3)$$

gdzie:

- $K_n(g)$  - nakład inwestycyjny ponoszony w roku  $g$ ,  
 $t'$  - rok rozpoczęcia realizacji inwestycji,  
 $g$  - kolejny rok realizacji inwestycji.

Roczny koszt eksploatacyjny stały  $K_s(t)$  określany jest jedynie dla obiektów przekazywanych do eksploatacji w okresie analizy ze wzoru:

$$K_s(t) = (r_u + r_p)K_{mw}, \quad (4)$$

gdzie:

- $r_u$  - współczynnik udziału kosztu utrzymania,  
 $r_p$  - współczynnik udziału pozostałych kosztów eksploatacyjnych stałych.

W przypadku obiektów, dla których rozważana jest ich likwidacja, koszt  $K_s(t)$  przybliżany jest za pomocą zależności wykładniczej:

$$K_s(t) = [\alpha r_u (1+w)^{M'+t} + r_p] K_{mw}, \quad (5)$$

gdzie:

- $\alpha$  - współczynnik początkowego kosztu utrzymania,  
 $w$  - roczny przyrost kosztu utrzymania,

$M'$  - okres eksploatacji obiektu do roku  $t = 0$ ,

$K_{inv}$  - nakład inwestycyjny obliczony wg cen nowych obiektów.

Współczynnik  $\alpha$  początkowego kosztu utrzymania wynika z warunku równości łącznych kosztów utrzymania obliczonych przy założeniu stałego rocznego odpisu od kosztów inwestycyjnych oraz odpisu zwiększającego się wg zależności wykładniczej. Współczynnik ten jest równy:

$$\alpha = \frac{\sum_{\theta=1}^M d^{-\theta}}{\sum_{\theta=1}^M \left(\frac{1+w}{d}\right)^{\theta}}, \quad (6)$$

gdzie  $M = M' + M''$  jest okresem możliwej eksploatacji obiektu (do ewentualnego kapitalnego remontu – okres ten powinien być przyjmowany jako wartość normatywna), natomiast  $M''$  jest okresem możliwej eksploatacji obiektu liczonym od roku  $t = 0$ .

Roczny koszt eksploatacyjny zmienny  $K_z(t)$ , będący rocznym kosztem strat energii elektrycznej w sieci przesyłowej, określany był w warunkach gospodarki monopolistycznej z uwzględnieniem kosztów całkowitych produkcji – mocy i energii elektrycznej [36,46,47,48,63]. Podobnie, tzn. z uwzględnieniem kosztów całkowitych, był określany roczny koszt ograniczeń przesyłowych  $K_{op}(t)$ , wyrażający zwiększenie kosztów produkcji energii elektrycznej, spowodowane brakiem wystarczającej zdolności przesyłowej sieci. Sposób ich określania w gospodarce rynkowej zostanie przedstawiony w dalszej części rozprawy.

Roczny koszt nieciągłości zasilania  $K_q(t)$  określany jest w następujący sposób:

$$K_q(t) = \sum_{n=1}^N k_{an} E_n(t) q_n(t) + \sum_{n=1}^N k_{apn} E_n(t) q_{pn}, \quad (7)$$

gdzie:

$k_{an}, k_{apn}$  - jednostkowy koszt niedostarczonej energii elektrycznej w węźle  $n$ , odpowiednio dla przerw zakłóceńowych i planowych,

$E_n(t)$  - energia elektryczna odbierana w węźle  $n$  w roku  $t$ ,

$q_n(t), q_{pn}(t)$  - wskaźnik nieciągłości zasilania w węźle  $i$  w roku  $t$ , odpowiednio dla przerw zakłóceńowych i planowych,

$N$  - liczba węzłów sieciowych.

Jednostkowy koszt niedostarczonej energii był w gospodarce monopolistycznej określany dla poszczególnych węzłów sieciowych a nawet z dokładnością do większych odbiorców przyłączonych w tych węzłach. W badania nad jednostkowymi kosztami niedostarczonej energii angażowali się dostawcy energii elektrycznej. Sposób podejścia

metodycznego do kosztu niedostarczonej energii w gospodarce rynkowej zostanie przedstawiony w dalszej części rozprawy.

Koszt  $K_l(t)$  wynikający z likwidacji obiektu w roku  $t$  określany jest jako:

$$K_l(t) = K_{dem} - K_{inwo} \left(1 - \frac{r_M}{r_t}\right), \quad (8)$$

gdzie:

$K_{inwo}$  - nakład inwestycyjny urządzeń nadających się do wykorzystania w innych obiektach, obliczony wg cen nowych urządzeń,

$K_{dem}$  - koszt demontażu obiektu,

$r$  - współczynnik odzysku kapitału inwestycyjnego.

Współczynniki we wzorze (8) są następujące:

$$r_M = \frac{pd^M}{d^M - 1}, \quad r_t = \frac{pd^{M'+t}}{d^{M'+t} - 1}. \quad (9)$$

W przypadku różnych okresów  $M$  i  $M'$  eksploatacji urządzeń wchodzących w skład likwidowanego obiektu wzór (8) może zostać odpowiednio uszczegółowiony.

Wartość inwestycyjna  $W(T_a)$  obiektu w końcowym roku analizy jest równa:

$$W(T_a) = K_{inw}(t) \left(1 - \frac{r_M}{r_{T_a}}\right) d^{-t}, \quad (10)$$

gdzie  $t$  jest rokiem przekazania obiektu do eksploatacji, a  $r_{T_a}$  jest obliczany ze wzoru:

$$r_{T_a} = \frac{pd^{T_a-t}}{d^{T_a-t} - 1}. \quad (11)$$

### 4.3. Optymalny rozptył mocy

W zadaniu optymalizacji SRMSP ocenie podlega efektywność ekonomiczna pracy SEE przy spełnieniu wymagań technicznych. Warunkiem koniecznym w tej ocenie jest optymalne prowadzenie ruchu sieci, które może być uzyskane w wyniku rozwiązania zadania OPF, łączącego w sobie zadania: wyznaczenia rozptyłu mocy i optymalizacji rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze przy spełnieniu warunków ograniczających: obciążeniowych, napięciowych oraz zakresu produkcji mocy czynnej i biernej w jednostkach wytwórczych. Ponieważ w zadaniu OPF struktura i parametry sieci nie ulegają zmianie, optymalny rozdział obciążenia na jednostki wytwórcze determinuje optymalny rozptył mocy.

Przed dokonaniem optymalizacji rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze, konieczne jest określenie jednostek wytwórczych dostępnych w zadaniu OPF, pokrywających zapotrzebowanie na moc z uwzględnieniem strat mocy w sieci i wymaganej rezerwy mocy dla

bezpiecznego prowadzenia ruchu w SEE. W tym celu dokonuje się kwalifikacji jednostek wytwórczych, tzw. *Unit Commitment* (UC), generacja których będzie następnie podlegała optymalizacji w zadaniu OPF.

Funkcja kryterialna w zadaniu UC jest następująca [25,195]:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{w=1}^W \delta_w(t) K_w [P_{gw}(t), t]. \quad (12)$$

Przy ograniczeniach:

$$\sum_{w=1}^W P_{gw}(t) = \sum_{n=1}^N P_{on}(t) + \sum_{l=1}^L \Delta P_l(t), \quad \forall t = 1, 2, 3, \dots, T, \quad (13)$$

$$\sum_{w=1}^W R_{wj}(t) \geq R_j^{wym}(t), \quad \forall j = 1, 2, 3, \dots, J; \forall t = 1, 2, 3, \dots, T, \quad (14)$$

$$P_{g^{w\min}}(t) \leq P_{gw}(t) \leq P_{g^{w\max}}(t), \quad \forall w = 1, 2, 3, \dots, W; \forall t = 1, 2, 3, \dots, T, \quad (15)$$

gdzie:

- $\delta_w(t)$  - status jednostki wytwórczej  $w$  w przedziale  $t$ ; wartość 1 oznacza, że jednostka wytwórcza  $w$  została dobrana do produkcji, wartość 0 oznacza, że nie została dobrana do produkcji,
- $K_w [P_w(t), t]$  - koszt zmienny produkcji energii elektrycznej przez jednostkę wytwórczą  $w$  obciążoną mocą  $P_{gw}(t)$  w przedziale  $t$ , uwzględniający koszt rozruchu i odstawienia jednostki wytwórczej,
- $P_{gw}(t)$  - moc czynna generowana w jednostce wytwórczej  $w$  w przedziale  $t$ ,
- $P_{g^{w\min}}(t), P_{g^{w\max}}(t)$  - dopuszczalna minimalna i maksymalna moc generowana w jednostce wytwórczej  $w$  w przedziale  $t$ ,
- $P_{on}(t)$  - moc czynna pobierana w węźle  $n$  w przedziale  $t$ ,
- $\Delta P_l(t)$  - straty mocy czynnej w gałęzi  $l$  w przedziale  $t$ ,
- $R_{wj}(t)$  - rezerwa mocy czynnej rodzaju  $j$  (np. rezerwa sekundowa, minutowa, godzinowa) w jednostce wytwórczej  $w$  w przedziale  $t$ ,
- $R_j^{wym}(t)$  - wymagana rezerwa mocy czynnej rodzaju  $j$  w przedziale  $t$ ,
- $T$  - liczba przedziałów czasowych,
- $L$  - liczba gałęzi w układzie sieciowym: linii i transformatorów,
- $n$  - węzeł sieciowy,  $n = 1, 2, 3, \dots, N$ ,
- $w$  - jednostka wytwórcza,  $w = 1, 2, 3, \dots, W$ .

Zadanie OPF, pierwszy raz sformułowane w latach 60. [79,90], ma następującą postać [2,30,87,97,151,223,232]:

$$\min F(\mathbf{x}, \mathbf{u}). \quad (16)$$

Przy ograniczeniach:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w}) = \mathbf{0}, \quad (17)$$

$$\mathbf{h}_{\min} \leq \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq \mathbf{h}_{\max}, \quad (18)$$

gdzie:

$\mathbf{x}$  - wektor zmiennych stanu:  $\mathbf{x} = [\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}]^T$ ,  $\mathbf{U} = [U_n; n=1, 2, 3, \dots, N]$  - wektor modułów napięć węzłowych,  $\boldsymbol{\delta} = [\delta_n; n=1, 2, 3, \dots, N]$  - wektor argumentów napięć węzłowych,

$\mathbf{u}$  - wektor zmiennych sterujących:  $\mathbf{u} = [\mathbf{P}_g, \mathbf{Q}_g]$ ,  $\mathbf{P}_g = [P_{gw}; w=1, 2, 3, \dots, W]$  - wektor mocy czynnych generowanych w jednostkach wytwórczych,  $\mathbf{Q}_g = [Q_{gw}; w=1, 2, 3, \dots, W]$  - wektor mocy biernych generowanych w jednostkach wytwórczych,

$\mathbf{w}$  - wektor wymuszeń:  $\mathbf{w} = [\mathbf{P}_o, \mathbf{Q}_o]$ ,  $\mathbf{P}_o = [P_{on}; n=1, 2, 3, \dots, N]$  - wektor mocy czynnych pobieranych w węzłach sieciowych,  $\mathbf{Q}_o = [Q_{on}; n=1, 2, 3, \dots, N]$  - wektor mocy biernych pobieranych w węzłach sieciowych,

$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w})$  - wektor ograniczeń równościowych – równania bilansu mocy czynnej i biernej w węzłach:

$$\mathbf{P}_g - \mathbf{P}_o - \mathbf{P}(U, \boldsymbol{\delta}) = \mathbf{0}, \quad (19)$$

$$\mathbf{Q}_g - \mathbf{Q}_o - \mathbf{Q}(U, \boldsymbol{\delta}) = \mathbf{0}, \quad (20)$$

gdzie:  $\mathbf{P}(U, \boldsymbol{\delta})$  i  $\mathbf{Q}(U, \boldsymbol{\delta})$  - wektory mocy czynnych i biernych dopływających do węzłów z sieci, których elementy  $k$  są równe:

$$P_k(U, \boldsymbol{\delta}) = U_k \sum_{n=1}^N \left\{ U_n [G_{kn} \cos(\delta_k - \delta_n) + B_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n)] \right\}, \quad (21)$$

$$Q_k(U, \boldsymbol{\delta}) = U_k \sum_{n=1}^N \left\{ U_n [G_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n) + B_{kn} \cos(\delta_k - \delta_n)] \right\}, \quad (22)$$

gdzie  $G_{kn}$ ,  $B_{kn}$  - konduktancja i susceptancja gałęzi pomiędzy węzłami  $k$  i  $n$ .

$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$  - wektor ograniczeń nierównościowych:

$$\mathbf{S}(U, \boldsymbol{\delta}) \leq \mathbf{S}_{\max}, \quad (23)$$

$$\mathbf{U}_{\min} \leq \mathbf{U} \leq \mathbf{U}_{\max}, \quad (24)$$



$$P_{gmin} \leq P_g \leq P_{gmax}, \quad (25)$$

$$Q_{gmin} \leq Q_g \leq Q_{gmax}, \quad (26)$$

gdzie:  $S(U, \delta)$  - wektor mocy pozornych przepływających gałęziami sieci,

$S_{max}$  - wektor dopuszczalnych mocy pozornych, wynikający z obciążalności długotrwałych gałęzi sieci.

Do wektora ograniczeń nierównościowych  $h(x, u)$ , oprócz warunków (23) do (26), mogą być dodawane jeszcze inne, uwzględniające pozostałe wymagania techniczne pracy SEE, takie jak: ograniczenia zaczeptów regulacyjnych transformatorów (moduł przekładni i faza), wskaźników nieciągłości zasilania czy warunków stabilności lokalnej i globalnej pracy SEE. Należy zauważyć, że uwzględnienie ograniczenia zaczeptów regulacyjnych transformatorów rozszerza zagadnienie optymalizacyjne o sferę programowania całkowitoliczbowego. W zadaniu optymalizacji SRMSP warunki te nie muszą być jednak wprowadzane do zadania OPF, gdyż problem optymalizacji napięć, nieciągłości zasilania jako wymagań mających charakter ograniczeń technicznych oraz stabilności lokalnej i globalnej może być rozwiązywany na etapie weryfikacji technicznej preferowanej SRMSP. Dzięki temu działanie algorytmu OPF jest znacznie szybsze, co jest bezwzględny wymaganiem w procesie optymalizacji SRMSP (algorytm OPF jest wykorzystywany w analizie symulacyjnej).

Zadanie OPF formułowane jest dla przedziału czasowego, w którym zakłada się niezmiennosć warunków pracy SEE (również moce generowane, będące wynikiem optymalizacji są stałe w przedziale czasowym). Wtedy w zależnościach opisujących pracę SEE energie można zastąpić mocami.

Funkcja kryterialna  $F(x, u)$  w zadaniu (16) może przybierać różną postać w zależności od rozwiązywanego problemu. W klasycznym ujęciu zadania OPF jest to suma kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych:

$$F(x, u) = \sum_{w=1}^W k_{gw} P_{gw}, \quad (27)$$

gdzie:

$k_{gw}$  - koszt zmienny produkcji energii elektrycznej w jednostce wytwórczej  $w$ ,

$P_{gw}$  - moc czynna generowana w jednostce wytwórczej  $w$ .

Funkcję kryterialną (27) najczęściej przybliża się następującą zależnością kwadratową:

$$\sum_{w=1}^W k_{gw} P_{gw} = \sum_{w=1}^W (a_{gw} P_{gw}^2 + b_{gw} P_{gw} + c_{gw}), \quad (28)$$

gdzie  $a_{gw}$ ,  $b_{gw}$ ,  $c_{gw}$  - współczynniki regresji odwzorowujące funkcję kosztu produkcji energii elektrycznej w jednostce wytwórczej  $w$ .

Stosując metodę Newtona [143,228,232] do wyznaczenia minimum nieliniowej funkcji (27) przy ograniczeniach (19) do (26), należy określić funkcję Lagrange'a w postaci:

$$\mathbf{L}(\mathbf{z}) = \mathbf{F}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) + \lambda^T \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) + \boldsymbol{\mu}^T \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w}), \quad (29)$$

gdzie:  $\mathbf{z} = (\mathbf{x}, \mathbf{u}, \lambda, \boldsymbol{\mu})$ ,  $\lambda$  - wektor współczynników Lagrange'a,  $\boldsymbol{\mu}$  - wektor współczynników Khuna-Tuckra.

Warunki Khuna-Tuckera uzyskania ekstremum funkcji (29) są następujące:

$$\nabla \mathbf{L}_{\mathbf{u}}(\mathbf{z}_{\text{opt}}) = \mathbf{0}, \quad (30)$$

$$\nabla \mathbf{L}_{\boldsymbol{\mu}}(\mathbf{z}_{\text{opt}}) = \mathbf{0}, \quad (31)$$

$$\nabla \mathbf{L}_{\lambda}(\mathbf{z}_{\text{opt}}) = \mathbf{0}, \quad (32)$$

$$\lambda_{i,\text{opt}} \geq 0, \text{ jeśli } \mathbf{h}(\mathbf{z}_{\text{opt}}) = 0 \text{ - ograniczenie nierównościowe jest aktywne,} \quad (33)$$

$$\lambda_{i,\text{opt}} = 0, \text{ jeśli } \mathbf{h}(\mathbf{z}_{\text{opt}}) \leq 0 \text{ - ograniczenie nierównościowe jest nieaktywne,} \quad (34)$$

$$\boldsymbol{\mu} \in \mathbf{R}, \quad (35)$$

gdzie:

$$\nabla \mathbf{L}(\mathbf{z}) = \left[ \frac{\partial \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial z_i} \right] \text{ - wektor pierwszych pochodnych funkcji } \mathbf{L}(\mathbf{z}),$$

$\mathbf{z}_{\text{opt}}$  - rozwiązanie optymalne.

Warunkiem wystarczającym istnienia minimum funkcji  $\mathbf{L}(\mathbf{z})$  jest dodatnia wartość Heszjanu  $\mathbf{H}$ , określonego wzorem:

$$\mathbf{H} = \nabla^2 \mathbf{L}(\mathbf{z}) = \left[ \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{z}^2} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{x}^2} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{x} \partial \mathbf{u}} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{x} \partial \boldsymbol{\mu}} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{x} \partial \lambda} \\ \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{u} \partial \mathbf{x}} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{u}^2} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{u} \partial \boldsymbol{\mu}} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{u} \partial \lambda} \\ \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \boldsymbol{\mu} \partial \mathbf{x}} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \boldsymbol{\mu} \partial \mathbf{u}} & 0 & 0 \\ \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \lambda \partial \mathbf{x}} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \lambda \partial \mathbf{u}} & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (36)$$

Warto zauważyć, że Heszjan  $\mathbf{H}$  jest macierzą rzadką, co wykorzystuje się w algorytmach obliczeniowych.

Stosując pełny model zmiennoprądowy, tzw. AC OPF, wyznacza się minimum funkcji celu (16) przy ograniczeniach (17) i (18) ze względu na cztery zmienne: moc czynną, moc bierną, moduł napięcia i argument napięcia. Z uwagi na to, że istnieje silny związek między mocą czynną i fazą napięcia oraz między mocą bierną i modułem napięcia przy słabym

związku między mocą czynną i modułem napięcia oraz między mocą bierną i fazą napięcia, możliwe jest uproszczenie zadania rozptywowego poprzez jego dekompozycję na dwie niezależne części: pierwsza obejmuje zależność między mocą czynną i fazą napięcia, a druga – zależność między mocą bierną i modułem napięcia. Ta dekompozycja umożliwi przybliżenie rozwiązania poprzez zastosowanie modelu stałoprądowego, tzw. DC OPF, sprowadzającego zadanie optymalizacyjne do problemu liniowego, postaci:

$$\min \mathbf{c}^T \mathbf{u}, \quad (37)$$

$$\mathbf{A}\mathbf{u} = \mathbf{b}, \quad (38)$$

$$\mathbf{u}_{\min} \leq \mathbf{u} \leq \mathbf{u}_{\max}, \quad (39)$$

gdzie:

- c** - wektor wag zmiennych sterujących,
- A** - wektor współczynników w ograniczeniach równościowych,
- b** - wektor wyrazów wolnych w ograniczeniach równościowych,
- u<sub>min</sub>** i **u<sub>max</sub>** - wartość minimalna i maksymalna wektora zmiennych sterujących.

W procesie optymalizacji SRMSP zadanie OPF jest wykonywane w każdej symulacji stanu pracy SEE (także w symulacji stanów z wyłączeniami elementów SEE) i dlatego musi spełniać szczególne wymagania:

- czas realizacji algorytmu OPF powinien być możliwie krótki,
- zadanie OPF powinno być wykonalne w poszczególnych symulacjach stanu pracy SEE.

Spełnienie tych wymagań zapewnia zastosowanie modelu AC OPF zlinearyzowanego, wykorzystującego rozwiązanie zmiennoprądowego rozptywu mocy do linearyzacji zależności funkcyjnych, umożliwiające zastosowanie programowania liniowego w procedurach OPF bez konieczności ponownego wyznaczenia zmiennoprądowego rozptywu mocy. Dokładność przybliżonego rozwiązania uzyskiwanego w modelu AC OPF zlinearyzowanym jest praktycznie wystarczająca [129,167], jeśli uwzględni się, że w procesie optymalizacji SRMSP zadanie to jest wykonywane dla prognozowanych, obciążonych stosunkowo dużym błędem, danych wejściowych.

W zastosowaniu do optymalizacji SRMSP zadanie OPF ma jeszcze jedno istotne uwarunkowanie. Poszukiwane rozwiązanie musi spełniać warunki bezpiecznej pracy SEE, uwzględniające możliwość wystąpienia awaryjnych wyłączeń jego elementów. Zadanie optymalizacyjne przybiera postać tzw. *security constrained OPF* (SCOPF) [24,159,166,210], w którym poszukuje się dodatkowo rozwiązania spełniającego warunek:

$$\min \sum_{w=1}^W (P_{gw} - P_{gw}^o)^2, \quad (40)$$

przy ograniczeniach (19) do (26) dla pracy normalnej sieci (41)

oraz dodatkowych ograniczeniach (19) do (26) dla pracy awaryjnej sieci, (42)

gdzie  $\mathbf{P}_g^o$  jest wektorem mocy czynnych generowanych w jednostkach wytwórczych, będącym rozwiązaniem zadania (16) przy ograniczeniach (19) do (26) dla pracy normalnej sieci.

W wyniku rozwiązania zadania (40) przy ograniczeniach (41) i (42) otrzymuje się rozwiązanie suboptymalne, spełniające wymagania techniczne w warunkach awaryjnych i jednocześnie najmniej odległe od rozwiązania optymalnego dla warunków normalnej pracy SEE.

#### 4.4. Warunki ograniczające

Optymalizacji SRMSP musi towarzyszyć zapewnienie bezpiecznej pracy SEE w warunkach normalnych i awaryjnych. W tym celu spełnione muszą być wymagania techniczne pracy SEE, o których jest mowa w p. 4.1.2. Oprócz tych wymagań dotrzymane muszą być standardy jakościowe dostarczanej energii elektrycznej [101,113,201].

##### 4.4.1. Wymagania i standardy jakościowe

###### 1. Częstotliwość

Znamionowa częstotliwość w KSE wynosi 50 Hz, a dopuszczalne odchylenia od częstotliwości znamionowej zawierają się w przedziale -0,5 do 0,2 Hz. Przyjęte zasady współpracy w ramach połączonych systemów UCTE oraz istniejący poziom rezerwy mocy powodują, że oczekiwaną jakość częstotliwości w KSE uznaje się w okresie miesiąca za satysfakcjonującą, jeżeli:

- a) odchylenie standardowe dla 90% i 99% przedziałów pomiarowych jest mniejsze niż odpowiednio 40 mHz i 60 mHz,
- b) liczba dni pracy z częstotliwością zadaną 49,99 Hz lub 50,01 Hz nie przekracza ośmiu.

###### 2. Dopuszczalne wartości napięć

Wymagania dopuszczalnych wartości modułów napięć formułuje się dla różnych rodzajów węzłów w stanach normalnych i zakłóceńowych pracy SEE. Wartości te przedstawiono w tabl. 4.

Tablica 4

## Dopuszczalne przedziały napięć w kV dla sieci przesyłowej

Napięcie znamionowe	400		220		110	
Stan pracy	n	z	n	z	n	z
Węzły odbiorcze	360÷420		198÷242		99÷121	
Węzły wytwórcze i zasilane z transformatorów NN/110 kV	400÷420	380÷420	220÷245	210÷245	110÷123	105÷123
Węzły pozostałe	380÷420	360÷420	210÷245	200÷245	105÷123	99÷123

Uwaga: W tablicy przyjęto oznaczenia: n – normalny stan pracy SEE, z – zakłócienny stan pracy SEE

## 3. Wahania napięcia

Wahania napięcia są szybkimi zmianami jego modułu (wartości skutecznej) z prędkością nie mniejszą niż 1% wartości znamionowej na sekundę, w odstępach czasu nie dłuższych niż 10 min. Są one określane amplitudą zmiany napięcia  $\Delta U$  w procentach wartości znamionowej:

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_N} 100, \quad (43)$$

gdzie:

$U_{\min}, U_{\max}$  - wartości skuteczne napięcia przed i po jego wahaniciu,

$U_N$  - napięcie znamionowe sieci.

Amplitudy wahań napięć w sieci przesyłowej nie powinny przekraczać 1%, jeżeli wahania powtarzają się cyklicznie. Dopuszcza się wahania napięcia nie powtarzające się cyklicznie o amplitudzie do 3% pod warunkiem, że nie stanowi to zagrożenia dla urządzeń.

## 4. Odształcenia napięcia

Odształcenia krzywej napięcia charakteryzują:

- Wartość skuteczna harmonicznej  $h$  (*Harmonic Distortion*), wyrażona w procentach harmonicznej podstawowej:

$$HD_{h\%} = \frac{U_h}{U_1} 100, \quad h = 2, 3, 4, \dots, 40. \quad (44)$$

- Współczynnik odształcenia napięcia THD (*Total Harmonic Distortion*), wyrażony wzorem:

$$THD_{\%} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}}{U_1} 100, \quad (45)$$



gdzie:

$U_h$  - wartość skuteczna napięcia harmonicznej  $h$ ,

$U_1$  - wartość skuteczna napięcia harmonicznej podstawowej.

Współczynniki odkształcenia napięcia oraz zawartość poszczególnych harmonicznych odniesionych do harmonicznej podstawowej nie mogą przekraczać odpowiednio:

- 1,5% i 1,0% - dla miejsc przyłączenia leżących w sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
- 2,5% i 1,5% - dla miejsc przyłączenia leżących w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV.

#### 5. *Asymetria napięcia*

Współczynnik asymetrii napięcia zdefiniowany jest jako:

$$\alpha_{U_{2\%}} = \frac{U_2}{U_1} 100, \quad (46)$$

gdzie:  $U_1, U_2$  - wartość skuteczna składowej symetrycznej napięcia kolejności zgodnej i przeciwniej.

Maksymalna wartość tego współczynnika nie powinna przekraczać 1%.

#### 4.4.2. **Wymagania niezawodnościowe**

Niezawodność pracy sieci przesyłowej ma decydujące znaczenie nie tylko dla zasilania węzłów odbiorczych (odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej oraz stacji zasilających sieci niższych napięć) ale także dla zapewnienia utrzymania w ruchu SEE. Przyczyną wielu awarii systemowych, które wydarzyły się na świecie w drugiej połowie 2003 r., była niedostateczna zdolność przesyłowa tej sieci po wystąpieniu awaryjnych wyłączeń jej elementów (była już o tym mowa we wprowadzeniu do niniejszej rozprawy).

Niezawodność sieci przesyłowej należy rozumieć jako zdolność do odebrania energii elektrycznej od wytwórców i jej przesłania do węzłów odbiorczych w ilości i o jakości wynikających z wymagań odbiorców. Pojęcie niezawodności zasilania należy zatem rozumieć bardzo szeroko, nie tylko jako zdolność do nieprzerwanego zasilania, ale także jako wszelkiego rodzaju ograniczenia w zasilaniu, wynikające z braku możliwości spełnienia wymagań ilościowych i jakościowych odbiorców oraz technicznych wymagań stabilnej pracy SEE.

Wyznaczenie wskaźników niezawodności dla sieci przesyłowej musi się odbywać na tzw. drugim poziomie hierarchicznym (HL II) [177], uwzględniającym nie tylko przesył energii elektrycznej za pomocą sieci, ale także jej wytworzenie. Analiza niezawodności w optymalizacji SRMSP staje się zatem procesem skomplikowanym, wymagającym

jednoczesnego uwzględnienia niezawodności pracy źródeł wytwórczych i przesyłu energii elektrycznej.

Nieciągłość zasilania węzłów odbiorczych obejmuje dwa przypadki: brak zasilania w wyniku utraty połączenia węzła odbiorczego z węzłem zasilającym i ograniczenie pobieranej mocy w wyniku deficytu mocy w SEE lub istnienia ograniczeń przesyłowych. Podstawowymi wskaźnikami charakteryzującymi pierwszy przypadek utraty ciągłości zasilania, tzw. nieciągłość strukturalną, są: przeciętna liczba przerw w zasilaniu, prawdopodobieństwo wyłączenia węzła i wartość przeciętna niedostarczonej energii. W przypadku częściowego ograniczenia zasilania wskaźnikami tymi są: przeciętna liczba ograniczeń zasilania węzła, rozkład prawdopodobieństwa ograniczeń pobieranej mocy i wartość przeciętna niedostarczonej energii w wyniku ograniczeń pobieranej mocy.

Metody oceny nieciągłości zasilania można podzielić na dwie grupy: deterministyczne i probabilistyczne. W metodach deterministycznych [190] bada się „wytrzymałość” systemu przesyłowego (sieć przesyłowa wraz z przyłączonymi jednostkami wytwórczymi – *composite system*) na wystąpienie różnych obciążeń i wyłączeń jego elementów. Najczęściej bada się arbitralnie przyjęte przypadki najtrudniejszych stanów pracy, polegające np. na wyłączeniu największej jednostki wytwórczej w szczycie obciążenia SEE bądź wyłączeniu przyłączonych do danego węzła największej jednostki wytwórczej i najbardziej obciążonej linii. Formułuje się także reguły określające stany pracy SEE, które wymagają zbadania:  $n-1$  – stan polegający na wyłączeniu jednego elementu SEE,  $n-2$  – stan polegający na jednoczesnym wyłączeniu dwóch elementów SEE, czy  $n-k$  – stan polegający na jednoczesnym wyłączeniu  $k$  elementów SEE. Wyłączonym elementem SEE może być linia, transformator, generator lub węzeł – szyny zbiorcze w stacji (wyłączeniu podlegają wtedy wszystkie elementy przyłączone do tych szyn). W metodach deterministycznych przyjmuje się założenie, że jeśli nie dojdzie do ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej do węzłów odbiorczych, przepływy energii elektrycznej nie będą większe od dopuszczalnych, napięcia w węzłach będą się mieścić w dopuszczalnych granicach i zostanie utrzymana stabilność pracy SEE w sytuacjach przyjętych jako ekstremalne, to będzie także możliwe opanowanie sytuacji mniej uciążliwych. Analiza sytuacji ekstremalnych wymaga przeprowadzenia szczegółowych analiz technicznych pracy SEE, takich jak: rozptylowa, stabilności lokalnej i globalnej.

Metody probabilistyczne [3,8,9,10,11,12,13,14,15,28,29,177,190] są stosowane przede wszystkim w celu wyznaczenia syntetycznych miar wskaźnikowych, takich jak wartości przeciętne: liczby wyłączeń i niedostarczonej energii. Wśród metod probabilistycznych można wyróżnić: metodę analityczną i symulacyjną. Metoda analityczna polega na wykorzystaniu uproszczonego modelu matematycznego, odwzorowującego część wytwórczą i przesyłową SEE, umożliwiającego wyznaczenie wskaźników nieciągłości zasilania w węzłach odbiorczych na podstawie znajomości danych opisujących nieciągłość pracy elementów znajdujących się w drodze zasilania tych węzłów. Metody symulacyjne polegają natomiast na wykonaniu szczegółowych analiz nieciągłości zasilania w losowych stanach

pracy SEE, obejmujących: losowe wartości obciążeń w węzłach odbiorczych oraz losowe wyłączenia elementów SEE, takich jak: linie, transformatory, węzły (szyny zbiorcze stacji), generatory, wyznaczone na podstawie ich współczynników niezdatności do pracy. Najbardziej rozpowszechnionymi metodami wyznaczania stanów losowych SEE są: metoda *Monte Carlo* i coraz częściej stosowana metoda *Latin Hypercube Sampling* (LHS) [227] – bardziej efektywna niż metoda *Monte Carlo*, wymagająca wykonania mniejszej liczby symulacji do oszacowania wartości wskaźników nieciągłości zasilania. Zarówno w metodzie analitycznej, jak i w metodach symulacyjnych konieczne jest wykonanie zadania OPF w celu stwierdzenia konieczności ograniczenia poboru mocy w węzłach odbiorczych, spowodowanej ograniczeniami przesyłowymi. W optymalizacji SRMSP w warunkach rynkowych proponuje się w niniejszej rozprawie wykorzystanie metody symulacyjnej LHS, opisaną bardziej szczegółowo w dalszej części rozprawy.

Analityczna metoda określania strukturalnej nieciągłości zasilania, opracowana w IEiSU, została zastosowana w systemie komputerowym ROZWÓJ i wykorzystana do oceny nieciągłości zasilania i jej kosztów w wielu praktycznych analizach układów pracy sieci przesyłowej. Jej podstawy teoretyczne są następujące.

W metodzie nie rozpatruje się wyłączeń potrójnych, bowiem prawdopodobieństwo wyłączenia równocześnie więcej jak dwóch elementów jest pomijalnie małe i nie ma istotnego znaczenia w obliczeniach praktycznych.

Dla każdego węzła obliczane są następujące wartości:

- oczekiwana roczna liczba  $\lambda$  przerw w zasilaniu węzła,
- wskaźnik niezdatności  $q$ , rozumiany jako prawdopodobieństwo wystąpienia zakłócenia,
- oczekiwana roczna niedostarczona energia, będąca iloczynem rocznej energii pobieranej z węzła i wskaźnika niezdatności  $q$ .

Na wskaźniki nieciągłości zasilania istotny wpływ mają następujące czynniki:

- Zmienność intensywności uszkodzeń w roku spowodowana warunkami meteorologicznymi. W krótkich okresach „złej pogody” zaobserwować można znaczny wzrost intensywności zakłóceń równoczesnych, co wpływa na obniżenie niezawodności układów równoległych (linii 2-torowych).
- Współzależność zakłóceń w wyniku przeniesienia się zakłócenia pierwotnego na inne elementy:
  - współzależność z przyczyn konstrukcyjnych, np. stacje wielosystemowe, linie dwutorowe,
  - współzależność spowodowana błędnym działaniem zabezpieczeń,
  - współzależność z przyczyn błędnych działań wyłączników. Uszkodzenia wyłączników, bez względu na przyczynę, są bardzo dotkliwe dla SEE, prowadzą

bowiem zwykle do rozszerzenia się zakłócenia na elementy sąsiednie i ich wyłączenia.

- Nakładanie się stanów zakłóceńowych jednych elementów na stany remontowe, planowe innych.

Dla analizowanego węzła  $n$  częstość zakłóceń  $\lambda_n$  oraz prawdopodobieństwo wystąpienia zakłócenia  $Q_n$  określają następujące zależności:

$$\lambda_n = \lambda_{wn} + \sum_{j \in A} \lambda_j + \sum_{k,l \in B} \lambda_{kl}, \quad (47)$$

$$q_n = q_{wn} + \sum_{j \in A} q_j q_j + \sum_{k,l \in B} q_{kl}, \quad (48)$$

gdzie:

- $\lambda_{wn}, q_{wn}$  - częstość i prawdopodobieństwo wyłączenia węzła  $n$  w wyniku zakłóceń własnych z uwzględnieniem współzależności zakłóceń,
- $\lambda_j, q_j$  - częstość i prawdopodobieństwo wyłączenia węzła  $n$  w wyniku wyłączenia pojedynczego elementu  $j$  z uwzględnieniem współzależności zakłóceń,
- $\lambda_{kl}, q_{kl}$  - częstość i prawdopodobieństwo wyłączenia węzła  $n$  w wyniku wyłączenia jednoczesnego pary elementów  $k$  i  $l$  z uwzględnieniem współzależności zakłóceń, przy czym wyłączenie pojedynczego elementu  $k$  lub  $l$  nie prowadzi do utraty zasilania,
- $A$  - zbiór pojedynczych elementów, których wyłączenie powoduje przerwę w zasilaniu węzła,
- $B$  - zbiór par elementów, których wyłączenie powoduje przerwę w zasilaniu węzła.

Częstość i prawdopodobieństwo wyłączenia dowolnego elementu  $j$  SEE w wyniku zakłóceń własnych i przeniesionych z elementów współpracujących określone są wzorami:

$$\lambda_{wj} = \lambda'_{wj} + \sum_{g \in G} w_{bgj} \lambda_g + \sum_{r \in R} w_{krj} \lambda_r + \sum_{h \in H} w_{zhj} \lambda_h, \quad (49)$$

$$q_{wj} = q'_{wj} + \frac{t_{wj}}{T} \left( \sum_{g \in G} w_{bgj} \lambda_g + \sum_{r \in R} w_{krj} \lambda_r + \sum_{h \in H} w_{zhj} \lambda_h \right), \quad (50)$$

gdzie:

- $\lambda'_{wj}, q'_{wj}$  - częstość i prawdopodobieństwo zakłóceń własnych elementu  $j$ ,
- $w_{bgj}$  - współczynnik brakujących zadziałań wyłączników  $g$  powodujących wyłączenie elementu  $j$ ,
- $w_{krj}$  - współczynnik współzależności konstrukcyjnej między elementem  $j$  i  $r$ ,
- $w_{zhj}$  - współczynnik błędnych działań zabezpieczeń elementu  $h$  powodujących wyłączenie elementu  $j$ ,

- $t_{wj}$  - średni czas przerwy wskutek wyłączenia elementu  $j$  z powodu współzależności,  
 $T$  - okres roczny 8760 h,  
 $D, R, H$  - zbiory elementów współpracujących.

Częstość i prawdopodobieństwo zakłóceń własnych elementu  $j$  określają zależności:

$$\lambda'_{wj} = \frac{\sum_{u \in U} \lambda_u n_u}{100}, \quad (51)$$

$$q'_{wj} = \frac{\lambda'_{wj} t_u}{T}, \quad (52)$$

gdzie:

- $\lambda_u$  - częstość wystąpienia zakłócenia urządzenia  $u$  wchodzącego w skład analizowanego elementu,  
 $t_u$  - średni czas zakłócenia urządzenia  $u$  wchodzącego w skład analizowanego elementu,  
 $n_u$  - liczba urządzeń wchodzących w skład analizowanego elementu.

Częstość i prawdopodobieństwo wyłączenia węzła  $n$  w wyniku wyłączenia pojedynczego elementu  $j$  z uwzględnieniem współzależności wyznacza się z zależności analogicznych jak (49) do (52), natomiast dla jednoczesnego wyłączenia par elementów  $k, l$  z zależności następujących:

$$\lambda_{kl} = (w_{zp} + 1) \lambda_k \lambda_l \frac{t_{ak} + t_{al}}{T} \left( 1 - \frac{t_{pk} + t_{pl}}{T} \right) + \lambda_k \frac{t_{pl}}{T} + \lambda_l \frac{t_{pk}}{T} + (\lambda_k + \lambda_l) \left( 1 - \frac{t_{pk} + t_{pl}}{T} \right) w_{kkl}, \quad (53)$$

$$q_{kl} = (w_{zp} + 1) q_k q_l \left( 1 - \frac{t_{pk} + t_{pl}}{T} \right) + q_k \frac{t_{pl}}{T} + q_l \frac{t_{pk}}{T} + \left( \lambda_k \frac{t_{wl}}{T} + \lambda_l \frac{t_{wk}}{T} \right) \left( 1 - \frac{t_{pk} + t_{pl}}{T} \right) w_{kkl}, \quad (54)$$

gdzie:

- $w_{zp}$  - współczynnik uwzględniający wpływ złej pogody na wyłączenie dwóch elementów,  
 $t_{ak}, t_{pk}$  - średni czas wyłączenia awaryjnego i planowego elementu  $k$ .

Dla stacji wielosystemowych, pracujących z otwartym sprzęgłem międzysystemowym lub stacji typu H, pracujących z otwartą poprzeczką, uwzględniana jest również możliwość dokonywania przełączeń. Gdy stacja pracuje ze sprzęgłem otwartym (istnieje możliwość przełączeń), tok obliczeń jest następujący:



- oblicza się wskaźniki  $\lambda_1$ , i  $q_1$  dla analizowanego systemu szyn zbiorczych i otwartego sprzęgła wg zależności (47) do (54),
- oblicza się wskaźniki  $\lambda_2$ , i  $q_2$  dla analizowanego systemu szyn zbiorczych i zamkniętego sprzęgła wg zależności (47) do (54),
- oblicza się wskaźniki wypadkowe  $\lambda$  i  $q$ :

$$\lambda \cong \lambda_1, \quad (55)$$

$$q = q_1 + q_2 + \frac{(\lambda_1 - \lambda_2)t_p}{T}, \quad (56)$$

gdzie  $t_p$  - czas przełączenia.

Opisany dotychczas algorytm umożliwił obliczanie wskaźników nieciągłości zasilania wynikających tylko ze struktury sieci elektroenergetycznej. Nieciągłość zasilania wynika także z konieczności ograniczenia pobieranej mocy z powodu istniejących w SEE ograniczeń przesyłowych. Zmodyfikowane wskaźniki  $q$  nieciągłości zasilania, uwzględniające ograniczenia mocy, wyznaczone są jako sumy dwóch składników, z których pierwszy określa nieciągłość strukturalną, natomiast drugi uwzględnia wpływ ograniczonej zdolności przesyłowej elementów sieciowych. Wzór określający wskaźnik  $q_n$  nieciągłości zasilania węzła  $n$  ma następującą postać:

$$q_n = \frac{\lambda_n t_n}{T} + \frac{1}{E_n} \sum_{s=1}^S \sum_{j=1}^J P_{ogmsj} \lambda_j \frac{T_s}{T} t_j, \quad (57)$$

gdzie (w celu łatwiejszej analizy wzoru niektóre wyjaśnienia wcześniej używanych zmiennych zostały tu powtórzone):

$E_n$  - roczna energia pobierana z węzła  $w$ ,

$P_{ogmsj}$  - ograniczenie mocy węzła  $n$  w snapshot'cie  $s$  spowodowane wyłączeniem elementu  $j$ ,

$\lambda_n$  - częstość wyłączeń węzła  $n$ ,

$t_n$  - średnioroczny czas wyłączeń węzła  $n$ .

$\lambda_j$  - częstość wyłączeń elementu  $j$ ,

$t_j$  - przeciętny roczny czas wyłączenia elementu  $j$ ,

$T$  - roczny czas pracy układu sieciowego,

$T_s$  - roczny czas trwania snapshot'u  $s$ ,

$S$  - liczba snapshot'ów w roku,

$J$  - liczba wyłączanych elementów sieciowych, powodujących ograniczenie mocy w węźle  $n$ .

Moce  $P_{ogj/s}$  uzyskuje się jako wynik analizy symulacyjnej LHS.

Ostatecznie niedostarczoną energię oblicza się jako:

$$E_n = Eq_n. \quad (58)$$

W celu obliczenia rocznego kosztu nieciągłości zasilania  $K_q(t)$  ze wzoru (7) potrzebne są jeszcze wartości jednostkowych kosztów niedostarczonej energii  $k_a$  dla przerw zakłóceń i  $k_{ap}$  dla przerw planowych. We wzorze tym używane są wartości tych kosztów w poszczególnych węzłach odbiorczych. Rzeczywiście koszty te są różne w poszczególnych węzłach odbiorczych, jednak w warunkach rynkowych dla potrzeb optymalizacji SRMSP uprawnione jest przyjęcie następującego rozumowania.

Stworzenie prawidłowych mechanizmów efektywnościowych w warunkach rynkowych wymaga obciążania podmiotów kosztami, spowodowanymi przyłączeniem i korzystaniem z sieci. W gospodarce monopolistycznej przedsiębiorstwa dostarczające energię elektryczną, działające w formule przedsiębiorstw użyteczności publicznej, opłatę z tytułu przyłączenia do sieci i jej używania rozkładały na wszystkich odbiorców jednakowo, proporcjonalnie do mocy przyłączeniowej i pobieranej energii elektrycznej. Powodowało to stawianie wygórowanych żądań ze strony odbiorców w zakresie wskaźników nieciągłości zasilania. W rzeczywistości żądania te nie były realizowane, głównie z powodu braku wystarczających środków finansowych, mimo odpowiednich zapisów w umowach przyłączeniowych. Zresztą odbiorcom tak dobre wskaźniki nieciągłości zasilania nawet nie były potrzebne, gdyż nie mając ich w rzeczywistości nie występowali o ich spełnienie bądź odszkodowanie. Wynikiem przeprowadzonych w latach 80. badań przez IEiSU Politechniki Śląskiej była deklarowana rezygnacja odbiorców z ponoszenia dodatkowej opłaty za poprawę nieciągłości zasilania do poziomu zapewnionego w dotychczasowych umowach – w sytuacji konieczności ponoszenia kosztów poprawy nieciągłości zasilania odbiorcy przyjmowali jako wystarczający ten poziom nieciągłości zasilania, jaki mieli w rzeczywistości, mimo tego, że w dotychczasowych umowach był on lepszy.

W warunkach rynkowych angażowanie się dostawców energii elektrycznej w badania nad jednostkowymi kosztami nieciągłości zasilania u odbiorców zostaje zastąpione podejmowaniem indywidualnych decyzji przez odbiorców w zakresie wymaganych wskaźników nieciągłości zasilania przy znajomości kosztów poprawy nieciągłości zasilania, określonych i przedstawionych przez dostawców. Jeśli jednostkowy koszt poprawy nieciągłości zasilania oznaczyć jako  $k_p$ , to decyzja odbiorców o zainwestowaniu w rozbudowę ich układów zasilających, umożliwiającą poprawę wskaźników nieciągłości zasilania, jest uzasadniona wyłącznie wtedy, gdy:

$$k_a > k_p. \quad (59)$$

Nieangażowanie się dostawców w badania nad jednostkowym kosztem nieciągłości zasilania i podejmowanie decyzji o rozbudowie układu zasilania na podstawie relacji (59) jest właściwe również dlatego, że to odbiorcy najlepiej wiedzą, jakie ponoszą koszty nieciągłości zasilania, badania dostawców są w tym zakresie obciążone dużo większym błędem.

Nieciągłość zasilania węzłów odbiorczych niewątpliwie zależy od rozwoju sieci jako całości, nie tylko bezpośrednich układów zasilających węzły odbiorcze. Powstaje zatem problem kosztu jednostkowego nieciągłości zasilania, który powinien być wzięty do obliczeń podczas optymalizacji SRMSP. Inaczej stawiając problem – na jakim poziomie dostawcy powinni zapewniać nieciągłość zasilania każdemu odbiorcy? Gwarantowany poziom nieciągłości zasilania, czyli ten, który jest oferowany odbiorcy, zamierzającemu się przyłączyć do sieci, powinien wynikać z krajowej efektywności ekonomicznej zużycia energii elektrycznej. Wyraża ją następująca zależność:

$$k_a = \frac{PKB}{E}, \quad (60)$$

gdzie:

$PKB$  - Produkt Krajowy Brutto,

$E$  - roczna energia elektryczna zużyta przez krajowych odbiorców.

Dla warunków polskich wg danych za rok 2003 koszt ten wynosił 7816 zł/MW·h (pierwszy rok dostępności danych statystycznych w momencie pisania niniejszej rozprawy).

Jednostkowy koszt niedostarczonej energii na skutek przerw planowych jest powszechnie wyrażany w zależności od jednostkowego kosztu niedostarczonej energii na skutek przerw zakłóceń i waha się w granicach:

$$k_{ap} = \left( \frac{1}{8} \div \frac{1}{5} \right) k_a. \quad (61)$$

Mniejsza wartość jednostkowego kosztu niedostarczonej energii na skutek przerw planowych od wartości takiego kosztu dla przerw zakłóceń wynika z posiadanej przez odbiorców informacji o tym, że nastąpi przerwa w dostawie energii elektrycznej. Odbiorcy mogą się wtedy przygotować do przerwy w zasilaniu, zmniejszając koszty ponoszone z jej powodu. Wartość zmniejszenia tego kosztu jest różna w poszczególnych przypadkach, jednak najczęściej zawiera się w granicach wyrażonych wzorem (61).

#### 4.4.3. Wymagania wynikające z obciążalności termicznej linii napowietrznych

Jednym z warunków w zadaniu OPF jest wymaganie dotrzymania obciążalności termicznej gałęzi sieci, wyrażone ograniczeniem (23). W warunkach rynkowych obciążenia gałęzi sieci uzależnione są od zawieranych transakcji handlowych. OSP w warunkach normalnych pracy SEE nie steruje przepływami energii, jeśli tylko ograniczenia są dotrzymane. Zmienność obciążeń w gałęziach sieci jest w warunkach rynkowych zwykle większa, niż to miało miejsce w gospodarce monopolistycznej. Poza tym, rynek energii elektrycznej, wymagając przepływów energii elektrycznej zapewniających odbiorcom najmniejsze jednostkowe koszty zakupu energii, identyfikuje występujące w sieci

ograniczenia przesyłowe. Wszystko to powoduje, że zagadnienie obciążalności termicznej gałęzi sieci przesyłowej nabiera w warunkach rynkowych szczególnego znaczenia.

Zwiększenie obciążalności termicznej gałęzi sieci, wymagane dla realizacji zawartych transakcji handlowych, może być dokonane poprzez rozbudowę układu sieciowego. Jednak rozbudowa taka wymaga poniesienia nakładów inwestycyjnych w obliczu ryzyka, spotęgowanego warunkami rynkowymi. Innym sposobem okresowego zwiększenia obciążenia gałęzi sieci jest uwzględnienie zmienności ich obciążalności termicznych. Obciążalności dynamiczne w przypadku linii napowietrznych zależą od lokalnych warunków atmosferycznych, a ich wartości maksymalne mogą przekraczać kilkakrotnie wartości obciążalności statycznych, uwzględniających jedynie zmienność sezonową tych warunków.

Obciążalność statyczna [7] linii, wyznaczona w Polsce w połowie lat osiemdziesiątych i stosowana w praktyce, została wyznaczona dla najbardziej niekorzystnych warunków atmosferycznych, przy wysokiej temperaturze otoczenia i małej prędkości wiatru oraz przy przyjętym ryzyku przekroczenia dopuszczalnych zwisów, wynoszącym 20 godzin w roku. W tabelicy 5 przedstawiono obciążalność długotrwałą przewodów AFL-8 525 mm<sup>2</sup> i linii z takimi przewodami w okresie letnim i zimowym. Z tabelicy tej wynika, że w okresie letnim obciążalność linii, przy przyjęciu temperatury projektowej równej 40°C, stanowi jedynie 50% obciążalności przewodów, przy przyjęciu temperatury 60 °C – 85%. Od roku 1989 zalecaną temperaturą projektową jest 60°C.

Badania statystyczne wykazały, że jeśli linia zaprojektowana na temperaturę 40°C byłaby obciążona prądem długotrwale dopuszczalnym dla przewodów, to przekroczenie dopuszczalnych zwisów występowałoby w czasie ok. 5% okresu pracy linii, tj. ok. 250 godzin w roku.

Tabelica 5

Obciążalność długotrwałą w A przewodów AFL-8 525 mm<sup>2</sup> i linii w okresie letnim i zimowym i różnych temperatur projektowych

Miesiące	Obciążalność przewodów	Obciążalność linii	
		40°C	60°C
IV-X	1030	515	875
XI-III	1220	1040	1220

Dokument międzynarodowy [196] określa metodę obliczania obciążalności przewodów gołych w liniach napowietrznych przy aktualnie panujących warunkach atmosferycznych dla zadanej temperatury dopuszczalnej przewodów. Wykonane za pomocą tej metody obliczenia dla linii 110 kV w okresie letnim [206] wykazały, że obciążalność ta przez większość czasu znacznie przekraczała określoną dla tej linii letnią obciążalność statyczną (normatywną). Pełne wykorzystanie zdolności przesyłowej linii jest możliwe w warunkach ciągłego monitoringu warunków atmosferycznych wzdłuż linii, jednak z powodu dużych kosztów powszechny taki monitoring w KSE nie jest rozważany. Koszty te mogłyby być znacznie



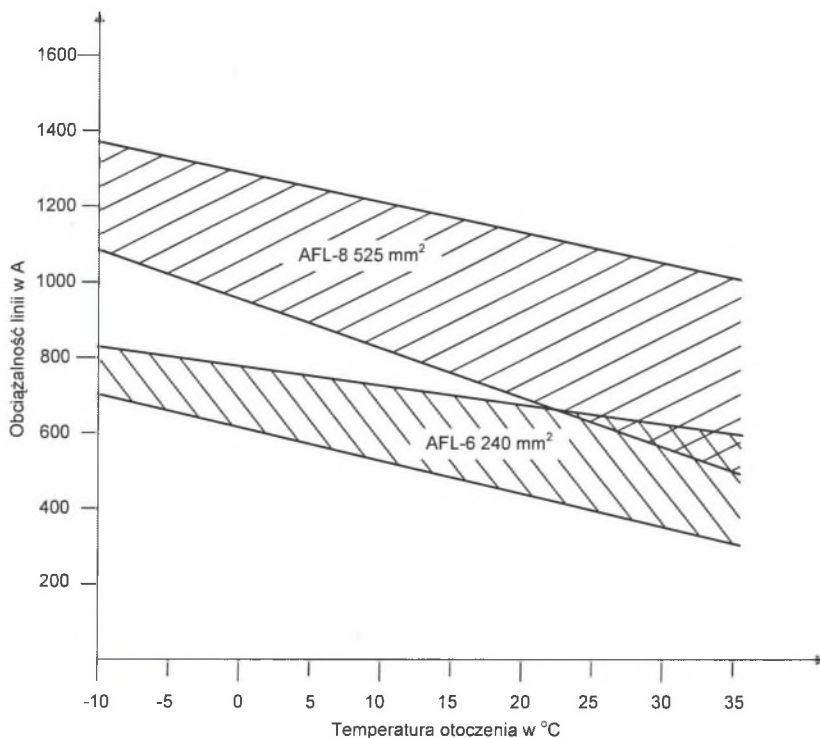
zmniejszone w przypadku stosowania przewodów z wiązką światłowodową, wykorzystywaną do pomiaru temperatury przewodów [26].

Traktując wyznaczoną na podstawie pomiarów obciążalność linii jako proces losowy, można jeden z parametrów tego procesu przyjąć jako stały i wyznaczyć dla niego zmienność statystyczną obciążalności linii. Takim parametrem może być np. czas – analizie poddaje się wtedy obciążalność w określonych godzinach doby, lub temperatura otoczenia – analizie poddaje się wtedy obciążalność w okresach, w których występuje określona temperatura otoczenia. Następnie przyjmując odpowiedni kwantyl można wyznaczyć obciążalność dla danej wartości nielosowego parametru. W rezultacie otrzymuje się quasi-dynamiczną obciążalność linii jako funkcję danego parametru, np. czasu lub temperatury otoczenia. Dla każdej wartości parametru, przy przyjęciu odpowiadającej mu obciążalności, występuje wtedy jednakowe prawdopodobieństwo (ryzyko) występowania przekroczeń obciążalności. Na rysunku 2 przedstawiono quasi-dynamiczną obciążalność linii, uzależnioną od temperatury otoczenia, w postaci charakterystyki pasmowej dla typowych przewodów stosowanych w liniach napowietrznych NN i 110 kV. Na rysunku 3 przedstawiono natomiast quasi-dynamiczną obciążalność linii z przewodami AFL-240 mm<sup>2</sup> w poszczególnych godzinach doby w okresie zimowym [206].

Temperatura otoczenia jest wielkością stosunkowo stabilną wzdłuż trasy linii, a jej prognozy krótkookresowe charakteryzują się dużą dokładnością. Przy braku bieżącego monitoringu warunków atmosferycznych mogą one być podstawą do określenia zdolności przesyłowych linii w bieżącym prowadzeniu ruchu SEE i krótkookresowym planowaniu jego pracy. W planowaniu rozwoju sieci przesyłowej bardzo korzystna jest prawidłowość wynikająca z rys. 3, polegająca na dużej zbieżności przebiegów quasi-dynamicznej obciążalności linii i dobowych grafików obciążeń. W godzinach wzrostu obciążeń rośnie także obciążalność linii, co łagodzi występujące wtedy ograniczenia przesyłowe.

Nieodłącznym elementem stosowania dynamicznej obciążalności linii, szczególnie w przypadku braku bieżącego monitoringu warunków atmosferycznych wzdłuż linii, jest ryzyko przekroczenia jej wartości w prowadzeniu ruchu SEE. Dążenie do zmniejszenia tego ryzyka doprowadziło w przypadku obciążalności statycznej do przyjęcia skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych, bardzo rzadko występujących. Wykorzystanie obciążalności dynamicznych, przy braku monitoringu, niewątpliwie zwiększa to ryzyko, jednak badania statystyczne pokazują, że pozostaje ono na akceptowalnym poziomie. Dodatkowo przy ocenie tego ryzyka należy uwzględnić rzeczywiste zagrożenie, jakie stwarzają przekroczenia obciążalności. Akceptowalne ryzyko może być większe dla linii przebiegających w terenach niezamieszkałych, nie krzyżujących ważnych obiektów.



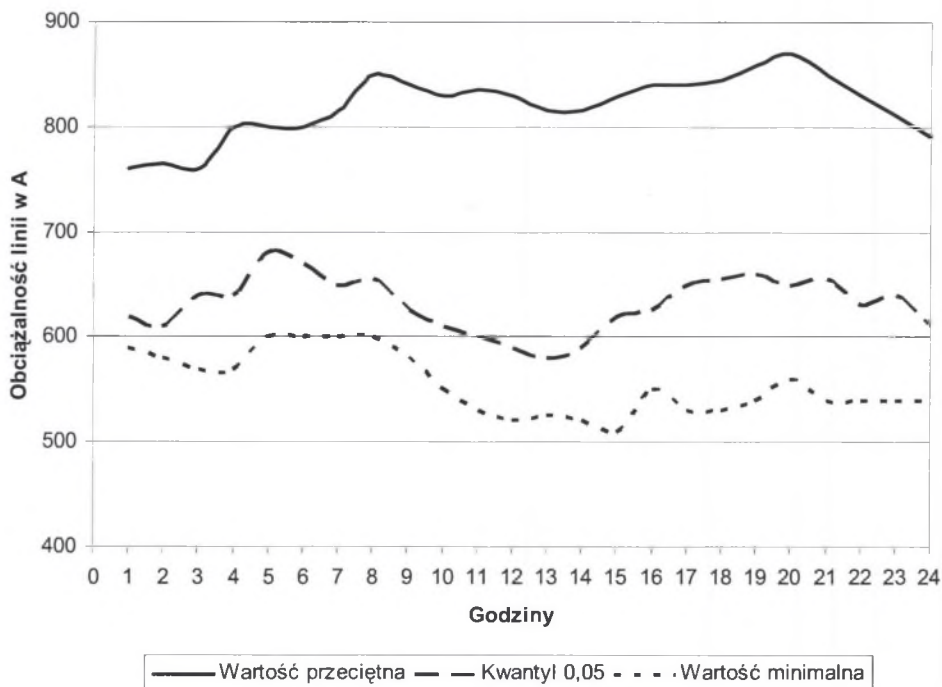


Rys. 2. Quasi-dynamiczna obciążalność linii w zależności od temperatury otoczenia [206]

Fig. 2. Quasi-dynamic current carrying capacity of lines dependent on the ambient temperature [206]

Znaczne zwiększenie obciążalności linii można uzyskać także poprzez stosunkowo proste i nie wymagające dużych nakładów inwestycyjnych zabiegi modernizacyjne, takie jak:

- regulacja napięć przewodów,
- wymiana łańcuchów izolatorów – skrócenie ich długości,
- zniwelowanie terenu pod linią,
- skablowanie linii SN i nN na krzyżowanych odcinkach linii przesyłowych,
- podwyższenie wybranych słupów.



Rys. 3. Quasi-dynamiczna obciążalność linii z przewodami AFL-240 mm<sup>2</sup> w poszczególnych godzinach doby w okresie zimowym [206]

Fig. 3. Quasi-dynamic current carrying capacity of lines consisting of AFL-240 mm<sup>2</sup> conductors for particular hours of a day in the winter time [206]

Duże możliwości zwiększenia obciążalności termicznych linii napowietrznych stwarzają nowe technologie wykonywania przewodów, zwiększające temperaturę ich pracy ciągłej. Wśród nich można wymienić:

- AALS (*high strength and conductivity*) o temperaturze roboczej 110°C, zastosowane w Polsce w linii Kapanina-Liskovec i Rogowiec-Janów,
- EHC (*Extra High Conductivity*) o temperaturze roboczej 90°C,
- ACSS lub ACSS/TW (*Aluminium Conductor Steel-Supported/Trapezoidal Shape*) o temperaturze roboczej 250°C,
- ZTACIP (*Zirconium high-Temperature aluminum Alloy Invar Reinforced*) o temperaturze roboczej 250°C,
- G(Z)TACSR (*Gapped high-Temperature aluminum Alloy Conductor extra high-strength Steel Reinforced*) o temperaturze roboczej 150°C,
- ACCR (*Aluminum Conductor Composite Reinforced*) o temperaturze roboczej 210°C,
- ACCC (*Aluminum Conductor Composite Core*) o temperaturze roboczej 200°C.

#### 4.4.4. Wymagania zwarciove

Ponieważ sieć 110 kV pracuje w Polsce jako wielooczkowa zamknięta, równolegle do sieci NN i ok. 40% mocy wytwórczych jest bezpośrednio do niej przyłączonych, warunki zwarciove w niej występujące determinują jej układy pracy. W celu ograniczenia prądów zwarciowych dzieli się ją na tzw. sekcje 110 kV w taki sposób, aby prądy zwarciove w sekcjach nie były większe od prądów wyłączalnych wyłączników istniejących lub możliwych (ze względu na techniczne rozwiązania i uzasadnione ekonomicznie) do zainstalowania. Sekcje te łączy się ze sobą tzw. liniami słabymi, które umożliwiają rezerwowanie się sekcji w przypadku ubytku mocy w jednej z nich (wypadnięcie generatorów lub transformatorów NN/110 kV), lecz nie wprowadzają do sekcji dużych prądów zwarciowych. Problem ten nie występuje w sieci NN, gdyż tłumienie prądów zwarciowych przez transformatory NN/110 kV skutecznie ogranicza udziały prądów zwarciowych w tej sieci, pochodzące od sieci 110 kV.

Ocena warunków zwarciowych w sieci przesyłowej, a szczególnie w sieci 110 kV, jest istotnym czynnikiem wpływającym na układy pracy tej sieci, co z kolei wpływa na rozpięwo mocy i zmienia możliwości techniczne fizycznej realizacji transakcji handlowych. Zwiększenie wytrzymałości zwarciovej instalowanych urządzeń, a szczególnie zdolności wyłączniowej wyłączników, wymaga ponoszenia znacznych nakładów inwestycyjnych. Złagodzenie potrzeby zwiększania wytrzymałości zwarciowych urządzeń może nastąpić w wyniku oceny ryzyka zagrożenia wynikającego z jej przekroczenia. W takim podejściu dopuszcza się występowanie przekroczeń prądów wyłączalnych wyłączników, jeśli jest to uzasadnione ekonomicznie. Największym niebezpieczeństwem wynikającym z przekroczenia tych prądów jest wybuch wyłącznika i możliwość zagrożenia życia ludzkiego. Ewentualne dopuszczenie do pracy wyłączników z przekroczeniem ich prądów wyłączalnych wymaga zatem szczególnych rygorów eksploatacyjnych, np. niedopuszczanie do pracy ludzi w sąsiednich polach rozdzielni z pracującymi takimi wyłącznikami – dopuszczenie do pracy może wtedy wystąpić po uprzednim dokonaniu przełączeń w sieci, zmniejszających prądy zwarciove i tym samym eliminujących zagrożenie wynikające z przekroczenia prądów wyłączalnych wyłączników. Ocena ryzyka zagrożeń i uzasadnienia ekonomicznego pracy wyłączników z przekroczeniem ich prądów wyłączalnych została przedstawiona w [32,104, 184,185,186] i polega na obliczeniu następujących wielkości:

1. Prawdopodobieństwo przekroczenia prądu wyłączalnego wyłącznika:

- W przypadku zwarcia na zaciskach wyłącznika prawdopodobieństwo to jest równe sumie prawdopodobieństw warunkowych wystąpienia zwarcia rodzaju  $m$  (jednofazowe, trójfazowe, itd.):

$$P_s = \sum_{I_z^m > I_{zm}} P_r^m, \quad (62)$$

gdzie:

$I_z^m$  - prąd początkowy zwarcia rodzaju  $m$  na zaciskach wyłącznika,

$I_{ws}$  - prąd wyłączeniowy symetryczny wyłącznika,

$P_r^m$  - prawdopodobieństwo warunkowe wystąpienia zwarcia rodzaju  $m$ .

- W przypadku zwarcia w linii prawdopodobieństwo przekroczenia prądu wyłączalnego wyłącznika jest równe:

$$P_l = \frac{1}{l_c} \sum_m l_g^m P_r^m, \quad (63)$$

gdzie:

$l_g^m$  - długość graniczna dla zwarcia rodzaju  $m$  – część długości linii, w której zwarcia rodzaju  $m$  powodują przepływ prądu początkowego większego od prądu wyłączalnego wyłącznika,

$l_c$  - całkowita długość linii.

2. Intensywność zwarć w otoczeniu wyłącznika, w którym zachodzi relacja  $I_z^m > I_{ws}$ :

- Dla zwarć w polu transformatorowym:

$$\lambda_z^m = P_s (\lambda_{zpp} + \lambda_{zodg} + 0,5\lambda_{zt}), \quad (64)$$

gdzie:

$\lambda_{zpp}$  - intensywność zwarć w przekładnikach prądowych,

$\lambda_{zodg}$  - intensywność zwarć w odgromnikach zaworowych,

$\lambda_{zt}$  - intensywność zwarć w transformatorach.

- Dla zwarć w polu liniowym:

$$\lambda_z^m = P_s (\lambda_{zpp} + \lambda_{zpn} + \lambda_{zo}) + \lambda_{zt} P_l, \quad (65)$$

gdzie:

$\lambda_{zpn}$  - intensywność zwarć w przekładnikach napięciowych,

$\lambda_{zo}$  - intensywność zwarć w odłącznikach liniowych,

$\lambda_{zt}$  - intensywność zwarć w liniach.

3. Intensywność uszkodzeń wyłącznika:

$$\lambda_u = \sum_m \lambda_z^m. \quad (66)$$

4. Oczekiwany czas do uszkodzenia:

$$T_u = \frac{1}{\lambda_u}. \quad (67)$$

5. Koszt związany z uszkodzeniem wyłącznika, określany przy założeniu, że uszkodzenie wyłącznika jest równoznaczne z jego eksplozją, po której dokonuje się jego wymiany na nowy o większym prądzie wyłączalnym:

$$K_u = K_n + K_{nm} + K_{sd} - K_{szlom} - K_n \frac{t_0 + \tau}{T} d^{-(T-t_0-\tau)} + K_a + K_{\Delta A}, \quad (68)$$

gdzie:

$K_n$  - koszt zakupu nowego wyłącznika,

$K_{nm}$  - koszt montażu nowego wyłącznika,

$K_{sd}$  - koszt demontażu starego wyłącznika,

$K_{szlom}$  - wartość złomowa starego wyłącznika,

$K_a$  - koszt związany z uszkodzeniami wtórnymi aparatury w pobliżu wyłącznika,

$K_{\Delta A}$  - koszt niedostarczonej energii z powodu uszkodzenia wyłącznika,

$t_0$  - czas eksploatacji wyłącznika do momentu wystąpienia przekroczenia prądu wyłączalnego,

$\tau$  - czas od chwili wystąpienia przekroczenia prądu wyłączalnego do chwili uszkodzenia wyłącznika,

$T$  - okres eksploatacji wyłącznika (najczęściej przyjmuje się 25 lat).

Przy założeniach:

- koszt  $K_a$  jest równy kosztowi zakupu aparatury zainstalowanej w polu pomniejszonemu o koszt zakupu wyłącznika,
- uszkodzenie następuje w chwili  $\tau = 0$ , tj. w chwili wystąpienia przekroczenia prądu wyłączalnego wyłącznika,
- koszt demontażu starego wyłącznika  $K_{sd}$  jest równy wartości złomowej starego wyłącznika  $K_{szlom}$ ,

otrzymuje się:

$$K_u = K_n + K_{nm} - K_n \frac{t_0}{T} d^{-(T-t_0)} + K_a + K_{\Delta A}. \quad (69)$$

6. Funkcja kosztu ryzyka:

$$K_r = \sum_{i=1}^N K_{ri}, \quad (70)$$

$$K_{ri} = K_{ui} \left( 1 - e^{-\frac{1}{T_{ui}}} \right), \quad (71)$$

gdzie  $N$  jest liczbą wyłączników pracujących z przekroczeniami prądów wyłączalnych.



Jeśli czas  $T_{ui}$  jest długi, to można przyjąć, że:

$$K_{ri} = \frac{K_{ui}}{T_{ui}}. \quad (72)$$

7. Współczynnik bezpieczeństwa ekonomicznego:

$$k_b = \frac{K(d_1)}{E[K(d_2)]}, \quad (73)$$

gdzie:

$K(d_1)$  - koszt związany z działaniem  $d_1$ , polegającym na likwidacji przekroczenia prądu wyłączalnego wyłącznika,

$E[K(d_2)]$  - wartość oczekiwana kosztów związanych z dopuszczeniem wyłącznika do pracy z przekroczeniem prądu wyłączalnego.

Koszt związany z działaniem  $d_1$  jest równy:

$$K(d_1) = K_n + K_{nm} + K_{sd} - K_s \frac{T-t_0}{T} - K_n \frac{t_0}{T} d^{-(T-t_0)}, \quad (74)$$

gdzie  $K_s$  jest kosztem zakupu starego wyłącznika (wartość odtworzeniowa).

Koszt związany z działaniem  $d_2$  można natomiast obliczyć jako:

$$E[K(d_2)] = K_u \frac{1 - d^{-\nu} e^{-\frac{\nu}{T_u}}}{1 + T_u \ln(d)}, \quad (75)$$

gdzie  $\nu$  jest zakładanym okresem eksploatacji wyłącznika z przekroczeniem prądu wyłączalnego.

Kryterium dopuszczenia wyłącznika do pracy z przekroczeniem prądu wyłączalnego jest następujące:

$$k_b > 1. \quad (76)$$

Doświadczenia eksploatacyjne i badania statystyczne w zakresie pracy wyłączników 110 kV z przekroczeniami prądów wyłączalnych doprowadziły do określenia granicznych wartości przekroczeń prądów wyłączalnych wyłączników 110 kV (przypadki, dla których przekroczenia są dopuszczalne i przypadki, dla których przekroczenia są niedopuszczalne). Pomiędzy wartościami granicznymi dopuszczenie do pracy z przekroczeniami wynika z kryterium (76). Wartości graniczne przekroczeń przedstawiono w tabl. 6.

Koszty wymiany wyłączników, spowodowane przekroczeniem ich prądów wyłączalnych, w optymalizacji SRMSP są mało znaczące (koszty budowy nowych obiektów sieci przesyłowej: linii i stacji są dużo większe od kosztów wymiany wyłączników), co powoduje, że ewentualna konieczność dokonania takiej wymiany nie wpływa na zmianę SRMSP,

powoduje jedynie zwiększenie ich kosztów. Podsumowując zatem rozważania dotyczące możliwości pracy wyłączników z przekroczeniem ich prądów wyłączalnych można stwierdzić, że w algorytmie optymalizacji SRMSP nie ma potrzeby dokonywania tych rozważań na etapie tworzenia ORM, należy jednak takie rozważania przeprowadzać na etapie weryfikacji technicznej preferowanej SRMSP w przypadku stwierdzenia przekroczeń prądów wyłączalnych wyłączników.

Tablica 6

Wartości graniczne w % przekroczeń prądów wyłączalnych symetrycznych wyłączników 110 kV, określające możliwość ich dopuszczenia do pracy [186]

Rodzaj pola	Praca z przekroczeniem		
	Dopuszczalna		Niedopuszczalna
	1-fazowe	3-fazowe	1-fazowe, 3-fazowe
Transformatorowe 110/SN w stacji szynowej	$\leq 5$	$\leq 20$	$\geq 35$
Transformatorowe 110/SN w stacji uproszczonej typu H	$\leq 10$	$\leq 25$	$\geq 40$
Liniovne	$\leq 0$	$\leq 15$	$\geq 30$

#### 4.4.5. Wymagania stabilności lokalnej i globalnej

Zachowanie synchronicznej pracy SEE wymaga spełnienia następujących warunków stabilności lokalnej i globalnej (równowagi statycznej i dynamicznej), sformułowanych w [113]:

- Poszczególne elektrownie powinny pracować z zapasem stabilności lokalnej większym od  $\zeta = (8 \div 20)\%$ , w zależności od sposobu regulacji napięcia wzbudzenia. Przyjmuje się, że w przypadku braku możliwości regulacji napięcia wzbudzenia jednostka wytwórcza powinna pracować z 20% zapasem stabilności lokalnej.
- Nie powinno dochodzić do utraty stabilności globalnej jednostek wytwórczych przy założeniu, że przyczyną wyłączenia elementu sieciowego było zwarcie 3-fazowe w najmniej korzystnym punkcie sieci, wyłączone z czasem działania pierwszej lub drugiej strefy zabezpieczeń, przy czym stabilność może być zachowana w wyniku automatycznego wyłączania jednostek wytwórczych w pobliżu miejsca zwarcia.

Warunki zachowania stabilności lokalnej muszą być spełnione przez wszystkie jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej (także w sieciach niższych napięć). Warunki zachowania stabilności globalnej muszą być spełnione w sieci NN ze względu na znaczenia systemowych jednostek wytwórczych dla utrzymania synchronicznej pracy SEE. Konieczność sprawdzania warunków stabilności globalnej w sieci 110 kV nie jest tak rygorystyczna i może być ograniczona do takich przypadków, w których utrata stabilności

globalnej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci 110 kV byłaby zagrożeniem dla utrzymania w pracy synchronicznej SEE.

System elektroenergetyczny z pracującymi poprzez sieć generatorami można opisać za pomocą następujących równań [139,187]:

$$T_{mw} \frac{d^2 \delta_w}{dt^2} = P_{mw} - P_{gw}(Y_{wn}, U_n, \delta_n), \quad \forall w = 1, 2, 3, \dots, W, \quad \forall n = 1, 2, 3, \dots, N, \quad (77)$$

gdzie:  $T_{mw}$  jest mechaniczną stałą czasową jednostki wytwórczej  $w$ , a  $P_{gw}$  jest określone wzorem (21).

W stanie ustalonym prawe strony równań (77) są równe zero. Ogólnie można to zapisać jako:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \quad (78)$$

gdzie:  $\mathbf{x}$  jest wektorem stanu.

Macierz Jacobiego jest zdefiniowana jako:

$$\mathbf{J} = \left[ \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{x}} \right]_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^0}. \quad (79)$$

Zbiór punktów pracy sieci, dla których Jakobian  $\det(\mathbf{J}) = 0$ , określa hiperpowierzchnię będącą granicą stabilności lokalnej. Zapas stabilności lokalnej określony jest natomiast przez promień najmniejszej hiperkuli o środku w punkcie  $\mathbf{x}^0$ , stycznej do hiperpowierzchni będącej granicą stabilności lokalnej. Badanie w ten sposób stabilności lokalnej jest skomplikowane i dlatego w praktyce najczęściej wykorzystuje się w tym celu program do wyznaczania rozptywu mocy [139]. Zbieżny proces iteracyjny algorytmu obliczania rozptywu mocy świadczy o zachowaniu stabilności lokalnej.

W badaniu stabilności globalnej sprawdza się zachowanie synchronicznej pracy jednostek wytwórczych przy zwarcich w liniach wyprowadzających z nich moc, likwidowanych z czasem działania automatów zabezpieczających. Metody badania warunków stabilności globalnej zostały szczegółowo opisane w [144,187].

W optymalizacji SRMSP sprawdzenia warunków stabilności globalnej dokonuje się po wyznaczeniu preferowanej SRMSP na etapie jej weryfikacji technicznej. Warunki stabilności globalnej rzadko są bowiem powodem zmiany SRMSP w sensie zmian konfiguracji sieci bądź zmiany harmonogramu ich wprowadzania, gdyż rozwój sieci, wyznaczony na podstawie kryterium (2), zapewnia zwykle zachowanie stabilności lokalnej i globalnej. Poza tym, tańszym sposobem dotrzymania warunków stabilności globalnej w porównaniu do rozbudowy układu sieciowego jest instalowanie automatyki przeciwkołtysaniowej APKO, której celem jest niedopuszczenie do wypadnięcia z synchronizmu wszystkich bloków elektrowni po wystąpieniu zwarcia. Innymi sposobami są: instalowanie stabilizatorów systemowych oraz poprawa możliwości regulacyjnych bloków w elektrowniach

systemowych. W bardzo rzadkich przypadkach braku możliwości zachowania warunków stabilności globalnej tymi sposobami istnieje konieczność zmiany konfiguracji sieci. W procesie wyznaczania preferowanej SRMSP należy wtedy poddać ocenie kolejne w rankingu SRMSP, cechujące się większymi nakładami inwestycyjnymi i tym samym większym rozwojem sieci, poprawiającym warunki zachowania stabilności globalnej.

#### 4.4.6. Uwarunkowania ruchowe

Przystosowanie sieci do warunków rynkowych w procesie jej rozwoju jest ściśle związane ze sposobem prowadzenia jej ruchu. Rynek energii elektrycznej wymaga prowadzenia ruchu sieci uzależnionego od decyzji handlowych podmiotów na nim działających. Szczegółowe zasady prowadzenia ruchu na obecnym etapie rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce są przedstawione w dwóch dokumentach: Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej [113], przygotowanej przez OSP, którym jest PSE-Operator oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczych [114], przygotowanych przez spółki dystrybucyjne, pełniące rolę Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD)<sup>4</sup>. Granicą obszarów sieciowych, w których ruch prowadzi OSP i OSD, są w polskim SEE transformatory NN/110 kV. Ponieważ istnieje wzajemna zależność rozptyłów mocy w sieciach NN i 110 kV (była o tym mowa już wcześniej), ruch w tych sieciach musi być prowadzony łącznie, co w ww. instrukcjach zostało rozwiązane poprzez koordynację sieci 110 kV, sprawowaną przez OSP.

Planowanie ruchu KSE obejmuje, zgodnie z ww. instrukcjami, następujące elementy:

- planowanie technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE,
- planowanie zbilansowania pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE,
- planowanie pracy sieci zamkniętej,
- planowanie działań regulacyjnych w KSE.

Techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną planuje się poprzez opracowywanie:

- planów koordynacyjnych,
- bilansów techniczno-handlowych.

Plany koordynacyjne mają charakter techniczno-realizacyjny, natomiast bilanse techniczno-handlowe są uproszczonymi planami technicznymi i mają wyłącznie charakter informacyjny. Plany koordynacyjne zawierają dwie grupy danych: dane o bilansie mocy w KSE oraz dane o dostępności sieci przesyłowej i wykaz jednostek wytwórczych

<sup>4</sup> Dyrektywa [166] zobowiązuje do oddzielenia działalności operatorskiej od wytwarzania i obrotu energią elektryczną.

przewidzianych do pracy w regulacji. Plany koordynacyjne dla okresów krótszych stanowią uszczegółowienie planów koordynacyjnych dla okresów dłuższych.

Podstawą sporządzania planów koordynacyjnych realizacyjnych (na okres operatywny) są:

- dane będące wynikiem gry rynkowej,
- dane wynikające z technicznych uwarunkowań pracy sieci.

Dane będące wynikiem gry rynkowej, obejmują:

- zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej w postaci grafików obciążeń,
- oferty bilansujące zgłaszane przez uprawnione podmioty (Operatorzy Handlowo-Techniczni – OHT).

Dane wynikające z technicznych uwarunkowań pracy sieci, obejmują:

- dane dotyczące dyspozycyjności jednostek wytwórczych oraz ubytków remontowych i eksploatacyjnych,
- prognozowane zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
- plan wymiany międzysystemowej,
- wielkość produkcji zdeterminowanej,
- występujące ograniczenia systemowe,
- układ normalny sieci oraz plan wyłączeń,
- bieżące warunki pracy KSE.

Do zakresu planowania pracy sieci przesyłowej należy:

- opracowywanie układów pracy sieci,
- opracowywanie planów wyłączeń elementów sieci,
- opracowywanie programów łączeniowych urządzeń i elementów sieci,
- dobieranie nastawień automatyk systemowych w sieci,
- planowanie poziomów napięć w węzłach sieci oraz wykorzystanie źródeł mocy biernej przyłączonych do sieci,
- opracowywanie procedur przeciwdziałania powstawaniu stanów awaryjnych oraz procedur likwidacji stanów awaryjnych w sieci.

Działania regulacyjne wynikają z planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania oraz prowadzenia ruchu KSE w czasie rzeczywistym i obejmują:

- regulację mocy i częstotliwości,
- regulację napięć w sieci.

Do regulacji mocy i częstotliwości wykorzystuje się:

- regulację pierwotną (rezerwę sekundową),
- regulację wtórną,
- regulację trójną, zastępowaną stopniowo przez godzinowe grafiki obciążeń i korekty 15 minutowe,
- działania interwencyjne.



Ponieważ KSE pracuje synchronicznie z systemami elektroenergetycznymi krajów zrzeszonych w UCTE, obowiązują w nim wymagania UCTE w zakresie regulacji pierwotnej oraz dokładności utrzymywania uzgodnionej wymiany międzysystemowej.

Regulacja napięć i mocy biernej obejmuje następujące działania przygotowawcze oraz operatywne:

- określenie poziomów napięć i tworzenie planów wykorzystania źródeł mocy biernej oraz innych elementów regulacji w sieci, a następnie jego operatywną realizację przez służby ruchowe,
- opracowanie zasad postępowania w awaryjnych stanach napięciowych,
- prowadzenie baz danych niezbędnych do realizacji regulacji napięć i mocy biernej.

W procesie planowania ruchu sieci przesyłowej sporządza się tzw. układy normalne sieci, zwykle dla: szczytu obciążenia, tj. dla godz. 11<sup>00</sup> i 17<sup>00</sup> oraz dla doliny obciążenia, tj. dla godz. 22<sup>00</sup> w okresie jesienno-zimowym, a także dla szczytu obciążenia, tj. dla godz. 17<sup>00</sup> i doliny obciążenia, tj. dla godz. 22<sup>00</sup> w okresie letnim. W układach tych są określone m.in.:

- konfiguracja sieci w stanach pracy normalnej i w wybranych stanach pracy zakłóceniewej,
- wymagane poziomy napięć,
- dopuszczalne wartości mocy zwarciovych,
- obciążalności długotrwałe,
- rozpięty mocy czynnej i biernej,
- miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
- ograniczenia poboru mocy przez odbiorców w stanach zakłóceniewych i deficytu mocy w KSE,
- charakterystyki odbiorców energii elektrycznej.

Zgodnie z [113] podczas planowania pracy sieci przesyłowej w stanach pracy normalnej i zakłóceniewej należy dążyć do spełnienia następujących kryteriów:

- minimalizacji wpływu ograniczeń przesyłowych na pracę jednostek wytwórczych,
- maksymalizacji poziomu niezawodności pracy sieci przez: symetryczny rozdział linii przyłączonych do rozdzielni między poszczególne systemy szyn zbiorczych, wykorzystanie wszystkich układów szyn w rozdzielniach, jeśli jest to technicznie możliwe.

W instrukcji [113] dopuszcza się wyłączenie (przeniesienie do rezerwy ruchowej) pojedynczych elementów sieci (linii i transformatorów), jeśli:

- jest to ekonomicznie uzasadnione (powoduje zmniejszenie strat energii w sieci),
- warunki techniczne decydujące o niezawodności sieci są spełnione,
- możliwe jest szybkie ponowne załączenie elementu sieciowego do pracy.

#### 4.4.7. Wymagania generacji w źródłach wytwórczych

Sieć przesyłowa jest zasilana ze źródeł wytwórczych tzw. systemowych, bezpośrednio przyłączonych do sieci poszczególnych napięć: 110, 220 i 400 kV. Na pracę sieci przesyłowej mają także wpływ źródła rozproszone, przyłączone do sieci dystrybucyjnych SN i nN. Źródła te wpływając na wielkość poboru mocy ze stacji 110 kV/SN zmieniają rozptył mocy w sieci przesyłowej. Zmiana rozptyłu mocy w sieci przesyłowej następuje także w przypadkach braku generacji w niektórych źródłach rozproszonych, np. na skutek awarii jednostek wytwórczych bądź braku wiatru w przypadku źródeł wiatrowych. Źródła systemowe stanowią rezerwę mocy dla źródeł rozproszonych. Potrzeba tej rezerwy jest szczególnie widoczna w przypadku znaczącej liczby zainstalowanych źródeł wiatrowych, w których zmienność wytwarzanej mocy jest duża i zawiera się w szerokim zakresie: od braku generacji do mocy maksymalnej.

Część jednostek wytwórczych systemowych jest dysponowana przez OSP – są to tzw. jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD). Pozostałymi jednostkami wytwórczymi dysponują OSD, przy czym parametry pracy tych jednostek wytwórczych są uzgadniane z OSP. Zgodnie z [113] do JWCD należą:

- jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej NN,
- jednostki wytwórcze kondensacyjne przyłączone do sieci 110 kV o mocach osiągalnych większych od 100 MW,
- inne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci 110 kV na podstawie umów zawartych między OSP i OSD.

Wśród źródeł wytwórczych, mających istotny wpływ na pracę sieci przesyłowej, należy wyróżnić źródła o generacji wymuszonej i zdeterminowanej. Generacja wymuszona ma ścisły związek z występującymi ograniczeniami przesyłowymi. Na obecnym etapie rozwoju rynku energii elektrycznej jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej z powodu ograniczeń przesyłowych są dobierane przez OSP. Bardziej efektywna jest w tym zakresie decentralizacja zarządzania zdolnościami przesyłowymi, polegająca na udziale podmiotów działających na rynku: wytwórców i odbiorców, reprezentowanych przez OHT. Zdecentralizowane zarządzanie zdolnościami przesyłowymi jest oparte na krótkookresowych kosztach krańcowych energii elektrycznej w węzłach sieciowych. Podmioty działające na rynku, znając aktualne ceny w węzłach, publikowane przez OSP, wg których przebiegają rozliczenia finansowe, zawierają transakcje handlowe minimalizujące koszty zakupu energii elektrycznej, składające się z kosztów energii elektrycznej i kosztów jej przesyłu, uwzględniających koszty ograniczeń przesyłowych. W takim przypadku o udziale generacji wymuszonej decydują same podmioty działające na rynku, natomiast OSP ingeruje jedynie w przypadkach upoważniających go do zawieszenia rynku, to znaczy wtedy, gdy parametry pracy SEE wynikające z działań rynkowych nie zapewniałyby bezpiecznej pracy SEE.

Pojęcie generacji wymuszonej jest także stosowane do tzw. ograniczeń elektrownianych, polegających na konieczności pracy jednostek wytwórczych, wynikających z różnych powodów mieszczących się po stronie wytwórców, np. konieczność pracy co najmniej jednej jednostki wytwórczej w elektrowni z powodu braku możliwości przeprowadzenia rozruchu w przypadku wyłączenia z pracy wszystkich jednostek. Na obecnym etapie rynku energii elektrycznej kwalifikowanie jednostek wytwórczych do pracy wymuszonej ograniczeniami elektrownianymi jest dokonywane przez OSP, na rynku konkurencyjnym zdecentralizowanym uzależnione byłoby to od podmiotów na nim działających. Generacja w jednostkach wytwórczych wymuszona ograniczeniami elektrownianymi odbywałaby się wtedy wyłącznie w przypadku posiadania przez wytwórców zawartych transakcji handlowych. Praca tych jednostek wytwórczych nie różniłaby się wtedy od pracy innych jednostek wytwórczych, a usunięcie ograniczeń elektrownianych leżałoby po stronie samych wytwórców.

Generacja wymuszona może polegać na pracy jednostki wytwórczej:

- ze ściśle określoną generacją,
- z generacją nie mniejszą od zadanej wartości granicznej,
- z generacją nie większą od zadanej wartości granicznej.

Generacja zdeterminowana obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach na paliwa odnawialne i niekonwencjonalnych, a także wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła bądź wynikające z kontraktów długoterminowych, zawartych z wytwórcami przez OSP (PSE S.A.). Generacja zdeterminowana jest zatem wynikiem przede wszystkim regulacji prawnych, zobowiązujących OSP i OSD do odbioru energii elektrycznej z takich źródeł.

Na ograniczenia przesyłowe mają także wpływ planowe wyłączenia generatorów do remontów i wyłączenia elementów sieciowych do czynności eksploatacyjnych. Wpływają one na:

- dopuszczalne maksymalne moce generowane w węzłach wytwórczych,
- dopuszczalne minimalne moce generowane, wymagane w węzłach wytwórczych,
- planowe ograniczenia przesyłu mocy na określonych przekrojach przesyłowych (zbiór linii przesyłających energię elektryczną w danym kierunku).

W optymalizacji SRMSP planowe ograniczenia przesyłowe i wyłączenia jednostek wytwórczych są uwzględniane przede wszystkim w analizowanych losowych stanach pracy SEE oraz w analizie nieciągłości zasilania. W przypadku długotrwałego wyłączenia jednostek wytwórczych do remontów kapitałnych lub modernizacji odpowiednio modyfikowane są scenariusze wytwarzania, a w przypadku długotrwałego wyłączenia elementów sieciowych odpowiednio modyfikowane są zmiany zdeterminowane.

#### 4.4.8. Wpływ generacji rozproszonej na rozwój sieci przesyłowej

Wymagania ekologiczne oraz duży postęp technologiczny w konstruowaniu jednostek wytwórczych o małych mocach: od setek czy nawet dziesiątek kW do pojedynczych lub dziesiątek MW, wywołuje duże zainteresowanie inwestorów w budowaniu źródeł rozproszonych. Przez pojęcie generacji rozproszonej można rozumieć (w literaturze nie istnieje ścisła definicja generacji rozproszonej) jednostki wytwórcze wykorzystujące paliwo odnawialne, o rozwiązaniach niekonwencjonalnych, a także pracujące w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracja) o mocach od kilku kW (tzw. generacja rozsiana) do dziesiątek MW, zwykle przyłączone do sieci dystrybucyjnych i nie podlegające centralnemu dysponowaniu przez OSP i OSD. Wśród rozproszonych jednostek wytwórczych można wymienić: wiatraki, ogniwa paliwowe, wodorowe, silniki tłokowe oraz małe turbiny gazowe.

Źródła rozproszone posiadają następujące zalety:

- wysoka sprawność przetwarzania energii chemicznej zawartej w paliwie – nawet ok. 95%,
- brak lub niewielka emisja zanieczyszczeń – ochrona środowiska,
- możliwość lokalizacji źródeł w pobliżu odbiorcy lub bezpośrednio u odbiorcy – zmniejszenie przesyłowych strat energii oraz nakładów inwestycyjnych na budowę sieci elektroenergetycznych i ciepłowniczych,
- łatwość finansowania inwestycji – niskie nakłady inwestycyjne, krótki czas budowy,
- wysoka niezawodność pracy – ponad 90%,
- małe zapotrzebowanie terenu – 0,3 do 6 m<sup>2</sup>/MW,
- łatwość pozyskania środków finansowych – małe ryzyko inwestycyjne.

W tablicy 7 przedstawiono typowe dane charakteryzujące wykorzystanie energii chemicznej paliwa w energetyce konwencjonalnej i rozproszonych źródłach kogeneracyjnych. Energia wykorzystana przez odbiorców w przypadku konwencjonalnych źródeł energii wynosi tylko ok. 34%, natomiast w przypadku rozproszonych źródeł kogeneracyjnych rośnie do ok. 88%, a w przypadku mikrokogeneracji nawet do 95%. W tablicach 8 i 9 przedstawiono natomiast typowe dane charakteryzujące źródła rozproszone i konwencjonalne. Widać, że dostępne na rynku rozproszone źródła kogeneracyjne cechują się zdecydowanie większą sprawnością, a jednostkowe nakłady inwestycyjne na te źródła są już mniejsze niż na źródła konwencjonalne.

Duży rozwój źródeł rozproszonych obserwuje się za granicą, ale także i w Polsce, choć utrzymująca się stosunkowo wysoka cena gazu ogranicza efektywność ekonomiczną kogeneracji, która mogłaby zastąpić wyeksploatowane i zanieczyszczające środowisko osiedlowe ciepłownie węglowe. Przyjmowane w UE i w Polsce uregulowania prawne, promujące rozwój źródeł rozproszonych, wskazują na utrzymanie się tendencji rozwojowych tych źródeł w przyszłości.



Tablica 7

Typowe dane charakteryzujące wykorzystanie energii chemicznej paliwa w energetyce konwencjonalnej i rozproszonych źródłach kogeneracyjnych

Źródło	Straty w przetwarzaniu	Straty w przesyłach	Energia wykorzystana przez odbiorców
	%	%	%
El. kondensacyjna	55	11	34
Ciepłownia	20	5	75
Kogeneracja duża	10	2	88
Mikrokogeneracja	5	-	95

Uwaga: Najczęściej przyjmowaną granicą kogeneracji małej i dużej jest moc znamionowa źródła, wynosząca 1 MW.

Tablica 8

Typowe dane charakteryzujące źródła rozproszone kogeneracyjne

Moc elektryczna	Moc cieplna	Sprawność	Nakład
kW	kW	%	USD/kWe
60	120	90	700-800
90	170	90	700-800
100	166	83	650-710
788	1168	84,7	730
9-1038	19-1336	82,5-86	450-810

Tablica 9

Typowe dane charakteryzujące źródła konwencjonalne

Rodzaj źródła	Sprawność	Nakład
	%	USD/kWe
Elektrownia węglowa kondensacyjna	45	1200
Elektrociepłownia węglowa	80	1400
Ciepłownia węglowa	80	900

Zgodnie z opinią wyrażoną w „Polityce energetycznej państwa” [183] biomasa (uprawy energetyczne, drewno opałowe, odpady rolnicze, przemysłowe i leśne, biogaz) oraz energia wiatrowa realnie oferują największy potencjał do wykorzystania w Polsce przy obecnych cenach energii i warunkach pomocy publicznej. W dalszej kolejności plasują się zasoby energii wodnej oraz geotermalnej. Natomiast technologie słoneczne (pomimo ogromnego potencjału technicznego) z powodu niskiej efektywności ekonomicznej w zakresie produkcji energii elektrycznej mogą odgrywać istotną rolę praktycznie wyłącznie w produkcji ciepła. Według [183] udział energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach rozproszonych na paliwa



odnawialne<sup>5</sup> w łącznym zużyciu energii elektrycznej brutto w kraju powinien osiągnąć 7,5% w roku 2010. Z powodu przewidywanego dynamicznego wzrostu zużycia energii elektrycznej ogółem w perspektywie do roku 2025, nawet tylko w celu utrzymania tego udziału, konieczne będzie dalsze rozwijanie tych źródeł.

Zapewnienie 7,5% udziału energii ze źródeł na paliwo odnawialne będzie wymagało, zgodnie z [213], wybudowania nowych źródeł wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej ponad 2500 MW o następującej przewidywanej strukturze:

- 1200 MW z elektrociepłowni opalanych drewnem,
- 600 MW z elektrowni wiatrowych<sup>6</sup>,
- 590 MW z elektrowni opalanych biogazem,
- 200 MW z małych elektrowni wodnych,
- 2 MW z ogniw fotowoltaicznych.

Uwzględniając obserwowane duże zainteresowanie inwestorów budową elektrowni wiatrowych (pojedynczych i farm) oraz na podstawie informacji zawartych w [117] można przewidywać, że nowe elektrownie wiatrowe przekroczą ww. prognozowane wartości mocy.

Źródła rozproszone o mocach do kilkuset kW przyłącza się zwykle do sieci nN, o mocach kilku MW – do sieci SN, o mocach kilkudziesięciu do stu kilkudziesięciu MW – do sieci 110 kV, a o większych mocach (np. duże farmy wiatrowe) – do sieci NN. Istotne dla rozwoju sieci przesyłowej jest także instalowanie źródeł wytwórczych przez odbiorców przemysłowych. Działania takie są podejmowane wtedy, gdy pokrycie potrzeb energetycznych (energia elektryczna i ciepło) przez źródło własne jest konkurencyjne w stosunku do zakupu energii z sieci [54,65,66]. Duży rozwój źródeł rozproszonych oprócz korzyści ekologicznych przynosi także dla tych sieci zagrożenia wynikające przede wszystkim z nieprzewidywalnej zmienności produkcji energii w tych źródłach oraz konieczności zapewnienia im regulacyjnej rezerwy mocy w źródłach systemowych. Techniczne oddziaływanie generacji rozproszonej na SEE obejmuje następującą problematykę [117,119,120]:

- niezawodność zasilania,
- regulacja częstotliwości i mocy w SEE,
- jakość energii elektrycznej,
- regulacja napięcia i gospodarka mocą bierną.

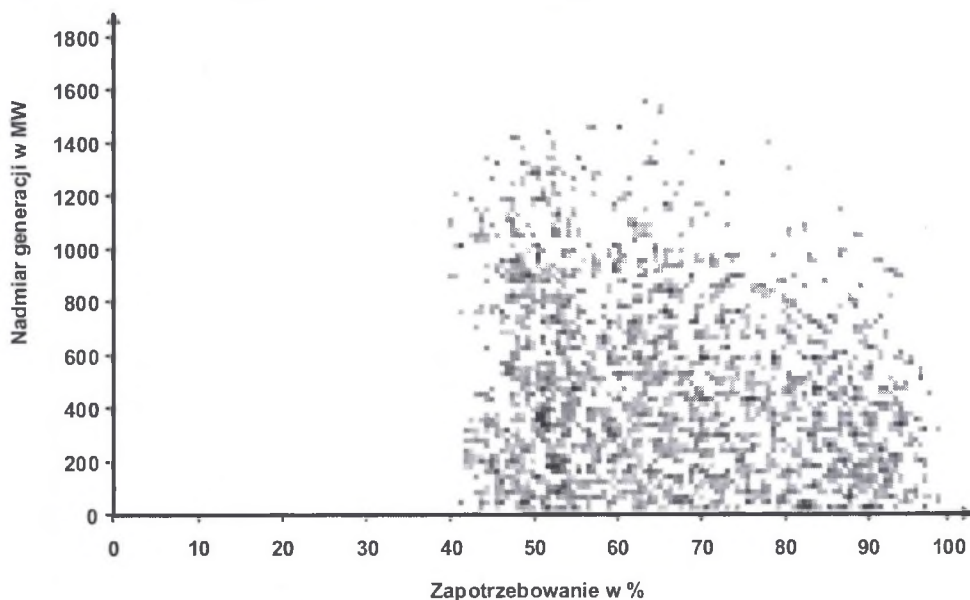
Uwzględnienie źródeł rozproszonych w analizie niezawodności zasilania wymaga opracowania nowej metodyki oceny i prognozowania niezawodności wytwarzania energii elektrycznej. Źródła generacji rozproszonej można podzielić na dwie grupy: o mocy

<sup>5</sup> Źródła te są w literaturze często nazywane OZE – Odnawialne Źródła Energii, jednak nazwa ta nie wydaje się właściwa, gdyż odnawialne jest paliwo a nie źródło energii w sensie jednostki wytwórczej.

<sup>6</sup> Według innych danych, np. wg opinii Polish Energy Partners, do końca roku 2010 można w Polsce wybudować elektrownie wiatrowe o łącznej mocy 1000 MW przy obecnych (koniec roku 2005) jedynie 63 MW w takich źródłach.

wyjściowej zależnej i niezależnej od losowej zmienności nośników energii pierwotnej. Źródła rozproszone należące do pierwszej grupy, np. elektrownie wiatrowe i ogniwa fotowoltaiczne, w odróżnieniu od drugiej grupy, np. małe elektrownie wodne, turbiny gazowe, silniki Diesla, nie mogą być modelowane przy użyciu tych samych technik jak źródła konwencjonalne. Wymagają one bardziej złożonych modeli niezawodnościowych, obejmujących zarówno model źródła energii, np. wiatru, jak i model samej jednostki wytwórczej (turbozespół). Informacje na temat sposobu modelowania źródeł rozproszonych przedstawiono w [168].

Duża liczba źródeł wiatrowych (farmy) może być powodem zwiększonych problemów w prowadzeniu ruchu SEE. Praca turbin wiatrowych jest zależna od warunków meteorologicznych i może się odbywać przy prędkości wiatru większej od prędkości minimalnej, wymaganej do rozruchu, oraz mniejszej od prędkości maksymalnej, ze względu na możliwość uszkodzenia ich elementów mechanicznych. Na rysunku 4 przedstawiono wyniki badań, pokazujące nadwyżki mocy w SEE Danii dla przewidywanych warunków w 2005 r., spowodowane istnieniem źródeł wiatrowych. Losowe wartości tych nadwyżek i brak nadających możliwości regulacyjnych w SEE, niwelujących te nadwyżki, są powodem konieczności wzmocnień połączeń międzysystemowych, jednak w takim przypadku skutki wpływu źródeł wiatrowych z Duńskiego SEE będą się przenosiły na systemy sąsiednie.



Rys. 4. Wyniki symulacji nadmiaru generacji mocy w SEE Danii dla warunków 2005 r., spowodowanego wiatrowymi jednostkami wytwórczymi. Źródło: CIGRE(2000) 37-113

Fig. 4. Results of a simulation of surplus capacity in Denmark's power system for 2005 conditions due to the output of wind generating units. Source: CIGRE(2000) 37-113

Przeciwieństwem nieprzewidywalnej, losowo zmiennej generacji w elektrowniach wiatrowych są agregaty kogeneracyjne z regulacją produkcji „na zero”, dostosowanej do zapotrzebowania odbiorców. Wytwarzanie energii elektrycznej w takich źródłach odbywa się

bez wymiany energii z siecią, tzn. bez poboru energii uzupełniającej na potrzeby odbiorców oraz oddawania nadwyżek do sieci. Praca taka jest podobna do pracy autonomicznej źródła, a przyłączenie do sieci zapewnia jedynie zasilanie rezerwowe odbiorców.

Istnienie napędów o zmiennej prędkości oraz stosowanie układów energoelektronicznych między źródłami rozproszonymi a siecią elektroenergetyczną pogarsza jakość energii elektrycznej dostarczanej do sieci. Urządzenia przekształtnikowe stosowane w układach regulacji są powodem odkształcenia krzywej prądu i napięcia. Oprócz wahań napięcia spowodowanych zmienną prędkością wiatru występują także wahania będące wynikiem włączania i wyłączania farm wiatrowych z powodu przekraczania granicznych dopuszczalnych prędkości wiatru i związanych z tym zmian konfiguracji sieci. Wpływ ten jest mniej odczuwalny w sieci przesyłowej z powodu znacznie większych mocy zwarciovych w porównaniu do sieci dystrybucyjnych.

Źródła rozproszone o małej mocy nie uczestniczą w regulacji napięcia zarówno w sieci przesyłowej jak i dystrybucyjnej. Źródła rozproszone o większych mocach w celu uczestniczenia w regulacji napięcia integruje się z transformatorami wyposażonymi w automatyczny układ regulacji przekładni. Układ ten zapobiega także zagrożeniu lawinowego zapadu napięcia w miejscu przyłączenia tych źródeł, jednak konieczne jest także w tym celu zapewnienie odpowiedniej ilości rezerwy mocy biernej w SEE.

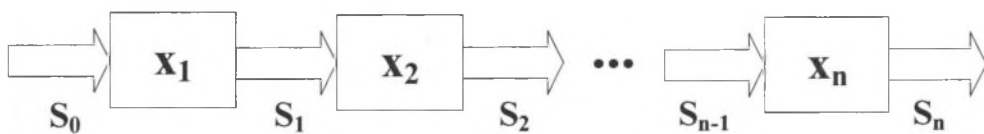
Rozwój źródeł rozproszonych będzie miał coraz większy wpływ na strukturę SEE nie tylko w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, ale także przesyłu i dystrybucji [38,40,41]. Gdyby przyjąć ekstremalny przypadek zaspokojenia potrzeb energetycznych głównie przez źródła rozproszone, to system przesyłowy pełniłby jedynie rolę stabilizującą i regulacyjną, a zapotrzebowanie na usługi przesyłowe sprowadzałoby się głównie do zapotrzebowania na zasilanie rezerwowe. Bez względu na to, czy przypadek taki zajdzie, wpływ źródeł rozproszonych na rozwój sieci jest niewątpliwy i dlatego musi zostać uwzględniony w optymalizacji SRMSP.

Źródła rozproszone o stosunkowo dużej mocy, takie jak farmy wiatrowe, które mogą być przyłączone do sieci 110 kV czy nawet do sieci NN, wymagają odpowiedniej zdolności przesyłowej sieci bezpośrednio współpracującej z nimi dla zapewnienia odbioru energii produkowanej w tych źródłach, a także dostarczenia energii rezerwowej do węzłów odbiorczych w przypadku zmniejszenia lub braku produkcji energii w tych źródłach. Można się spodziewać z tego powodu zwiększenia start energii w sieci przesyłowej, a także zwiększenia prądów zwarciovych, szczególnie w sieci 110 kV, co przy już dużym poziomie tych prądów dodatkowo utrudni konfigurowanie układów pracy tej sieci (o konieczności sekcjonowania sieci 110 kV z powodu dużych poziomów prądów zwarciovych była już mowa wcześniej). Specyfika pracy takich źródeł będzie miała bezpośredni wpływ na powstawanie ograniczeń przesyłowych, które będą wymagały racjonalnej likwidacji w procesie rozwoju sieci.

Źródła rozproszone o mniejszych mocach, przyłączone do sieci dystrybucyjnych, będą natomiast kształtowały zapotrzebowanie na moc w węzłach odbiorczych sieci przesyłowej. Zaspokajając lokalnie zapotrzebowanie odbiorców na energię elektryczną będą zmniejszały potrzebę dostarczania jej z sieci przesyłowej. Spowoduje to zmniejszenie przyrostu obciążenia elementów sieci przesyłowej, w tym szczególnie transformatorów NN/110 kV i 110 kV/SN, zmniejszy się także przyrost strat energii w tej sieci. Przy dalszym rozwoju źródeł rozproszonych obserwowane może być nie tylko zmniejszenie przyrostów, ale nawet zmniejszenie obciążenia elementów sieci przesyłowej, co zmniejszy także straty energii i liczbę występujących przeciążeń elementów sieci przesyłowej w stanach zakłóceńowych. Będzie to zmniejszało potrzeby rozwojowe tej sieci, jednak nie ograniczy ich w stopniu wynikającym z ilości produkowanej w źródłach rozproszonych energii elektrycznej – specyfika pracy tych źródeł wymaga bowiem zapewnienia rezerwowego zasilania odbiorców z sieci przesyłowej. Zwiększenie gęstości powierzchniowej źródeł rozproszonych, umożliwiające ich wzajemne lokalne rezerwowanie się, będzie zmniejszało także potrzebę takiego rezerwowego zasilania z sieci przesyłowej.

#### 4.5. Zastosowanie algorytmu programowania dynamicznego do optymalizacji strategii w ramach scenariusza warunków rozwoju

Proces optymalizacji SRMSP w ramach SWR ma charakter wieloetapowego problemu decyzyjnego, którego schemat pokazano na rys. 5. Jego celem jest zmiana stanu sieci  $S_0$  w roku początkowym na stan sieci  $S_N$  w końcowym roku analizy w taki sposób, aby spełnione było kryterium (2). Stanem sieci jest ogół wartości zmiennych w rozpatrywanym stadium procesu. Do rozwiązania zadania optymalizacyjnego można wykorzystać algorytm programowania dynamicznego [19,20,21,105,112,137,140,229,233].



Rys. 5. Schemat wieloetapowego problemu decyzyjnego, gdzie:  $ST_j$  - stan wyjściowy procesu z etapu  $j$ ,  $x_j$  - decyzja podjęta na etapie  $j$

Fig. 5. Multi-stage decision problem, where:  $ST_j$  - the initial state for stage  $j$ ,  $x_j$  - decision taken at stage  $j$

Warunkami zastosowania algorytmu programowania dynamicznego są dwie właściwości, którymi musi się charakteryzować proces decyzyjny:

1.  $n$  – wymiarowa funkcja celu powinna mieć postać sumy  $n$  funkcji celu o jednej zmiennej decyzyjnej dla poszczególnych etapów procesu.



2. Właściwość Markowa, polegająca na tym, że wartość uzyskana na  $j$ -tym etapie optymalizacji zależy od stanu na etapie poprzednim oraz od decyzji podjętej na  $j$ -tym etapie. Nie zależy natomiast od tego, jaką drogą system doszedł do stanu w etapie  $j - 1$ .

W zadaniu optymalizacji SRMSP oba warunki są spełnione. Funkcję kryterialną (2) można bowiem przedstawić w postaci:

$$K(x_1, x_2, x_3, \dots, x_N) = g_1(x_1) + g_2(x_2) + g_3(x_3) + \dots + g_N(x_N), \quad (80)$$

gdzie  $g_t(x_t)$  jest wartością funkcji kryterialnej (2) w roku  $t$  przy podjęciu decyzji  $x_t$ , polegającej na wyborze jednej ORM.

Proces optymalizacji SRMSP jest pozbawiony pamięci, gdyż decyzja wyboru ORM w roku  $t$  nie zależy od decyzji podjętych do roku  $t-1$ , a wartość funkcji kryterialnej (2) w roku  $t$  zależy wyłącznie od decyzji podjętej w tym roku. O spełnieniu warunku braku pamięci procesu optymalizacji SRMSP można się przekonać poruszając się w procesie optymalizacji od roku początkowego do roku końcowego oraz w stronę odwrotną. Jeśli proces optymalizacji jest pozbawiony pamięci, to wynik optymalizacji w obu kierunkach jest taki sam. Wykonane analizy praktyczne, np. [35,37], potwierdziły tę właściwość procesu optymalizacji SRMSP.

Zadanie optymalizacji SRMSP można zatem przedstawić w postaci:

$$\min K(x_1, x_2, x_3, \dots, x_N) = g_1(x_1) + g_2(x_2) + g_3(x_3) + \dots + g_N(x_N). \quad (81)$$

Przy ograniczeniach:

$$x_i \in Z_{ORM}, \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, N, \quad (82)$$

$$ST_i(x_i) \text{ spełnia postawione wymagania techniczne,} \quad (83)$$

gdzie  $Z_{ORM}$  jest zbiorem ORM.

Do procesu decyzyjnego posiadającego właściwość Markowa stosuje się zasadę optymalności R. Bellmana, która stanowi podstawową właściwość strategii optymalnej: polityka optymalna ma tę właściwość, że niezależnie od początkowego stanu i początkowej decyzji pozostałe decyzje muszą stanowić politykę optymalną ze względu na stan wynikający z pierwszej decyzji. Oznacza to, że aby ciąg decyzji  $(x_1^{opt}, x_2^{opt}, x_3^{opt}, \dots, x_N^{opt})$  był strategią optymalną w procesie  $n$  – etapowym przy stanie początkowym  $ST_0$  potrzeba, aby ciąg decyzji  $(x_2^{opt}, x_3^{opt}, \dots, x_N^{opt})$  był strategią optymalną w procesie  $n-1$ -etapowym przy stanie wynikającym z podjęcia na pierwszym etapie decyzji  $x_1^{opt}$ . Optymalną SRMSP można zatem wyznaczyć na podstawie analizy przeprowadzanej na poszczególnych etapach procesu, tzn. w kolejnych latach  $t$  okresu analizy.

Na rysunku 6 przedstawiono działanie algorytmu programowania dynamicznego w optymalizacji SRMSP. Na osi rzędnych znajdują się ORM, a na osi odciętych – lata okresu



analizy,  $K_i(t)$  są wartościami funkcji kryterialnej (2) przy optymalnych decyzjach wyboru ORM w okresie  $\langle 0, t-1 \rangle$ , umożliwiających uzyskanie opcji  $i$  w roku  $t$ . Przejście pomiędzy ORM z roku na rok skutkuje bądź zmianą ORM, bądź pozostawieniem tej samej ORM. Zgodnie z algorytmem programowania dynamicznego kryterium optymalnego przejścia pomiędzy ORM, wyznaczające SRMSP, jest następujące:

$$\min_i \Delta K_i(i, j), \quad \forall t = 1, 2, 3, \dots, N, \quad \forall j \in Z_{ORM}, \quad (84)$$

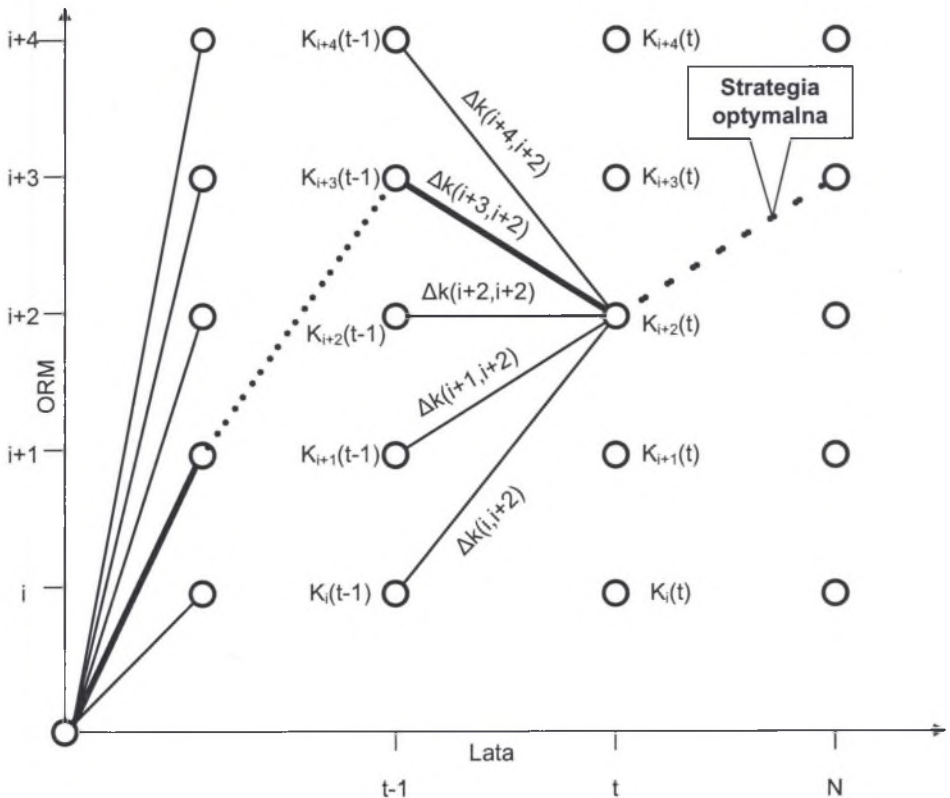
przy ograniczeniu:

$$\sum_{k=1}^t K_{inv}(k) \leq K_{inv}^{\max}(t), \quad (85)$$

gdzie:

$\Delta K_i(i, j)$  - koszt przejścia z  $i$ -tej ORM w roku  $t-1$  do  $j$ -tej ORM w roku  $t$ ,

$K_{inv}^{\max}(t)$  - maksymalna wartość nakładów inwestycyjnych na rozbudowę i modernizację sieci, poniesionych w okresie do roku  $t$ .



Rys. 6. Ilustracja algorytmu programowania dynamicznego w optymalizacji SRMSP

Fig. 6. Illustration of the dynamic programming algorithm in the Transmission System Development and Modernisation Strategy (TSDMS) optimisation

Zadanie optymalizacyjne może być zrealizowane bez uwzględnienia ograniczenia (85), wtedy przyjmuje się, że nakłady na rozbudowę i modernizację sieci są nieograniczone. Przypadek aktywnego ograniczenia (85) skutkuje zawsze zwiększeniem wartości funkcji kryterialnej (2), następuje bowiem zmniejszenie nakładów inwestycyjnych, ale w większym stopniu zwiększa się koszt ograniczeń przesyłowych.

Należy zaznaczyć, że liczba ORM w poszczególnych latach  $t$  nie musi być jednakowa. Taki przypadek może wystąpić wtedy, gdy ORM zostanie arbitralnie odrzucona, np. z powodu braku spełnienia wymagań technicznych, bądź wprowadzona od tego roku do zbioru ORM, ponieważ jej realizacja w okresie wcześniejszym nie była możliwa. Zadanie (84) może jednak być rozwiązywane bez arbitralnego określania dostępności ORM w poszczególnych latach okresu analizy. Weryfikacja techniczna SRMSP jest bowiem przeprowadzana na etapie wyboru preferowanej SRMSP, ale jest ważniejszy powód – funkcja kryterialna zawiera krańcowe koszty związane z ograniczeniami technicznymi w sieci. Im gorszy jest stan pracy SEE, tym koszty krańcowe związane z ograniczeniami technicznymi są większe. W sytuacji braku możliwości spełnienia wymagań technicznych następuje ograniczanie poboru energii przez odbiorców, co skutkuje znacznym zwiększeniem wartości funkcji kryterialnej z powodu pojawienia się kosztu niedostarczonej energii. Rezultatem rozwiązania zadania (84) będzie zatem wybór ORM, eliminujący w ekonomicznie uzasadnionym stopniu ORM nie spełniające ograniczeń technicznych.

W wyniku realizacji kryterium (84) uzyskuje się tyle SRMSP, ile jest dostępnych ORM w roku  $N$ . Kryterium wyboru optymalnej SRMSP jest następujące:

$$\min_{i \in Z_{ORM}^N} K_i(N), \quad (86)$$

gdzie  $Z_{ORM}^N$  jest zbiorem ORM dostępnych w roku  $N$ .

## 5. ELEMENTY PLANOWANIA ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ WYNIKAJĄCE Z GOSPODARKI RYNKOWEJ

Uwarunkowania rynkowe w sposób zasadniczy zmieniają podejście do niektórych elementów procesu optymalizacji SRMSP. W warunkach rynkowych przede wszystkim zmienia się sposób prowadzenia ruchu SEE, co wpływa bezpośrednio na funkcje realizowane przez sieć przesyłową. Gospodarka rynkowa obnaża z całą ostrością miejsca występowania ograniczeń przesyłowych i pokazuje koszt, który muszą z ich powodu ponieść podmioty działające na rynku. Podstawowym celem rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej w warunkach rynkowych jest uzasadniona ekonomicznie likwidacja takich ograniczeń przesyłowych. Z powodu konieczności wieloletniego wyprzedzenia w podejmowaniu decyzji rozwojowych, wynikającego z długotrwałego procesu przygotowania inwestycji, a szczególnie uzyskania decyzji lokalizacyjnych, warunki rynkowe muszą być przedmiotem symulacji umożliwiających identyfikację ograniczeń przesyłowych w przyszłości.

W metodyce optymalizacji SRMSP w warunkach rynkowych występują dwa rodzaje kosztów krańcowych: koszty krańcowe produkcji energii elektrycznej i koszty krańcowe rozwoju sieci. Ponieważ w warunkach rynkowych o wielkości produkcji decydują krótkookresowe koszty krańcowe produktów [17], do rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze wykorzystuje się krótkookresowe koszty krańcowe produkcji energii elektrycznej.

Optymalizacja SRMSP jest dokonywana na podstawie kryterium, którego składniki odpowiadają kosztom krańcowym rozwoju sieci krótkookresowym i długookresowym. Optymalnym punktem podjęcia decyzji inwestycyjnej (budowa nowego obiektu sieciowego) jest zrównanie się kosztów krańcowych krótkookresowych i długookresowych. W obszarze do tego punktu koszty krańcowe krótkookresowe są mniejsze od kosztów krańcowych długookresowych, co oznacza, że zwiększenie przesyłu energii elektrycznej odbywa się poprzez wykorzystane istniejących zdolności przesyłowych. W obszarze wielkości przesyłu od punktu zrównania się tych kosztów koszty krańcowe długookresowe są mniejsze od krótkookresowych, co oznacza, że uzasadnione ekonomicznie staje się zwiększenie przesyłu energii elektrycznej poprzez zwiększenie zdolności przesyłowej – wybudowanie nowego obiektu sieciowego. Decyzje inwestycyjne w warunkach rynkowych podejmowane są zatem na podstawie analizy krótkookresowych i długookresowych kosztów rozwoju sieci. Inaczej mówiąc, podjęcie inwestycji staje się uzasadnione ekonomicznie wtedy, gdy przyrost nakładów inwestycyjnych jest zrównoważony zmniejszeniem się kosztów ograniczeń przesyłowych (punkt zrównania się kosztów krótkookresowych i długookresowych rozwoju sieci).

W niniejszym rozdziale zostaną omówione zmiany w prowadzeniu ruchu SEE, wynikające z uwarunkowań rynkowych i kształtujące wymagania, którym sieć przesyłowa musi sprostać. Następnie zostaną przedstawione te elementy optymalizacji SRMSP, które

odpowiadają za jej ekonomicznie i technicznie uzasadnione przystosowanie do realizacji transakcji handlowych, zawieranych na rynku energii elektrycznej.

## 5.1. Proces planowania rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych

Planowanie rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych musi uwzględniać zmianę roli otoczenia OSP i OSD, od którego zależą SWR. W warunkach rynkowych następuje decentralizacja decyzji rozwojowych otoczenia sieci przesyłowej. Szczególne znaczenie ma upodmiotowienie gmin w planowaniu zaspokojenia potrzeb energetycznych. Planowanie rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych wymaga w coraz większym stopniu rozpoznania przewidywań rozwojowych innych podmiotów, od których zależy zapotrzebowanie na usługi przesyłowe.

Na rysunku 7 przedstawiono schemat struktury planowania rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych. Składa się on z trzech zasadniczych części: bloku identyfikacji SWR, bloku analitycznego i bloku wykorzystania wyników planowania rozwoju przez OSP i OSD.

W bloku identyfikacji SWR realizowane są prace rozpoznawcze rozwoju podmiotów mających wpływ na kształtowanie się zapotrzebowania na usługi przesyłowe, prace studialne wykorzystujące istniejącą wiedzę o kierunkach rozwoju poszczególnych sektorów gospodarki i kierunkach zmian zapotrzebowania na energię elektryczną w sektorze komunalno-bytowym, wykorzystujące założenia polityki energetycznej państwa oraz przewidywania eksperckie kierunków rozwoju gospodarki energetycznej. Rozwój sieci przesyłowej w warunkach rynkowych wynika z zapotrzebowania na usługi przesyłowe, które kształtują się w sposób niezależny od OSP i OSD. Operatorzy mogą wpływać na to zapotrzebowanie jedynie pośrednio i w bardzo ograniczony sposób poprzez odpowiednią politykę informacyjną, a przede wszystkim poprzez sygnały ekonomiczne dawane podmiotom uczestniczącym w rynku energii elektrycznej. W warunkach rynkowych zatem bardzo istotne jest odpowiednie wykorzystanie wyników planowania rozwoju sieci przesyłowej w kształtowaniu polityki taryfowej, co ma bezpośrednie sprzężenie zwrotne z planowaniem gospodarki energetycznej w różnych obszarach KSE, w tym przede wszystkim z planowaniem zaspokojenia potrzeb energetycznych w gminach i rozwojem źródeł rozproszonych.

W bloku analitycznym realizowane są analizy umożliwiające identyfikację ograniczeń przesyłowych, powstających w warunkach rynku energii elektrycznej oraz efektywną ekonomicznie ich likwidację z uwzględnieniem ryzyka podejmowanych decyzji inwestycyjnych. Metodyka realizacji tych analiz jest przedmiotem niniejszej rozprawy.

W bloku wykorzystania wyników planowania rozwoju sieci przesyłowej następuje przede wszystkim wykonanie analizy finansowej OSP i OSD, z której mogą wynikać ewentualne ograniczenia finansowe dla preferowanej SRMSP. W wyniku takiego sprzężenia zwrotnego konieczny jest powrót do bloku analitycznego i określenie preferowanej SRMSP



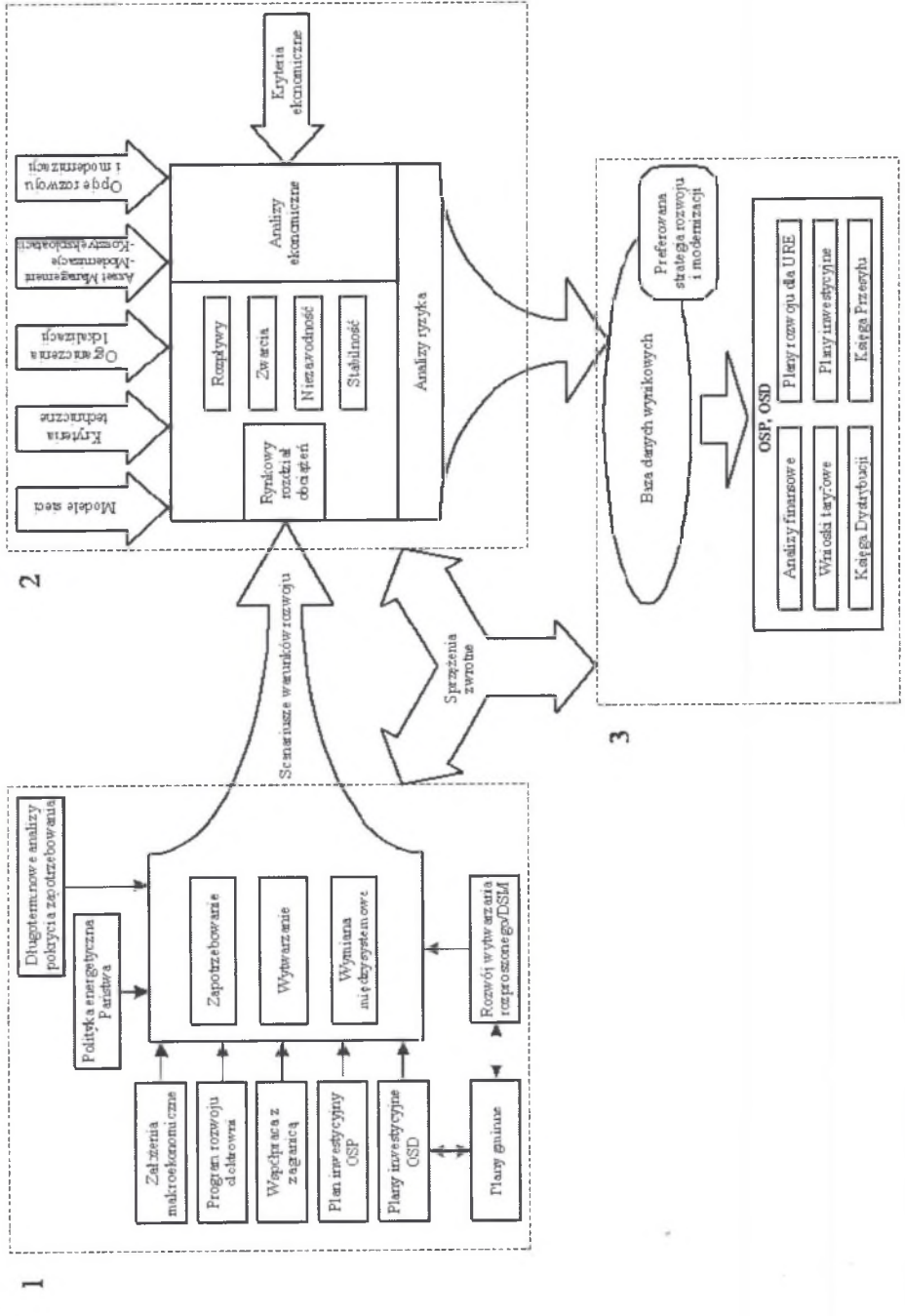
uwzględniającej ograniczenia finansowe. W bloku tym następuje także określenie stawek taryfowych, uwzględniających koszty rozwoju sieci przesyłowej. Ważnym elementem wykorzystania w warunkach rynkowych wyników planowania rozwoju sieci przesyłowej jest udostępnianie podmiotom działającym na rynku energii elektrycznej informacji o przewidywanym rozwoju sieci przesyłowej i całego SEE. Publikacja taka zapewni równy dostęp do informacji wszystkim podmiotom działającym na rynku, co jest niezbędnym elementem zapewniającym im niedyskryminowany dostęp do sieci i działanie racjonalne na rynku, w tym podejmowanie decyzji inwestycyjnych.

## **5.2. Zmiany w prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego, wynikające z uwarunkowań rynkowych, istotne dla procesu planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej**

Determinacja Unii Europejskiej w zakresie wprowadzenia wewnętrznego rynku energii elektrycznej, wyrażona w dyrektywie [92], jednoznacznie przesądza o dalszym rozwoju rynku energii elektrycznej. Sposób prowadzenia ruchu SEE w warunkach rynkowych ulega zdecydowanej zmianie. W gospodarce monopolistycznej całość planowania pracy jednostek wytwórczych i sieci znajduje się po stronie operatorów technicznych: OSP i OSD, którzy dokonują optymalizacji pracy SEE. W tych warunkach prowadzenie jednostek wytwórczych odbywa się na zasadzie ekonomicznego rozdziału obciążeń (ERO), które w warunkach polskich prowadzone było bez uwzględnienia zdolności przesyłowej sieci. Wyniki ERO poddawane były następnie weryfikacji technicznej, wynikającej z ograniczonej zdolności przesyłowej sieci. Uzyskany w ten sposób plan pracy SEE był całkowicie podporządkowany działalności operatorów technicznych i w związku z tym ekonomicznie nieefektywny.

Sposób planowania i prowadzenia ruchu SEE w warunkach rynkowych zależy od rodzaju i stopnia rozwoju rynku [155,154,219,155,154,219]. Na rysunku 8 przedstawiono powiązania techniczno-handlowe na rynku typu pool. Różnica w planowaniu ruchu SEE w porównaniu do gospodarki monopolistycznej polega tu na tym, że jednostki wytwórcze są przywoływane do produkcji na podstawie zgłaszanych ofert cenowych. Operatorzy techniczni budują stos ofert wg zwiększających się cen i następnie tak dobrane jednostki wytwórcze są uwzględniane w analizie technicznej pracy SEE. W przypadku ograniczeń przesyłowych operatorzy techniczni dokonują korekty rozdziału wytwarzania. Odbiorcy mają możliwość kształtowania ceny zakupywanej energii elektrycznej jedynie w sposób pośredni, tzn. poprzez zmianę ich zapotrzebowania na moc. Na rynku typu pool wytwórcy mają wpływ na kształtowanie sposobu pokrycia zapotrzebowania na moc, jednak po stronie operatorów technicznych pozostaje nadal ostateczny sposób rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze.

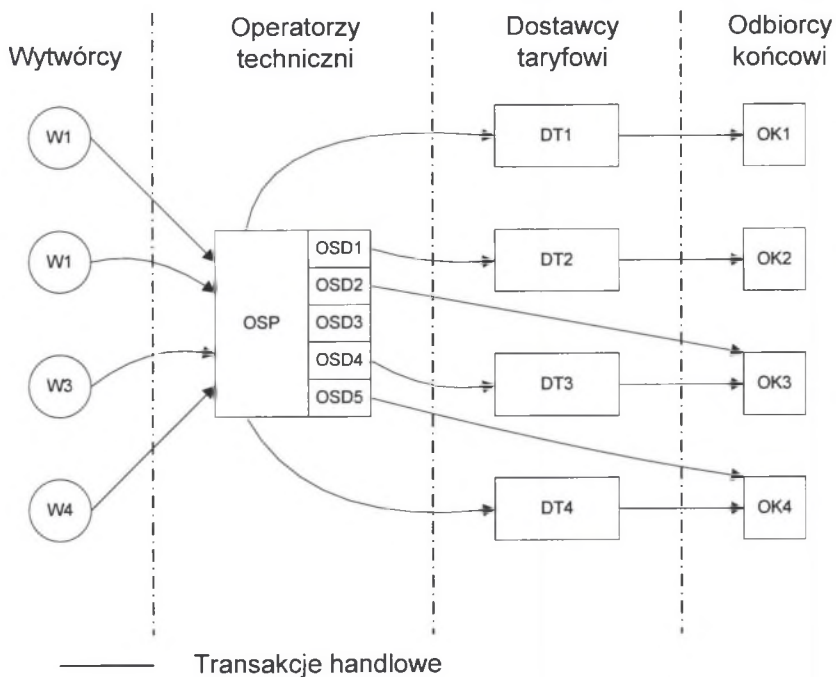




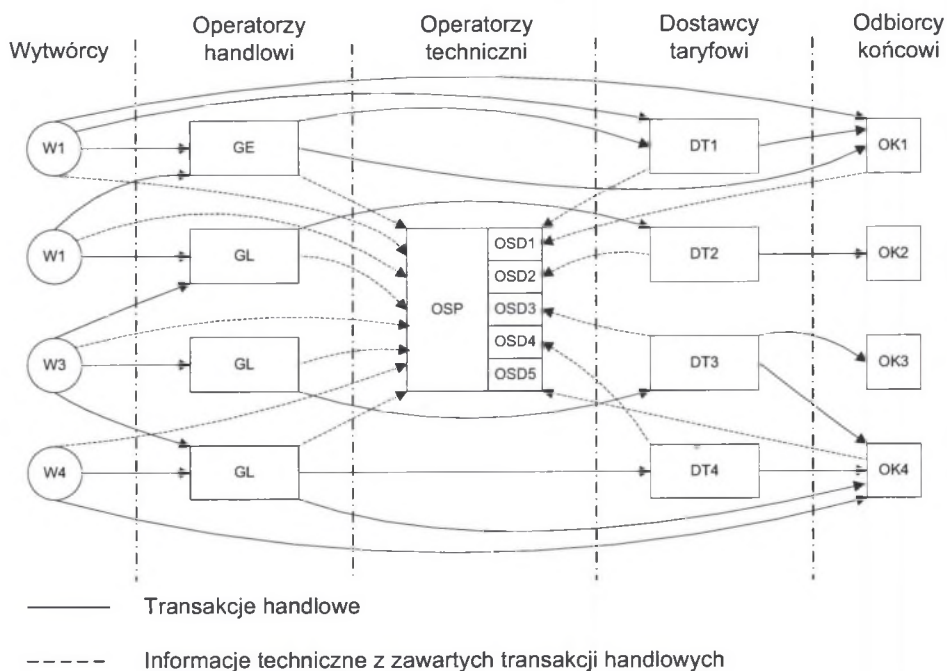
Rys. 7. Schemat struktury planowania rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych [31].  
Fig. 7. Structure of the transmission system development planning under market conditions [31].

Na rysunku 9 przedstawiono powiązania techniczno-handlowe w warunkach rynku bilateralnego scentralizowanego (GE oznacza systemową giełdę energii elektrycznej a GL oznacza giełdę lokalną, np. internetową). Transakcje handlowe są na tym rynku zawierane bilateralnie pomiędzy uczestnikami rynku, informacje techniczne o zawartych transakcjach są przekazywane do operatorów technicznych w celu ich fizycznej realizacji. Informacje te zawierają dane o ilości i okresach zakontraktowanej energii elektrycznej oraz miejscach jej wprowadzenia do sieci i odebrania z sieci. Okresy zawartych transakcji mogą być różne: od transakcji krótkookresowych, np. dniowych, tygodniowych czy miesięcznych do długookresowych, np. kwartalnych, półrocznych, rocznych czy wieloletnich. Grafikowanie, tzn. przygotowanie planów produkcji energii elektrycznej dla potrzeb prowadzenia ruchu, najczęściej w przedziałach godzinowych i następnie piętnastominutowych, jest jednak ciągle w gestii operatorów technicznych. Na rysunku 10 pokazano sposób pokrycia zapotrzebowania na moc w warunkach tego rynku. Obszar poniżej krzywej zapotrzebowania jest wypełniany planem produkcji przygotowywanym przez operatorów technicznych na podstawie informacji o zawartych transakcjach handlowych. W przypadku tego rynku podmioty na nim działające mają zdecydowanie większy wpływ na sposób pokrycia zapotrzebowania na moc, jednak również w przypadku tego rynku ostateczny sposób planowania pracy jednostek wytwórczych pozostaje w gestii operatorów technicznych.

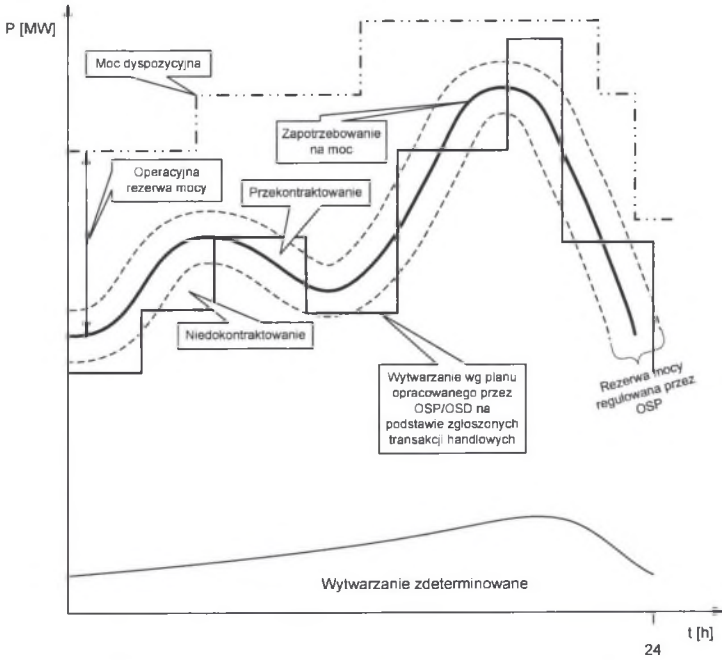
Powiązania techniczno-handlowe na rynku bilateralnym zdecentralizowanym przedstawiono na rys. 11. W przypadku tego rozwiniętego już i zdecentralizowanego rynku energii elektrycznej rola operatorów technicznych została sprowadzona do funkcji realizacji fizycznej transakcji handlowych, które w postaci zgrafikowanej są przesyłane przez OHT [56]. Podmioty działające na rynku, w tym i odbiorcy, reprezentowani przez OHT, zyskują bezpośredni wpływ na sposób realizacji zawartych transakcji handlowych. Wprowadzenie w tym rodzaju rynku rozliczeń na podstawie krótkookresowych kosztów/cen krańcowych w węzłach sieci (ceny są określane na podstawie zgłoszonych ofert i odwzorowują koszty zmienne produkcji energii elektrycznej), umożliwiające zdecentralizowane zarządzanie zdolnościami przesyłowymi, umożliwia najbardziej efektywnie ekonomicznie prowadzenie ruchu SEE. W takich warunkach rynek identyfikuje ograniczenia przesyłowe oraz pokazuje ich koszty. Rola sieci przesyłowej zostaje sprowadzona do technicznie i ekonomicznie efektywnej realizacji zawartych przez podmioty działające na rynku transakcji handlowych. Stwarza to szczególne warunki dla procesu planowania rozwoju sieci przesyłowej, wyznaczając mu cel w postaci ekonomicznie uzasadnionej likwidacji ograniczeń przesyłowych, ujawnianych podczas realizacji transakcji handlowych.



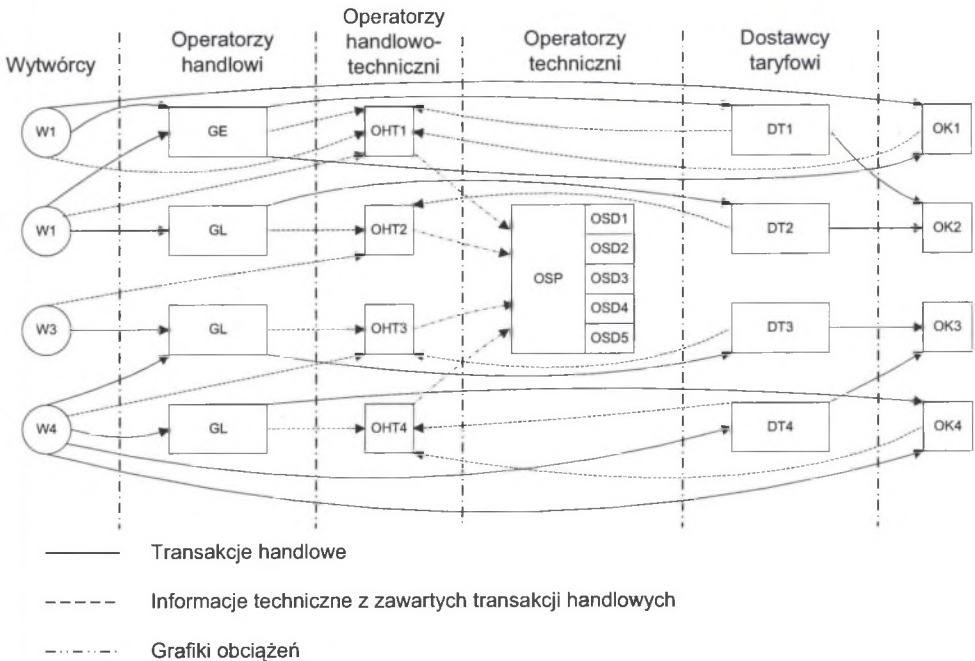
Rys. 8. Powiązania techniczno-handlowe na rynku typu pool  
 Fig. 8. Technical and commercial relationships in the pool market



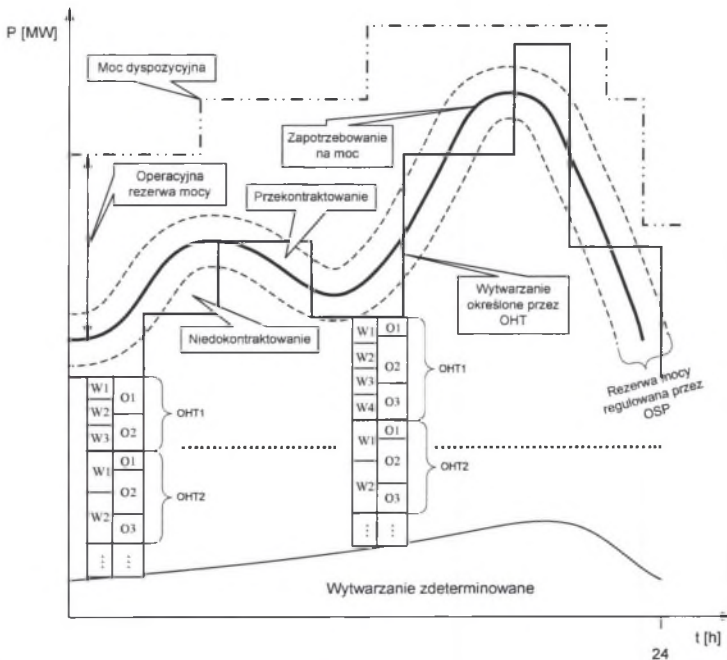
Rys. 9. Powiązania techniczno-handlowe na rynku bilateralnym scentralizowanym  
 Fig. 9. Technical and commercial relationships in the centralised bilateral market



Rys. 10. Sposób pokrycia zapotrzebowania na moc w warunkach rynku bilateralnego scentralizowanego  
 Fig. 10. Manner of meeting demand for electricity in the centralised bilateral market conditions



Rys. 11. Powiązania techniczno-handlowe na rynku bilateralnym zdecentralizowanym  
 Fig. 11. Technical and commercial relationships in the decentralised bilateral market



Rys. 12. Sposób pokrycia zapotrzebowania na moc w warunkach rynku bilateralnego zdecentralizowanego  
 Fig. 12. Manner of meeting demand for electricity in the decentralised bilateral market conditions

### 5.3. Dobór jednostek wytwórczych i optymalny rozptył mocy w warunkach rynkowych

Proces doboru jednostek wytwórczych do produkcji oraz zadanie optymalnego rozptyłu mocy w warunkach rynkowych przebiega inaczej niż w warunkach gospodarki monopolistycznej. Rynek energii elektrycznej stwarza wytwórcom możliwość rywalizowania o produkcję energii elektrycznej a odbiorcom o możliwie najtańszy jej zakup bądź redukcję własnego zapotrzebowania. Z drugiej strony, bezpieczeństwo pracy SEE, w warunkach działającego rynku, jest zapewniane poprzez kształtowanie cen krańcowych, będących bodźcami ekonomicznymi do odpowiedniego zachowania się podmiotów na nim działających.

Zadanie (12) przy ograniczeniach (13) do (15) może być w warunkach rynkowych rozwiązane poprzez dekompozycję procesu optymalizacyjnego [195]. Najpierw rozwiązywane jest zadanie maksymalizacji dochodu z produkcji i utrzymywania rezerwy mocy w każdej jednostce wytwórczej z osobna przy przyjęciu cen za produkcję energii elektrycznej i utrzymywanie rezerwy mocy. Funkcja kryterialna tego etapu procesu optymalizacji jest następująca:



$$\max \sum_{t=1}^T \left\{ c_{gwt} P_{gw}(t) + \sum_{j=1}^J c_{rwj} R_{wj} - \delta_w(t) K_w [P_{gw}(t), t] \right\}, \quad \forall w=1, 2, 3, \dots, W, \quad (87)$$

przy ograniczeniu (15),

gdzie:

$c_{gwt}$  - cena energii elektrycznej produkowanej w jednostce wytwórczej  $w$  w przedziale czasowym  $t$ ,

$c_{rwj}$  - cena rezerwy mocy rodzaju  $j$  w jednostce wytwórczej  $w$ .

Następnie w zależności od wyniku spełnienia ograniczeń (13) i (14) zmienia się ww. ceny i dokonuje się ponownego rozwiązania zadania (87). Odpowiednie ceny  $c_{gw}$  i  $c_{rj}$  ulegają zwiększeniu, jeśli brakuje mocy do pokrycia zapotrzebowania na moc i strat mocy w sieci lub rezerwy mocy, stwarzając bodziec ekonomiczny dla jednostek wytwórczych do zwiększenia swojego udziału w produkcji lub rezerwach mocy. W przeciwnym przypadku odpowiednie ceny ulegają zmniejszeniu. Proces optymalizacji przebiega tak długo, aż uzyska się spełnienie ograniczeń (13). Przeprowadzenie tego procesu optymalizacji nie gwarantuje otrzymania rozwiązania optymalnego, ale jest wystarczające z praktycznego punktu widzenia. Do rozwiązania zadania optymalizacyjnego (87) można zastosować algorytm programowania dynamicznego [25,209,195,84,143].

W zakresie zadania OPF, uwzględniając uwarunkowania rynkowe, polegające na zależności zapotrzebowania odbiorców od ceny zakupu energii elektrycznej, funkcja kryterialna (16) przyjmuje postać:

$$F(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_{w=1}^W k_{gw} P_{gw} - \sum_{n=1}^N D_n(P_{on}), \quad (88)$$

gdzie  $D_n(P_{on})$  - korzyść dla odbiorców z pobierania mocy  $P_{on}$  w węźle  $n$ , wynikająca z krzywej elastyczności cenowej, którą można określić z następującego wzoru:

$$D_n(P_{on}) = \int_0^{P_{on}} W_n(P_o) dP_o - k_n P_{on}, \quad (89)$$

gdzie:

$W_n(P_o)$  - krzywa wrażliwości cenowej odbiorców przyłączonych do węzła  $n$ ,

$k_n$  - jednostkowy krótkookresowy koszt krańcowy energii elektrycznej w węźle  $n$ .

Zastosowanie zadania OPF do warunków występujących na rynku bilansującym prowadzi do funkcji kryterialnej w następującej postaci:

$$F(\mathbf{P}_{gp}, \mathbf{P}_{gr}, \mathbf{P}_{or}, \mathbf{P}_{op}) = \sum_{w=1}^W \left[ \sum_{p=1}^{M_p} c_{wp} P_{gwp}^{of} - \sum_{r=1}^{M_r} c_{wr} (P_{gwr}^{of} - P_{gwr}) \right] - \sum_{n=1}^N \left( \sum_{p=1}^{M_{pn}} c_{np} P_{opn}^{of} - \sum_{r=1}^{M_{rn}} c_{nr} P_{orn}^{of} \right), \quad (90)$$

gdzie:

$P_{gwp}$  - zaakceptowana do produkcji moc z pasma  $p$  oferty przyrostowej, zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą  $w$ ,  $\mathbf{P}_{gp}^{of} = [P_{gwp}^{of}; w = 1, 2, 3, \dots, W; p = 1, 2, 3, \dots, M_p]$ ,

$P_{gwr}^{of}$  - moc oferowana w paśmie  $r$  oferty redukcyjnej, zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą  $w$ ,  $\mathbf{P}_{gr}^{of} = [P_{gwr}^{of}; w = 1, 2, 3, \dots, W; r = 1, 2, 3, \dots, M_r]$ ,

$P_{gwr}$  - zaakceptowana do produkcji moc z pasma  $r$  oferty redukcyjnej, zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą  $w$ ,  $\mathbf{P}_{gr} = [P_{gwr}; w = 1, 2, 3, \dots, W; r = 1, 2, 3, \dots, M_r]$ ,

$P_{vnp}^{of}$  - przyrost mocy z pasma  $p$  oferty przyrostowej, zgłoszonej przez odbiorcę przyłączonego do węzła  $n$ ,  $\mathbf{P}_{op}^{of} = [P_{vnp}^{of}; n = 1, 2, 3, \dots, N; p = 1, 2, 3, \dots, M_{po}]$ ,

$P_{vnr}^{of}$  - zredukowana moc z pasma  $r$  oferty redukcyjnej, zgłoszonej przez odbiorcę przyłączonego do węzła  $n$ ,  $\mathbf{P}_{or}^{of} = [P_{vnr}^{of}; n = 1, 2, 3, \dots, N; r = 1, 2, 3, \dots, M_{ro}]$ ,

$c_{wp}$  - cena energii elektrycznej w paśmie  $p$  oferty przyrostowej, zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą  $w$ ,

$c_{wr}$  - cena energii elektrycznej w paśmie  $r$  oferty redukcyjnej, zgłoszonej przez jednostkę wytwórczą  $w$ ,

$c_{np}$  - cena energii elektrycznej w paśmie  $p$  oferty przyrostowej, zgłoszonej przez odbiorcę przyłączonego do węzła  $n$ ,

$c_{nr}$  - cena energii elektrycznej w paśmie  $r$  oferty redukcyjnej, zgłoszonej przez odbiorcę przyłączonego do węzła  $n$ ,

$M_p$  - liczba pasm ofert przyrostowych, zgłaszanych przez wytwórców,

$M_r$  - liczba pasm ofert redukcyjnych, zgłaszanych przez wytwórców,

$M_{po}$  - liczba pasm ofert przyrostowych, zgłaszanych przez odbiorców,

$M_{ro}$  - liczba pasm ofert redukcyjnych, zgłaszanych przez odbiorców.

Zastosowanie funkcji kryterialnej (90) w zadaniu OPF wymaga dodatkowego komentarza. Zmiennymi decyzyjnymi w tak sformułowanym zadaniu OPF są zaakceptowane do realizacji moce w pasmach przyrostowych i redukcyjnych, ceny oferowane w poszczególnych pasmach są parametrami tego zadania. Użycie takich cen do rozwiązania zadania OPF jest uzasadnione tylko wtedy, gdy mechanizmy występujące na rynku

bilansującym sprawiają, że wytwórcy ujawniają swoje krótkookresowe koszty krańcowe produkcji energii elektrycznej. Na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, w tym w jego segmencie bilansującym, nie można jednak oczekiwać, że uczestnicy rynku wprost ujawnią swoje krańcowe koszty wytwarzania, co mogłoby m.in. stanowić ekonomiczną podstawę do zakupu usług, służących zbilansowaniu systemu i utrzymaniu bezpieczeństwa jego pracy. Dlatego też konieczne jest narzędzie pozwalające na ustalenie rankingu dostawców usług według ich kosztów krańcowych wytwarzania jako podstawy do podejmowania decyzji przez operatorów, a w konsekwencji na zapewnienie efektywnego ekonomicznie wykorzystania źródeł wytwórczych. Jednym z takich narzędzi pozyskiwania usług, z powodzeniem stosowanym na rynkach kapitałowych i towarowych, są aukcje. Do podstawowych rodzajów aukcji, jakie mogą być wykorzystywane m.in. do celów zakupu usług bilansujących, należą aukcje [236,237] o:

- jednolitych cenach zakupu (tzw. *Uniform Price Auctions*), do których należy np. aukcja z cenotwórstwem na zasadzie cen krańcowych (tzw. *Marginal Cost Pricing – MCP*),
- zróżnicowanych cenach zakupu (tzw. *Discriminative Price Auctions*), do których należy np. system *pay-as-bid*,
- mieszane (hybrydowe), łączące np. cenotwórstwo MCP z *pay-as-bid*.

W systemie aukcji *pay-as-bid* (stosowanym obecnie na rynku bilansującym w Polsce) dostawcy starają się maksymalizować swoje przychody poprzez prognozowanie punktu równowagi i ceny krańcowej, gdyż nie ma żadnego powodu, aby sprzedawać towar poniżej ceny, jaką w danym okresie rozliczeniowym gotowi są zapłacić odbiorcy. W skrajnym przypadku, przy założeniu idealnie trafnego prognozowania przez uczestników aukcji warunków popytowo-podażowych, wyniki tej aukcji (np. przychody dostawców i ceny rozliczeniowe) będą identyczne z tymi, jakie uzyskuje się w aukcji z jednolitą ceną krańcową. Wykorzystanie w zadaniu OPF cen ofertowych w systemie *pay-as-bid* byłoby nieprawidłowe, gdyż ceny te są określane na podstawie prognozowanej ceny krańcowej energii elektrycznej na rynku bilansującym nie zaś na podstawie własnych krótkookresowych kosztów produkcji. Lepsze efekty w tym zakresie daje mechanizm MSP. Wytwórcy nie mają bowiem wtedy powodu składać ofert o cenach na poziomie prognozowanej ceny krańcowej na rynku bilansującym, gdyż rozliczenia odbywają się wg ceny krańcowej, ceny w ofertach są zatem odzwierciedleniem krótkookresowych kosztów produkcji.

#### 5.4. Węzłowe krótkookresowe koszty krańcowe energii elektrycznej

W warunkach wolnej konkurencji cena rynkowa opiera się na kosztach krańcowych [17]. Przedsiębiorstwo osiąga maksimum zysku w punkcie przecięcia się krzywej kosztów krańcowych z krzywą utargu krańcowego. Ten punkt wyznacza optymalne rozmiary

produkcji, tzw. optimum ekonomiczne. Dalsze zwiększanie produkcji, poza wyznaczone optimum ekonomiczne, przyniosłoby zmniejszenie zysku przedsiębiorstwa, gdyż koszty krańcowe są już większe w stosunku do utargu krańcowego. Mniejsze rozmiary produkcji oznaczałyby niewykorzystanie wszystkich możliwości zwiększenia zysku. Na rynku energii elektrycznej, tak jak na każdym innym rynku towarowym, o transakcjach handlowych decydują krótkookresowe koszty krańcowe. Uwzględnienie kosztu przesyłu energii elektrycznej prowadzi do zróżnicowania tych kosztów w węzłach sieci.

Krótkookresowy koszt krańcowy (*Short Run Marginal Cost – SMC*) w klasycznej definicji jest kosztem wytworzenia dodatkowej jednostki produkcji [17]. W zastosowaniu do energii elektrycznej można go zdefiniować jako:

$$SMC = k_n = \frac{\partial F(\mathbf{x}, \mathbf{u})}{\partial P_{on}}. \quad (91)$$

Korzystając z funkcji Lagrange'a (29), krótkookresowy koszt krańcowy energii elektrycznej  $k_n$  w węźle  $n$  można wyznaczyć jako:

$$k_n = \frac{\partial L(\mathbf{z})}{\partial P_{on}} \Big|_{\mathbf{z}_{opt}}. \quad (92)$$

Następnie można go podzielić na następujące składniki:

$$k_n = \left(1 + \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{on}}\right) k_{bp} + \frac{\partial \Delta Q}{\partial P_{on}} k_{bQ} + \sum_{l=1}^L \mu_l \frac{\partial S_l}{\partial P_{on}} + \sum_{j=1}^N (\mu_j^{\max} - \mu_j^{\min}) \frac{\partial U_j}{\partial P_{on}}, \quad (93)$$

gdzie:

- $k_{bp}, k_{bQ}$  - krótkookresowy koszt krańcowy energii czynnej i biernej w węźle bilansującym,
- $\Delta Q$  - straty mocy biernej w SEE,
- $\mu_l$  - współczynnik Khuna-Tuckera związany z ograniczeniem nierównościowym dla przepływu mocy pozornej w gałęzi  $l$ ,
- $\mu_j^{\min}, \mu_j^{\max}$  - współczynniki Khuna-Tuckera związane z ograniczeniami nierównościowymi dla minimalnej i maksymalnej wartości modułu napięcia w węźle  $j$ .

Zgodnie ze wzorem (93) składnikami krótkookresowego kosztu krańcowego w węzłach sieciowych są:

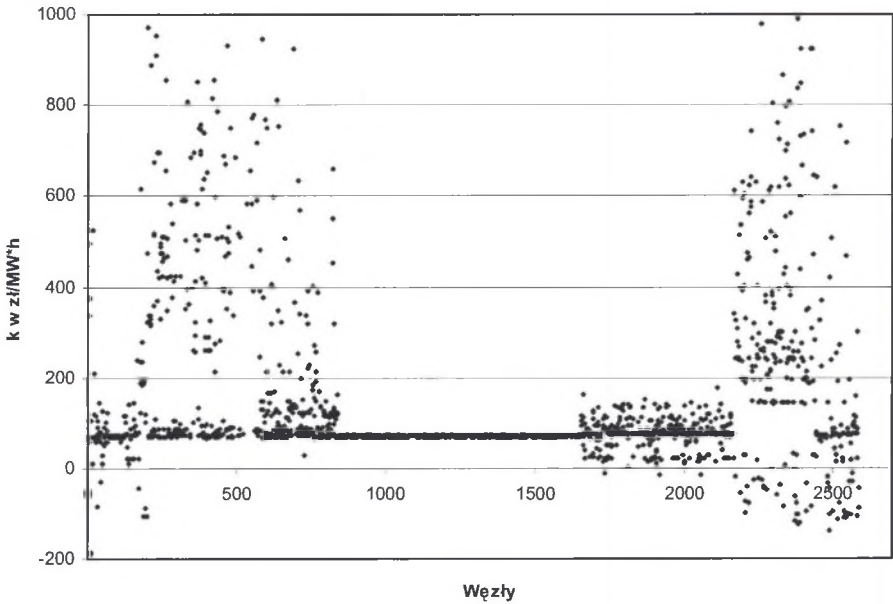
- koszt krańcowy energii czynnej w węźle odniesienia,
- koszt krańcowy strat energii czynnej w sieci,
- koszt krańcowy strat energii biernej w sieci,
- koszt krańcowy ograniczeń przesyłowych (ograniczenie mocy pozornej przepływającej przez poszczególne gałęzie sieci),

- koszt krańcowy ograniczeń napięciowych (ograniczenie przedziału napięcia w węzłach).

Gdyby w sieci nie było strat energii, ograniczeń przesyłowych i napięciowych to krótkookresowe koszty krańcowe we wszystkich węzłach sieciowych byłyby takie same i wyrażałyby rynkową wartość energii elektrycznej, równą kosztowi przyrostu produkcji energii elektrycznej, wynikającego z przyrostu zapotrzebowania odbiorców (krótkookresowy koszt krańcowy energii elektrycznej równy kosztowi produkcji przez jednostkę wytwórczą pokrywającą przyrost zapotrzebowania odbiorców).

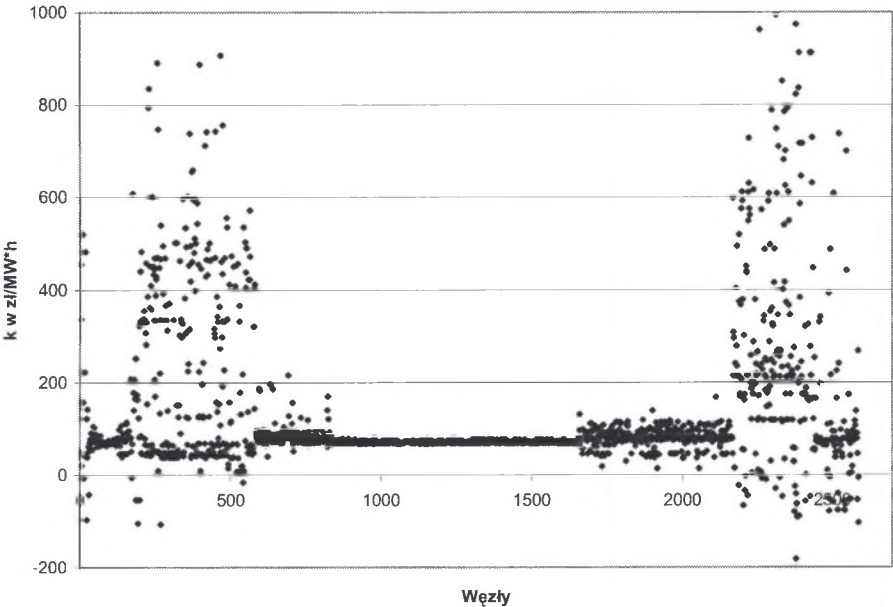
Na rysunkach 13 i 14 przedstawiono krótkookresowe koszty krańcowe w węzłach sieci przesyłowej, w szczycie obciążenia roku 2012, odpowiednio w układzie bez rozbudowy (zerowa ORM) oraz z rozbudową (niewielką, obejmującą jedną z analizowanych ORM). Widać, że koszty krańcowe w układzie bez rozbudowy są silniej rozrzucone wokół wartości przeciętnej – ich odchylenie standardowe wynosi 275 zł/MW·h, natomiast odchylenie standardowe kosztów krańcowych w układzie z rozbudową jest mniejsze i wynosi 244 zł/MW·h. Na rysunkach 15 i 16 przedstawiono histogramy tych kosztów, przy czym w celu lepszego zobrazowania częstości występowania poszczególnych wartości na rys. 15 pokazano histogram dla przedziału od 30 do 150 zł/MW·h, natomiast na rys. 16 – dla pozostałych wartości. Rysunki te pokazują, że zdecydowanie większe częstości wartości zbliżonych do kosztów zmiennych produkcji energii elektrycznej występują w układzie z rozbudową. Histogram przedstawiony na rys. 16 pokazuje przedział kosztów krańcowych, który świadczy o występowaniu ograniczeń przesyłowych – większe wartości kosztów krańcowych występują częściej w układzie bez rozbudowy. Z analizy wszystkich czterech rysunków można wyciągnąć wniosek, że rozbudowa układu sieciowego zmniejszyła występujące ograniczenia przesyłowe, ale ich nie wyeliminowała. Ogólnie, występowanie dużego rozrzutu kosztów krańcowych w węzłach, duże częstości wartości tych kosztów znacznie odbiegających od kosztów zmiennych produkcji energii elektrycznej, w tym wartości ujemne, i wielomodalność histogramów, świadczą o występowaniu ograniczeń przesyłowych, dzielących obszar sieciowy na podobszary, różniące się poziomem kosztów krańcowych w węzłach sieci.





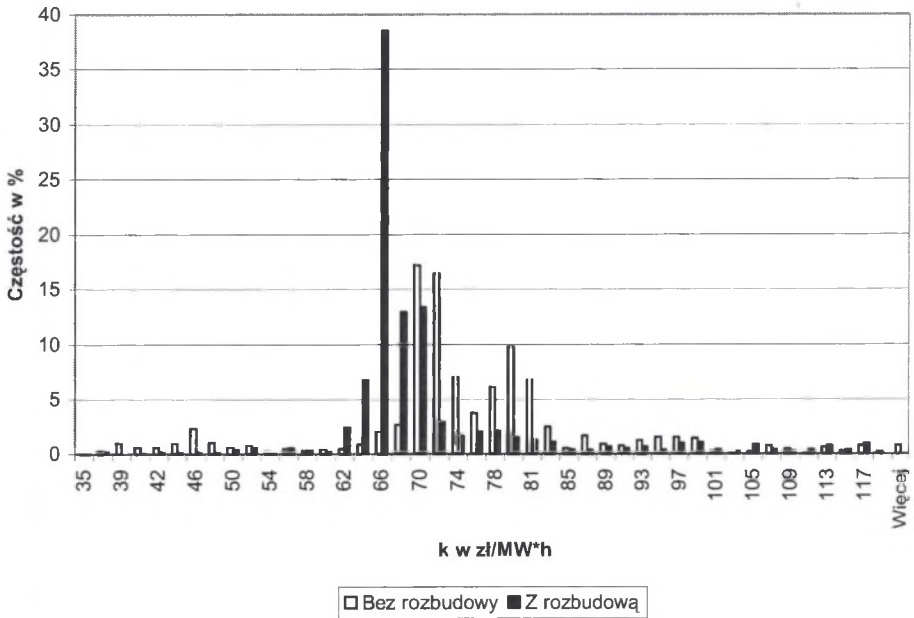
Rys. 13. Krótkookresowe koszty krańcowe energii elektrycznej w węzłach sieci, w szczycie obciążenia roku 2012, w układzie bez rozbudowy (zerowa ORM)

Fig. 13. Short-run marginal cost of electricity at network buses, peak load in 2012, for a configuration without development (DMO = 0)



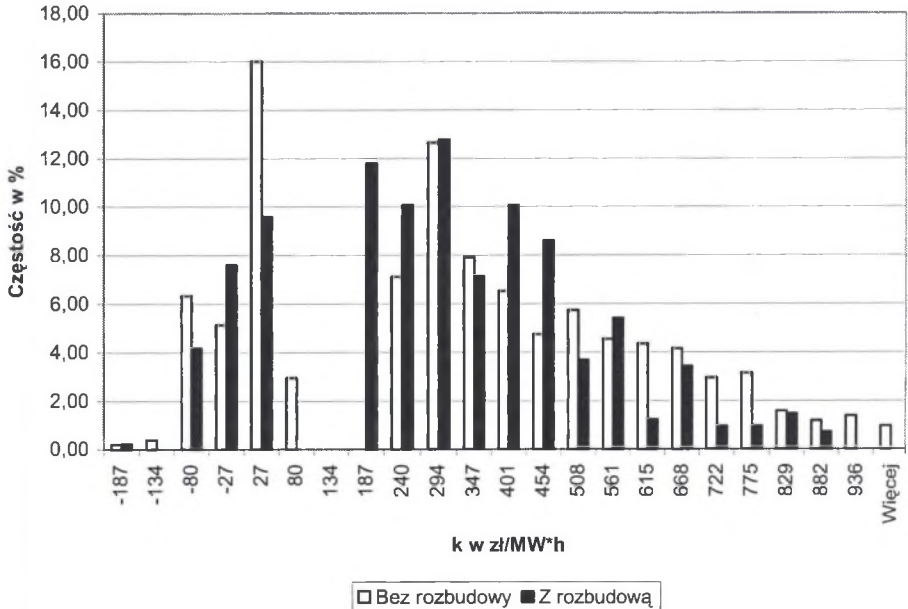
Rys. 14. Krótkookresowe koszty krańcowe energii elektrycznej w węzłach sieci, w szczycie obciążenia roku 2012, w układzie z rozbudową

Fig. 14. Short-run marginal cost of electricity at network buses, peak load in 2012, for a configuration with development



Rys. 15. Histogram krótkookresowych kosztów krańcowych energii elektrycznej w węzłach sieci, w przedziale od 30 do 150 zł/MW·h, w szczycie obciążenia roku 2012

Fig. 15. Histogram of short-run marginal cost of electricity at network buses, peak load in 2012, within the range of PLN 30-150/MW·h



Rys. 16. Histogram krótkookresowych kosztów krańcowych energii elektrycznej w węzłach sieci, w przedziale z wyciętym zakresem od 30 do 150 zł/MW·h, w szczycie obciążenia roku 2012

Fig. 16. Histogram of short-run marginal cost of electricity at network buses, peak load in 2012, with the range of PLN 30-150/MW·h omitted

### 5.4.1. Koszt operacyjny przesyłu energii elektrycznej

Kryterium ekonomiczne (2) jest odpowiedzialne za przystosowanie sieci do warunków rynku energii elektrycznej (realizacji transakcji handlowych zawartych na rynku energii elektrycznej). Składnikiem odpowiedzialnym za to przystosowanie jest koszt ograniczeń przesyłowych  $K_{op}(t)$ , który w warunkach rynkowych decyduje o efektywności ekonomicznej zwiększenia zdolności przesyłowej sieci, rozumianej jako zwiększenie przesyłu energii elektrycznej w kierunkach zapewniających odebranie energii elektrycznej od wytwórców posiadających zawarte transakcje handlowe (produkujących najtaniej), a także rozumianej jako poprawa warunków bezpiecznej pracy SEE, poprawa warunków napięciowych, utrzymania stabilności lokalnej i globalnej oraz nieciągłości zasilania. Koszty ograniczeń przesyłowych powiększają koszty przesyłu energii elektrycznej, którymi obciążane są podmioty działające na rynku.

Koszt przesyłu energii elektrycznej [39,69,70,83,131,136,197,241] składa się z:

- kosztu infrastruktury sieciowej, wykorzystywanej do przesyłu energii elektrycznej,
- kosztu operacyjnego przesyłu, obejmującego koszt strat energii i koszt ograniczeń przesyłowych.

Uwzględnienie kosztu infrastruktury sieciowej w funkcji kryterialnej (2) następuje poprzez składniki:  $K_i$  - nakłady inwestycyjne na budowę i modernizacje obiektów sieciowych oraz  $K_s$  - koszty eksploatacyjne stałe obiektów sieciowych. Dla potrzeb optymalizacji SRMSP wystarczające jest uwzględnienie jedynie tych kosztów w odniesieniu do nowych i modernizowanych w okresie analizy obiektów sieciowych. Koszty infrastruktury sieciowej istniejących obiektów, które nie ulegają przebudowie, w analizie poszczególnych ORM są takie same, zatem ich uwzględnienie nie wpłynęłoby na wynik optymalizacji SRMSP.

Najważniejsze z punktu widzenia efektów ekonomicznych, wynikających ze zwiększenia zdolności przesyłowej sieci, są koszty operacyjne przesyłu. Są one związane bezpośrednio z przesyłem energii elektrycznej przez poszczególne elementy sieci i obejmują koszt strat energii oraz koszt ograniczeń przesyłowych. W warunkach optymalnej pracy SEE (po zrealizowaniu zadania OPF) odpowiedzialne za powstanie kosztów operacyjnych przesyłu są podmioty przyłączone do sieci i korzystające z usług przesyłowej. Najbardziej ekonomicznie efektywne zachowanie się tych podmiotów w warunkach rynkowych będzie wymuszone poprzez obciążenie ich krótkookresowymi krańcowymi kosztami operacyjnymi przesyłu, czyli obciążenie ich kosztami, do powstania których się przyczynili.

Koszt operacyjny przesyłu energii elektrycznej może być wyrażony jako różnica pomiędzy kosztami zakupu energii elektrycznej przez odbiorców i płatnościami dla wytwórców. Gdyby te dwie kwoty były sobie równe, oznaczałoby to, że odbiorcy płacą tylko za energię elektryczną, którą wytwórcy produkują dla pokrycia zapotrzebowania odbiorców łącznie ze stratami energii w sieci. Różnica tych dwóch kwot określa zatem dodatkowy koszt

ponoszony przez odbiorców, związany z przesyłem energii elektrycznej. Wyjaśnienia wymaga sposób uwzględnienia kosztu strat energii elektrycznej w sieci; będzie o tym mowa w dalszej części rozprawy.

Wartość rynkowa energii elektrycznej [42,43,58,59,60,62,67,69,70,162], produkowanej przez jednostki wytwórcze, jest różna w zależności od położenia w SEE. Przyczynami są ograniczenia przesyłowe i straty energii związane z jej przesyłem. Przestrzenne zróżnicowanie wartości rynkowej energii elektrycznej wyrażają jej krótkoterminowe koszty krańcowe w węzłach sieciowych [5,16,71,130,131].

### 5.4.2. Nadwyżka sieciowa

Operacyjny koszt przesyłu energii elektrycznej, o czym była już mowa wcześniej, może być wyrażony poprzez różnicę między kosztami ponoszonymi przez odbiorców za pobraną energię elektryczną i płatnościami dla wytwórców za wyprodukowaną energię elektryczną, określanymi wg krótkookresowych kosztów krańcowych energii elektrycznej w węzłach sieci. Różnica ta, nazywana nadwyżką sieciową  $NS$ , jest wyrażona następującym wzorem:

$$NS = PO - PW = \sum_{n=1}^N k_n \left( P_{on} - \sum_{w=1}^W P_{wn} \right) = \sum_{n=1}^N k_n P_n, \quad (94)$$

gdzie:

$PO$  - płatności od odbiorców,

$PW$  - płatności dla wytwórców,

$P_n$  - moc w węźle  $n$  będąca różnicą mocy odbieranej i wytwarzanej w tym węźle.

Uwzględniając wzór (93), nadwyżka sieciowa jest równa:

$$NS = -k_{bp} \sum_{n=1}^N P_n + k_{bp} \sum_{n=1}^N \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{on}} + k_{bQ} \sum_{n=1}^N \frac{\partial \Delta Q}{\partial P_{on}} + \sum_{l=1}^L \mu_l \sum_{n=1}^N \frac{\partial S_l}{\partial P_{on}} + \sum_{j=1}^N (\mu_j^{\max} - \mu_j^{\min}) \sum_{n=1}^N \frac{\partial U_j}{\partial P_{on}}. \quad (95)$$

Nadwyżka sieciowa  $NS$  (95) charakteryzuje stopień przystosowania sieci do realizacji funkcji przesyłowej w warunkach rynkowych. Gdyby w sieci nie było strat energii oraz ograniczeń przesyłowych i napięciowych, to nadwyżka sieciowa byłaby równa zero. Jak widać ze wzoru (95), straty energii, ograniczenia przesyłowe i napięciowe zwiększają wartość nadwyżki sieciowej w stopniu, w jakim odpowiadają za to odbiorcy przyłączeni do poszczególnych węzłów sieciowych. Wartość nadwyżki rynkowej świadczy zatem o stopniu przygotowania sieci do realizacji zadań przesyłowych w warunkach rynkowych. Im wartość nadwyżki sieciowej jest mniejsza, tym lepsze jest to przystosowanie.

W optymalizacji SRMSP, o efektywności ekonomicznej ORM i tym samym o włączeniu jej do strategii optymalnej, decyduje różnica nadwyżki sieciowej, wyznaczona bez badanej ORM i z tą ORM:

$$\Delta NS = NS^0 - NS^{ORM}, \quad (96)$$

gdzie:

$NS^0$  - nadwyżka sieciowa wyznaczona w układzie sieciowym zawierającym zerową ORM,  
 $NS^{ORM}$  - nadwyżka sieciowa wyznaczona w układzie sieciowym zawierającym badaną ORM.

Ze wzoru (95) widać, że koszt krańcowy zawiera w sobie składnik pochodzący od kosztu krańcowego strat energii elektrycznej. Ponieważ płatności dla wytwórców zawierają w sobie koszt strat energii elektrycznej (wytwórcy rozliczani są za wyprodukowaną energię elektryczną, uwzględniającą straty energii), wzrost kosztów krańcowych w węzłach spowodowany krańcowym kosztem strat energii elektrycznej powoduje dodatkową płatność odbiorców za starty energii. Inaczej mówiąc krańcowe straty energii są pokrywane przez odbiorców podwójnie, jedna płatność jest skierowana do wytwórców, a druga pozostaje jako nadwyżka u operatora systemu przesyłowego (podmiotu dokonującego rozliczeń za przesył energii elektrycznej). Przyjęcie tej zasady stanowi silnie restrykcyjny bodziec do zmniejszania strat energii w sieci, jest rynkowym sygnałem ekonomicznym wartościującym energię elektryczną w poszczególnych węzłach sieciowych i wpływającym na efektywne ekonomicznie rozmieszczenie obciążenia w sieci. W optymalizacji SRMSP w warunkach rynkowych uwzględnienie tego składnika w nadwyżce rynkowej jest zatem całkowicie uzasadnione. Są jednak znane rozwiązania, w których pomija się niektóre składniki ze wzoru (95). Tak na przykład wg [16] w roku 2000 na rynku spot w Chile zróżnicowanie cen energii elektrycznej w węzłach sieciowych następowało jedynie w wyniku uwzględnienia krańcowych strat energii elektrycznej. Natomiast w Brazylii i Kolumbii zróżnicowanie cen energii elektrycznej w węzłach następowało jedynie w wyniku uwzględnienia głównych krańcowych kosztów ograniczeń przesyłowych, w USA: PJM (Pennsylvania, New Jersey i Maryland), Nowy Jork, New England (Connecticut, Massachusetts, Vermont, New Hampshire, Rhode Islands i Maine) i ERCOT (Texas) zróżnicowanie cen wynika z krańcowych kosztów ograniczeń przesyłowych; przykładem uwzględnienia obu tych składników jest Argentyna i Australia.

Z tablicy 10, w której przedstawiono wartości nadwyżki sieciowej w KSE, widać, że rozbudowa sieci przesyłowej, uwzględniająca jedynie inwestycje i modernizacje już rozpoczęte (opcja zerowa), w perspektywie roku 2010 doprowadziłaby do powstania dużej wartości nadwyżki sieciowej, świadczącej o braku przystosowania sieci do warunków rynkowych (w okresie 2003 do 2005 r. wartości nadwyżki sieciowej są identyczne dla opcji zerowej i preferowanej SRMSP, gdyż układ sieciowy w obu przypadkach jest taki sam i wynika jedynie ze zmian zdeterminowanych). Rozbudowa sieci zgodna z przewidywaniami OSP (strategia preferowana) zmniejsza wartość nadwyżki sieciowej, jednak w roku 2010 nie sprowadza jej do poziomu z roku 2003. Powodem tego są ograniczenia przesyłowe, istniejące w latach 2004 do 2010, których preferowana SRMSP nie likwiduje. Na podstawie wyników uzyskanych dla preferowanej SRMSP, będącej przedmiotem przewidywanego przez OSP planu rozwoju (wymóg art. 16 ustawy Prawo energetyczne), nie można stwierdzić, że poziom nadwyżki sieciowej w 2010 r., przedstawiony



w tabl. 10, jest ekonomicznie uzasadniony, gdyż ORM, które były przedmiotem analizy, nie odpowiadały na wszystkie zidentyfikowane w perspektywie roku 2010 ograniczenia przesyłowe, w tym przede wszystkim na występujące w sieci 110 kV, gdyż plany rozwoju sieci NN i 110 kV w takiej perspektywie nie są obecnie koordynowane (OSD przedstawiają do URE plany rozwoju w perspektywie zaledwie trzech najbliższych lat)<sup>7</sup>. Preferowana SRMSP, będąca przedmiotem analizy, jest traktowana przez OSP jako zawierająca inwestycje w sieci NN bezwzględnie konieczne w perspektywie 2010 r., natomiast inwestycje wykraczające poza preferowaną SRMSP będą przedmiotem analizy w kolejnej aktualizacji planu rozwoju, wraz z kroczącą koordynacją z rozwojem sieci 110 kV.

Tablica 10

Nadwyżka sieciowa w mln zł dla SRMSP: bez dodatkowej rozbudowy (opcja zerowa) i preferowanej

Rok	Opcja zerowa	Preferowana SRMSP
2003	30	30
2004	61	61
2005	442	442
2006	519	109
2007	3 282	1 793
2008	12 121	10 150
2010	12 819	10 646

### 5.4.3. Nadwyżka rynkowa

Efekt wynikający ze zwiększenia zdolności przesyłowej, rozumiany jako poprawa parametrów przesyłu energii elektrycznej, takich jak: zwiększenie przesyłanej mocy, zmniejszenie strat energii, poprawa dotrzymania napięć w węzłach jest udziałem zarówno odbiorców energii elektrycznej, jak i wytwórców. Efekt dla odbiorców może być określony za pomocą tzw. nadwyżki konsumenta  $NK$  poprzez zsumowanie korzyści dla odbiorców z pobierania energii w poszczególnych węzłach sieciowych:

$$NK = \sum_{n=1}^N D_n(P_{on}) = \sum_{n=1}^N \left[ \int_0^{k_n} W_n(P_{on}) dP_{on} - k_n P_{on} \right]. \quad (97)$$

Efekt dla wytwórców może zostać określony za pomocą tzw. nadwyżki producenta  $NP$  (dochód producenta), wyrażonej wzorem:

$$NP = \sum_{w=1}^W P_{gw} (k_w - k_{gw}), \quad (98)$$

<sup>7</sup> W roku 2006 OSP wprowadził do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej zasady i kryteria planowania rozwoju sieci funkcjonalnie przesyłowej, zapewniające skuteczność koordynacji rozwoju sieci NN i 110 kV.

gdzie:

$k_w$  - krótkookresowy koszt krańcowy energii elektrycznej w węźle wytwórczym  $w$ ,

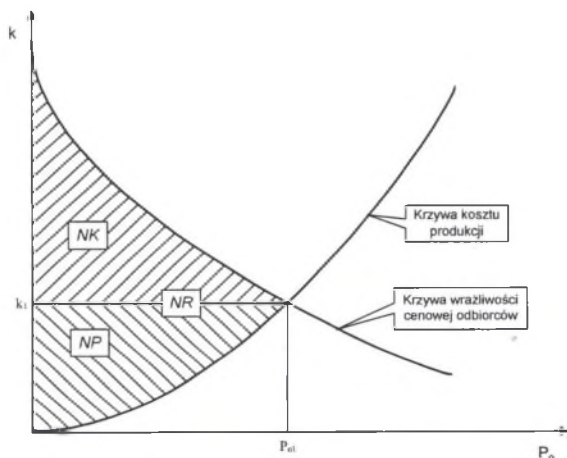
$k_{gw}$  - koszt zmienny produkcji energii elektrycznej w jednostce wytwórczej przyłączonej do węzła  $w$ <sup>8</sup>.

Nadwyżka rynkowa  $NR$  jest sumą nadwyżki konsumenta  $NK$  i producenta  $NP$ , można ją zatem wyrazić wzorem:

$$NR = NK + NP = \sum_{n=1}^N \left[ \int_0^{P_{on}} W_n(P_o) dP_o - k_n P_{on} \right] + \sum_{w=1}^W P_{gw} (k_w - k_{gw}) = \quad (99)$$

$$= \sum_{n=1}^N \int_0^{k_n} W_n(P_{on}) dP_{on} - P_O + P_W - \sum_{w=1}^W k_{gw} P_{gw}.$$

Interpretację graficzną nadwyżki rynkowej  $NR$  przedstawiono na rys. 17 – na osi odciętych jest zapotrzebowanie odbiorców, dwie krzywe odwzorowują: wrażliwość cenową odbiorców i koszt produkcji energii elektrycznej, punkt przecięcia się krzywych określa równowagę rynkową, w której akceptowana przez odbiorców cena zakupu energii elektrycznej jest równa kosztom krańcowym produkcji. Nadwyżkę konsumenta  $NK$  określa obszar leżący pod krzywą wrażliwości cenowej odbiorców, ograniczony prostą równoległą do osi odciętych i przechodzącą przez punkt przecięcia się krzywych. Nadwyżkę producenta  $NP$  określa natomiast obszar leżący pod tą prostą i ograniczony krzywą kosztu produkcji. Suma tych obszarów określa nadwyżkę rynkową  $NR$ .



Rys. 17. Interpretacja graficzna nadwyżki rynkowej  $NR$ .  $NK$  – nadwyżka konsumenta,  $NP$  – nadwyżka producenta

Fig. 17. Graphical interpretation of the market surplus  $NR$ .  $NK$  – consumer surplus,  $NP$  – producer surplus

<sup>8</sup> W rozprawie dla uproszczenia używa się pojęcia „koszt” rozumiejąc przez to pojęcie także koszt jednostkowy. Rozróżnienie kosztu i kosztu jednostkowego wynika ze wzoru lub z kontekstu.

W optymalizacji SRMSP istotna jest interpretacja efektu określonego za pomocą nadwyżki rynkowej, wynikającego ze zwiększenia zdolności przesyłowej sieci, rozumianego jako poprawa wszystkich parametrów przesyłu energii elektrycznej. Różnica nadwyżki rynkowej, wyznaczona bez badanej ORM i z tą ORM, przy założeniu niezmienności krzywej wrażliwości cenowej odbiorców i kosztów produkcji w jednostkach wytwórczych, jest następująca:

$$\begin{aligned} \Delta NR &= NR^{ORM} - NR^0 = -PO^{ORM} + PW^{ORM} - \sum_{w=1}^W k_{gw} P_{gw}^{ORM} + PO^0 - PW^0 + \\ &+ \sum_{w=1}^W k_{gw} P_{gw}^0 = \Delta NS + \sum_{w=1}^W k_{gw} (P_{gw}^0 - P_{gw}^{ORM}) = \Delta NS + \Delta K_g, \end{aligned} \quad (100)$$

gdzie:

- $NR^{ORM}$  - nadwyżka rynkowa wyznaczona w układzie sieciowym zawierającym badaną ORM,
- $NR^0$  - nadwyżka rynkowa wyznaczona w układzie sieciowym zawierającym zerową ORM,
- $\Delta K_g$  - zmiana kosztu wytwarzania energii elektrycznej w SEE, spowodowana wprowadzeniem do układu sieciowego ORM.

Użycie nadwyżki rynkowej  $NR$  w optymalizacji SRMSP umożliwia dodatkowe, w porównaniu do nadwyżki sieciowej, uwzględnienie efektów powstających po stronie wytwórczej. Zwiększenie zdolności przesyłowej sieci skutkuje najczęściej zmniejszeniem krótkookresowych kosztów krańcowych w węzłach sieci, zatem efekt w postaci zwiększenia dochodów wytwórców jest w tym przypadku uzyskiwany poprzez umożliwienie produkcji jednostkom wytwórczym o mniejszych jednostkowych kosztach produkcji. Włączenie nadwyżki rynkowej do funkcji kryterialnej (2) będzie preferowało takie zwiększenie zdolności przesyłowej sieci, które dodatkowo umożliwi podjęcie lub zwiększenie produkcji w taniach jednostkach wytwórczych.

Każdy układ sieciowy, również taki, który nie spełnia wymagań technicznych, można poddać ocenie ekonomicznej. Innymi słowy, dla każdego układu sieciowego można obliczyć wartość funkcji kryterialnej (2). W przypadku istnienia ograniczeń przesyłowych wartość funkcji kryterialnej (2) znacznie rośnie, gdyż następuje:

- uaktywnienie w funkcji (2) kosztu ograniczeń przesyłowych, jeśli zmiana rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze spowodowała całkowitą eliminację ograniczeń (koszt generacji wymuszonej przyczynami sieciowymi, tzw. MustRun'y sieciowe),
- uaktywnienie w funkcji (2) kosztu ograniczeń przesyłowych oraz kosztu nieciągłości zasilania, jeśli zmiana rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze spowodowała jedynie częściową eliminację ograniczeń, innymi słowy, występujących ograniczeń przesyłowych nie można zlikwidować jedynie poprzez zmianę rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze.

Tablica 11

Przykłady zmian w tys. zł: nadwyżki sieciowej, kosztu wytwarzania i nadwyżki rynkowej, wynikających z wprowadzenia wybranych ORM w różnych latach okresu analizy

Rok	ORM	$\Delta NS$	$\Delta K_g$	$\Delta NR$
2008	1	4 232	1 542	5 774
2010	2	2 802	767	3 569
2012	3	3 929	1 323	5 252

W tablicy 11 przedstawiono przykłady zmian: nadwyżki sieciowej, kosztu wytwarzania i nadwyżki rynkowej, wynikających z wprowadzenia wybranych ORM w różnych latach okresu analizy. Z tablicy tej widać, że zwiększenie zdolności przesyłowej poprzez rozbudowę układu sieciowego (wprowadzenie ORM) skutkuje, w analizowanych przypadkach, zwiększeniem nadwyżki rynkowej, wynikającym ze zmniejszenia nadwyżki sieciowej oraz zmniejszenia kosztu produkcji energii elektrycznej - wartości dodatnie  $\Delta NS$  i  $\Delta K_g$  świadczą o zmniejszeniu nadwyżki sieciowej i kosztu produkcji energii elektrycznej, gdyż zgodnie ze wzorem (100),  $\Delta NS$  i  $\Delta K_g$  są zdefiniowane jako różnica odpowiednich wartości przed i po wprowadzeniu ORM.

## 6. SPOSÓB UWZGLĘDNIENIA NIEPEWNOŚCI STANÓW PRACY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Jednym z ważniejszych przyczyn ryzyka w optymalizacji SRMSP jest niepewność stanów pracy SEE [55]. Obejmuje ona niepewność przyszłych warunków pracy SEE, objętych SWR, a także niepewność danych wejściowych w procesie optymalizacji, przyjmowanych w ramach każdego SWR. Uwarunkowania rynkowe są przyczyną pogłębienia tych niepewności [50,53,57,80,81,82,146,147,179]. Oddzielnym źródłem niepewności są stany awaryjne pracy SEE, polegające na wyłączeniu jego elementów. Podejmowanie decyzji z uwzględnieniem tej niepewności wymaga przeprowadzenia wszechstronnej analizy symulacyjnej. W znanych autorowi niniejszej rozprawy zastosowaniach symulacji stanów pracy SEE wykorzystuje się metodę *Monte Carlo* [6,22,107,120,149,153,178,202,203]. W zastosowaniach tych, z powodu dużej czasochłonności analizy symulacyjnej przy zastosowaniu tej metody, ogranicza się liczbę wyłączonych elementów SEE. Na przykład w zastosowaniach przedstawionych w pracach [22,91,101,149,153] ogranicza się liczbę wyłączonych elementów SEE zwykle do dwóch, tzn. wyłącza się kolejno po jednym elemencie SEE i na to nakłada się analizę  $n-1$  – pojedyncze wyłączenie elementu SEE. Analiza symulacyjna nie obejmuje zatem w takim przypadku rzadko zdarzających się ale bardzo groźnych wyłączeń wielokrotnych  $n-k$  dla  $k>2$ . Zdecydowanie lepsze możliwości w tym zakresie zapewnia zastosowanie metody LHS [227]. Metoda ta jest oszczędną techniką próbkowania, która jest szczególnie efektywna przy ocenie niepewności dla programów symulacyjnych wielkiej skali, jakim jest niewątpliwie zbiór możliwych stanów pracy SEE. Metoda LHS w pełni odwzorowuje wielowymiarową nieokreśloność, redukując równocześnie znacznie liczbę koniecznych symulacji.

Istotnymi w optymalizacji SRMSP zmiennymi losowymi, odwzorowującymi stany pracy SEE w ramach SWR, są:

1. Zmienne binarne dwustanowe (zmienna boolowska):  $\begin{cases} 0 \text{ jeśli element jest wyłączony} \\ 1 \text{ jeśli element jest załączony} \end{cases}$

reprezentowane przez wskaźniki braku dostępności (przerwy awaryjne i planowe) dla następujących elementów SEE:

- linie,
- transformatory,
- węzły - szyny zbiorcze stacji,
- generatory.

Wymienione elementy SEE charakteryzują się nie tylko zmiennymi boolowskimi. Mogą bowiem występować nie tylko wyłączenia, ale również - spowodowane różnymi przyczynami - ograniczenia przesyłanych lub generowanych mocy. Wpływ takich ograniczeń na optymalną SRMSP jest jednak zdecydowanie mniejszy niż wpływ wyłączeń elementów SEE. W optymalizacji SRMSP z pewnością nie można pominąć niepewności wynikającej



z wyłączeń elementów SEE, natomiast celowość uwzględnienia mniej istotnej niepewności, wynikającej z ograniczeń przesyłanej i generowanej mocy, wymaga rozszerzonych badań (dotychczas w planowaniu rozwoju SEE nie w pełni była uwzględniana niepewność, wynikająca z wyłączeń elementów SEE, zatem ograniczenie się do zmiennych boolowskich w pierwszym etapie wdrożenia proponowanej w niniejszej monografii nowej metodyki jest już dużym postępem).

2. Zmienne ciągłe  $x$ , reprezentowane przez:  $E[x]$  - wartość oczekiwana,  $\sigma_x$  - odchylenie standardowe, przy założeniu rozkładu normalnego:

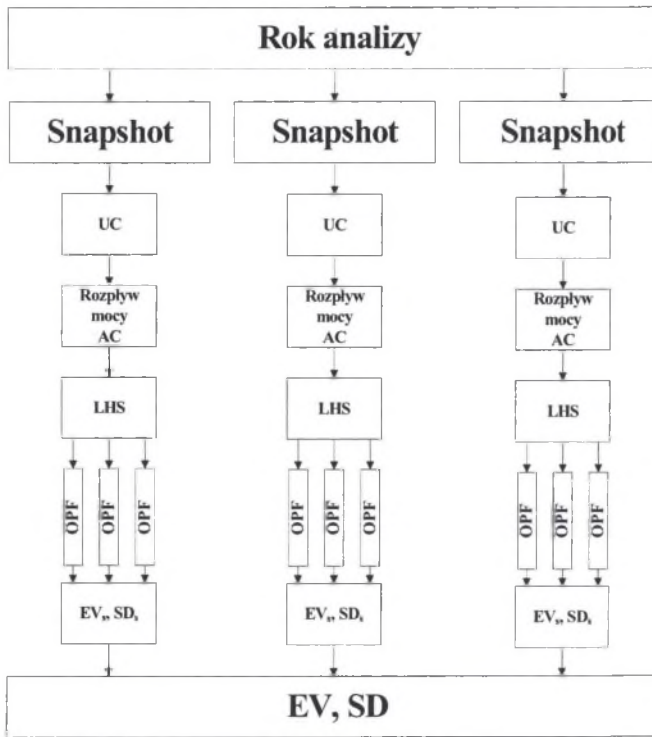
- ceny paliw dla jednostek wytwórczych,
- obciążenie w węzłach odbiorczych,
- wymiana międzysystemowa,
- prędkość wiatru w różnych strefach wiatrowych (od prędkości wiatru uzależniona jest generacja w jednostkach wytwórczych wiatrowych).

Na rysunku 18 przedstawiono schemat procesu analizy stanów losowych SEE. Obliczenia są wykonywane dla każdego roku analizy i każdego snapshot'a w poszczególnych latach okresu analizy. Pierwszą realizowaną procedurą jest dobór jednostek wytwórczych do pokrycia zapotrzebowania, strat energii, wymaganych rezerw mocy z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej (UC). Następnie obliczany jest rozptył mocy AC jako punkt wyjściowy do zlinearyzowanego zadania OPF. W module LHS losowane są stany pracy SEE, po czym następuje wykonanie zadania OPF. Z wyników uzyskiwanych dla poszczególnych stanów losowych w poszczególnych snapshot'ach obliczane są wartości przeciętne i odchylenia standardowe wielkości wyjściowych, takich jak: płatności od odbiorców, płatności dla wytwórców, nadwyżka sieciowa, nadwyżka rynkowa, obciążenia gałęzi sieciowych, obciążenia jednostek wytwórczych itp. Z wielkości wyjściowych dla poszczególnych snapshot'ów są następnie określane wielkości roczne.

Schemat blokowy procedury losowania stanów pracy SEE wg metody LHS przedstawiono na rys. 19. Opis tej procedury jest następujący:

1. W bloku 2 następuje wczytanie danych wejściowych obejmujących: wartości oczekiwane i odchylenia standardowe zmiennych ciągłych oraz wartości graniczne prawdopodobieństwa wyłączenia elementów SEE dla zmiennych binarnych dwustanowych. Wprowadzane są także dwie dane charakteryzujące proces LHS: liczba partycji (*partitions*)  $N_p$  i liczba paczek (*batches*)  $N_b$ ; partycje dzielą funkcję rozkładu prawdopodobieństwa (rozkład normalny) na obszary o równej gęstości prawdopodobieństwa, paczka obejmuje jedno losowanie wartości wszystkich zmiennych. W bloku tym przyjmowane są także wartości początkowe wielkości  $l$ , określającej numer zmiennej (binarnej lub ciągłej)  $l = 1, 2, \dots, N_z$  i  $k$ , określającej numer paczki  $k = 1, 2, \dots, N_b$ . W bloku 4 następuje inkrementacja wielko-

ści  $l$ , a w bloku 6 – wielkości  $k$ . W bloku 5 następuje sprawdzenie osiągnięcia granicznej wartości wielkości  $l$ , a w bloku 7 – granicznej wartości wielkości  $k$ .



Rys. 18. Schemat procesu analizy stanów losowych systemu elektroenergetycznego ( $EV$  – wartość przeciętna,  $SD$  – odchylenie standardowe)

Fig. 18. The process of analysis of random states of the power system ( $EV$  – expected value,  $SD$  – standard deviation)

2. W bloku 3 następuje podział krzywej rozkładu prawdopodobieństwa na partycje  $r_i = (r_i^{\min}, r_i^{\max})$ , określone przedziałem prawdopodobieństwa od  $r_i^{\min}$  do  $r_i^{\max}$  dla poszczególnych partycji  $i$ . Przyjmuje się, że przedziały są lewostronnie zamknięte i prawostronnie otwarte, przy czym wartość prawdopodobieństwa 0 należy do partycji  $i=1$ , wartość prawdopodobieństwa 1 należy do partycji  $i = N_p$ .
3. W bloku 8 następuje losowanie kolejności partycji, określonej ciągiem  $a_1, a_2, \dots, a_{N_p}$ , którego wyrazami są liczby naturalne od 1 do  $N_p$ . Losowanie następuje przy założeniu równomiernego rozkładu prawdopodobieństwa. Z dokonywania losowań kolejności partycji wynikają dwie ważne obserwacje: jest wysoce prawdopodobne, że kolejność losowań dla tej samej zmiennej jest różna w każdej paczce i że kolejność losowań dla zmiennej w paczce jest na ogół różna od kolejności losowań dla innych zmiennych.

4. W bloku 9 następuje wylosowanie, przy przyjęciu równomiernego rozkładu prawdopodobieństwa, wartości prawdopodobieństwa z poszczególnych partycji w kolejności ich wylosowania w bloku 8.
5. W bloku 10 decyzja jest rozdzielana w zależności od tego, czy aktualnie badana zmienna o numerze  $l$  jest ciągła czy binarna dwustanowa.
6. W przypadku zmiennej ciągłej w bloku 11 jest określana wartość zmiennej  $l$ , której prawdopodobieństwo wystąpienia jest równe wylosowanej w bloku 9 wartości  $b_{li}$  z przedziału partycji  $i$ .
7. W przypadku zmiennej binarnej dwustanowej w bloku 12 nadawana jest wartość 1 zmiennej  $l$ , jeśli wartość prawdopodobieństwa  $b_{li}$  jest większa od wartości granicznej  $b_l^{gr}$ . W przeciwnym wypadku nadawana jest wartość 0. Wartość 0 oznacza, że element  $l$  jest niedostępny, wartość 1, że element  $l$  jest dostępny (włączony do układu sieciowego).
8. W bloku 13 następuje określenie wyrazów  $d_{ii}^k$  macierzy wyników losowania LHS, o wymiarze  $[N_z, N_p]$  dla paczki  $k$ .
9. Decyzja o zakończeniu procesu losowania jest podejmowana w bloku 5 po przygotowaniu macierzy wyników dla wszystkich paczek.

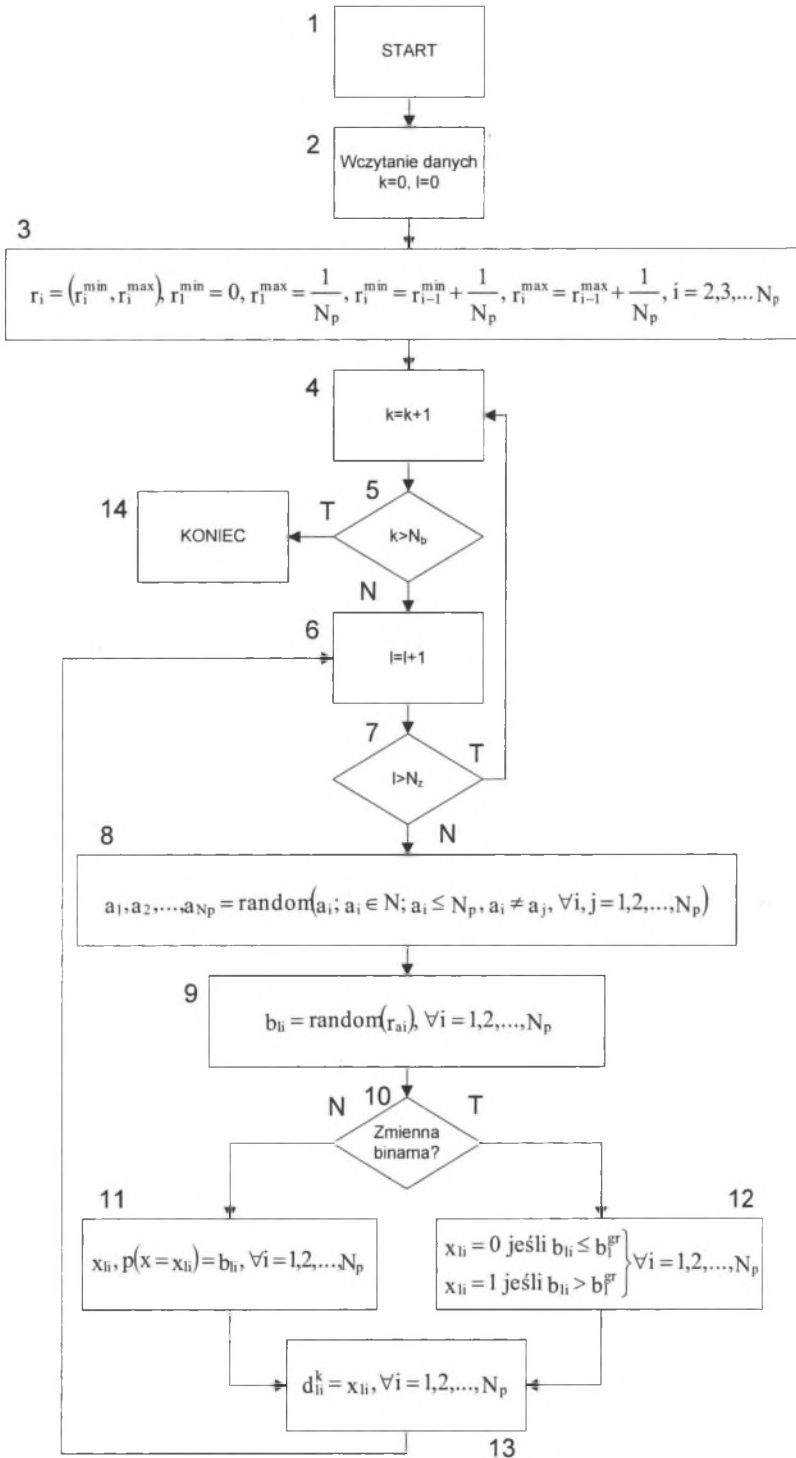
Wykonanie OPF dla wszystkich wylosowanych, za pomocą powyższej metody, stanów pracy SEE umożliwia określenie statystyk wielkości wyjściowych do optymalizacji SRMSP w ramach SWR. Zmiennymi tymi są w szczególności: krótkookresowe koszty krańcowe w węzłach, moduły napięć w węzłach, obciążenia jednostek wytwórczych, przepływy mocy w gałęziach oraz wielkości zbiorcze, takie jak: płatności odbiorców, płatności dla wytwórców, dochód wytwórców, koszt niedostarczonej energii.

Wartość przeciętna zmiennej wyjściowej  $X$  z próbki LHS jest równa:

$$E[X] = \frac{\sum_{i=1}^{N_b} \sum_{j=1}^{N_p} x_{ij}}{N_b N_p}. \quad (101)$$

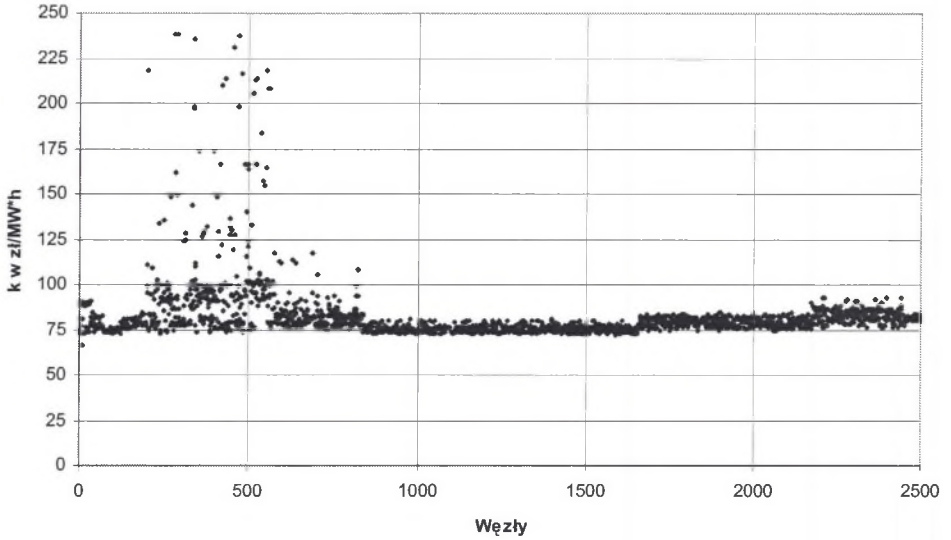
Odchylenie standardowe zmiennej  $X$  z próbki LHS wynosi:

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{N_b \sum_{i=1}^{N_b} \left( \frac{\sum_{j=1}^{N_p} x_{ij}}{N_p} \right)^2 - \left( \sum_{i=1}^{N_b} \frac{\sum_{j=1}^{N_p} x_{ij}}{N_p} \right)^2}{N_b (N_b - 1)}}. \quad (102)$$



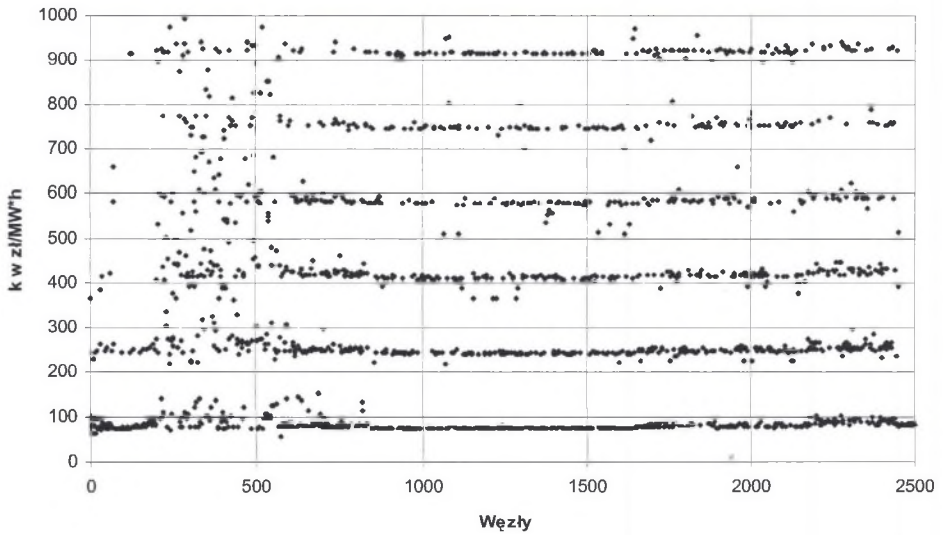
Rys. 19. Schemat blokowy procedury LHS określania stanów losowych SEE

Fig. 19. Block diagram for the LHS procedure used for determining random states of the power system



Rys. 20. Krótkookresowe koszty krańcowe w węzłach sieci dla  $N_b = N_p = 1$

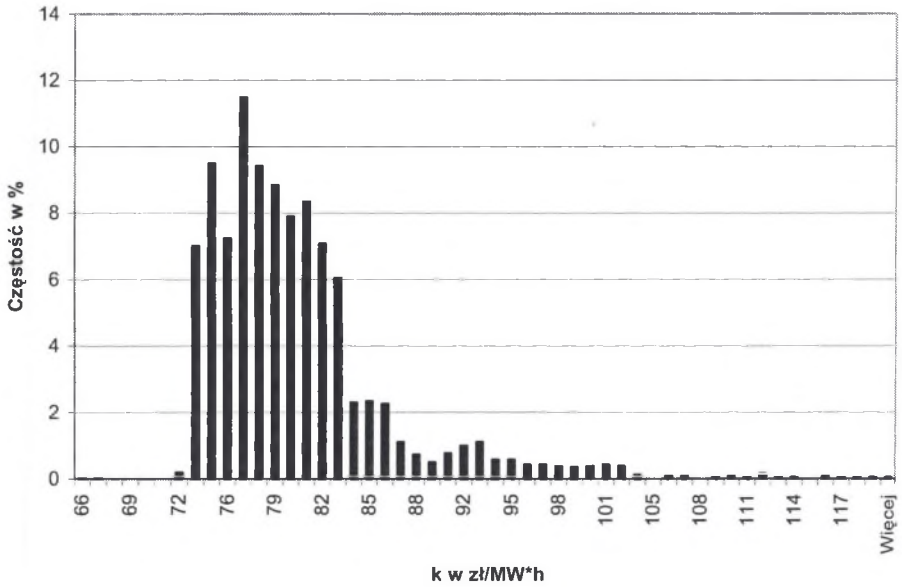
Fig. 20. Short-run marginal costs at network buses for  $N_b = N_p = 1$



Rys. 21. Wartości przeciętne krótkookresowych kosztów krańcowych w węzłach sieci dla  $N_b = 6$  i  $N_p = 8$

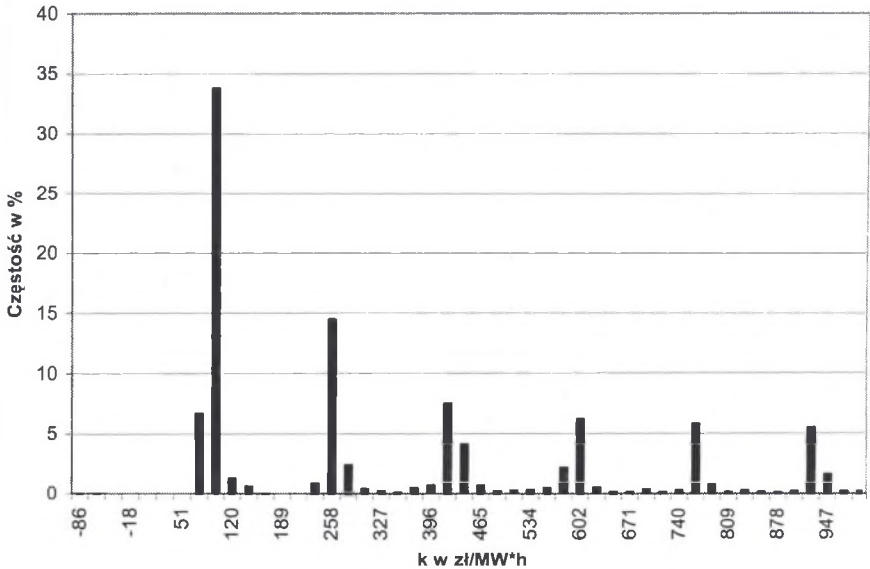
Fig. 21. Expected values of short-run marginal costs at network buses for  $N_b = 6$  and  $N_p = 8$





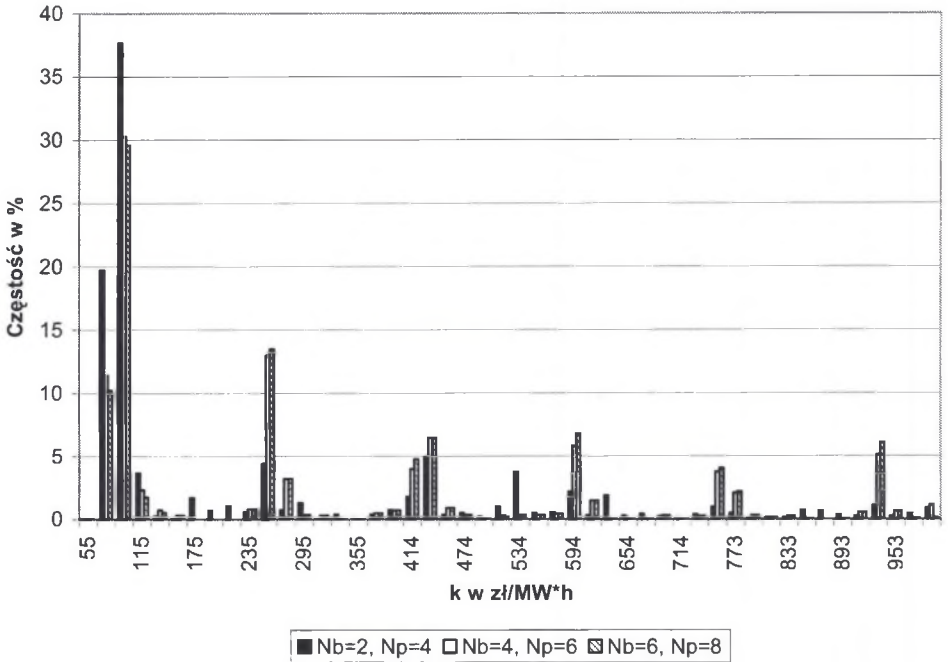
Rys. 22. Histogram krótkookresowych kosztów krańcowych w węzłach dla  $N_b = N_p = 0$

Fig. 22. Histogram of short-run marginal costs at network buses for  $N_b = N_p = 0$



Rys. 23. Histogram wartości przeciętnej krótkookresowych kosztów krańcowych w węzłach dla  $N_b = 6$  i  $N_p = 8$

Fig. 23. Histogram of expected values of short-run marginal costs at network buses for  $N_b = 6$  and  $N_p = 8$



Rys. 24. Histogramy wartości przeciętnych krótkookresowych kosztów krańcowych w węzłach dla różnych liczb paczek i partycji w losowaniach LHS

Fig. 24. Histograms of expected values of short-run marginal costs at network buses for various numbers of batches and partitions in the Latin Hypercube Sampling

Na rysunku 20 przedstawiono krótkookresowe koszty krańcowe w węzłach sieci w przypadku braku losowań LHS. Na rysunku 21 przedstawiono natomiast wartości przeciętne krótkookresowych kosztów krańcowych w węzłach tej samej sieci w przypadku losowań LHS dla 6 paczek i 8 partycji. Z rysunków widać, że w przypadku braku losowań LHS koszty krańcowe skupiają się wokół wartości zbliżonych do kosztów zmiennej produkcji energii elektrycznej. W niektórych węzłach występuje wyraźne zwiększenie kosztów krańcowych, co świadczy o istnieniu ograniczeń przesyłowych w tej sieci, nawet w pełnym układzie sieciowym (bez wyłączeń elementów SEE). Z rysunku 21 widać, że wykonanie losowań LHS prowadzi do grupowania się kosztów krańcowych wokół wartości na kilku poziomach, przy czym wystąpienie pokazanych na rys. 21 sześciu takich poziomów jest jedynie przypadkowo zbieżne z liczbą  $N_b = 6$ . Przyczyną wystąpienia wielu poziomów grupowania się kosztów są wyłączenia elementów SEE, które sprawiają, że ograniczeń przesyłowych jest więcej w porównaniu do układu bez wyłączeń. Ograniczenia te dzielą obszar sieciowy na podobszary o różniących się poziomach kosztów krańcowych; była już o tym mowa wcześniej. Obserwacje te potwierdzają histogramy kosztów krańcowych, przedstawione na rys. 22 i 23. Z histogramów tych widać, że wykonanie losowań LHS prowadzi do histogramów wielomodalnych, odwzorowujących ograniczenia przesyłowe,

powstające w losowych stanach pracy SEE. Oddzielnym problemem jest liczba paczek i partycji, dająca już ustabilizowane wyniki. Na rysunku 24 przedstawiono trzy histogramy dla różnych liczb paczek i partycji. Z rysunku tego widać, że dla niewielkiej liczby paczek i partycji, odpowiednio równej 2 i 4, następuje już zmiana postaci histogramu do wielomodalnej. Dalsze zwiększenie tych liczb prowadzi do ustabilizowania się postaci histogramu, co świadczy o braku identyfikacji następnych istotnych ograniczeń przesyłowych w losowych stanach pracy SEE.

## 7. ROZWIĄZANIE ZADANIA OPTYMALIZACYJNEGO

Wyznaczenie preferowanej SRMSP, spełniającej kryterium (2) w obliczu niepewności SWR, następuje w trzech etapach. W pierwszym etapie poszukiwane są optymalne SRMSP w poszczególnych SWR, w drugim i trzecim etapie wyznaczana jest preferowana SRMSP, uwzględniająca niepewność SWR.

### 7.1. Wyznaczenie optymalnej strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej oraz ich rankingu w ramach scenariusza warunków rozwoju

W pierwszym etapie rozwiązania zadania optymalizacyjnego następuje poszukiwanie optymalnych SRMSP w ramach SWR, polegające na znalezieniu takiego ciągu decyzji w poszczególnych latach okresu analizy, będących wyborem ORM, który spełni kryterium (2) przy ustalonych SWR. Ustalenie SWR nie oznacza założenia braku zmienności parametrów ich określających; była o tym mowa w rozdz. 6. Rozwiązaniem zadania optymalizacyjnego w tym etapie są SRMSP, których liczba jest nie większa od liczby SWR.

Ponieważ w pierwszym etapie rozwiązanie zadania optymalizacyjnego umożliwia uzyskanie oprócz optymalnej SRMSP także ich rankingu wg malejących wartości funkcji kryterialnej (2), również w wyniku zastosowania kryteriów decyzyjnych w drugim i trzecim etapie możliwe jest określenie rankingu preferowanych SRMSP. Ranking ten jest szczególnie przydatny w sytuacji braku spełnienia wymagań technicznych przez wyznaczoną na podstawie kryterium ekonomicznego preferowaną SRMSP. W takim przypadku weryfikacji technicznej są poddawane kolejne preferowane SRMSP, w kolejności ich ekonomicznego rankingu.

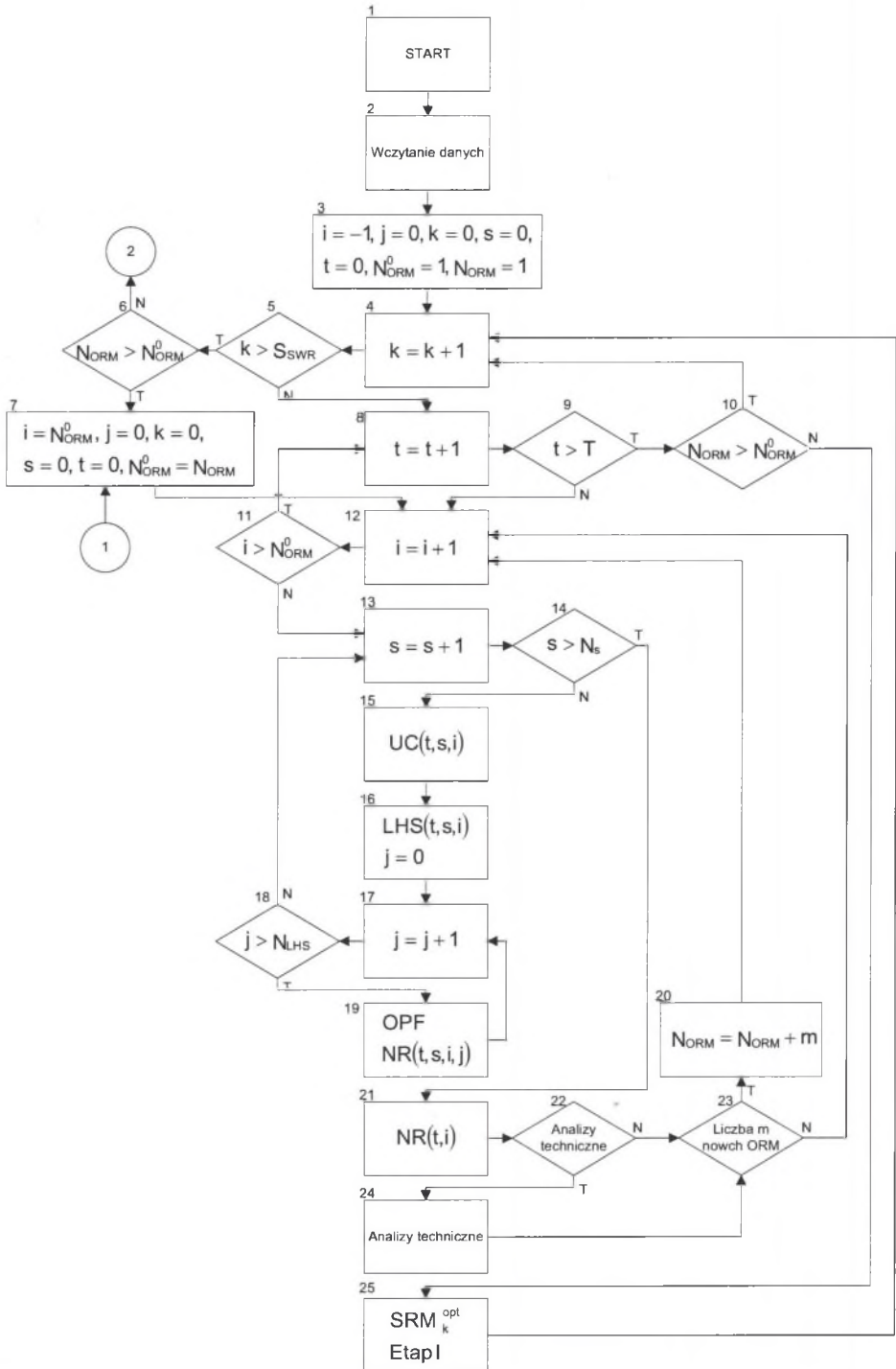
Na rysunku 25 przedstawiono schemat blokowy procedury wyznaczania optymalnych SRMSP i ich rankingów w ramach poszczególnych SWR. Opis tej procedury jest następujący:

#### *Procedura wyznaczania optymalnych SRMSP oraz ich rankingów w poszczególnych SWR*

1. W bloku 2 następuje wczytanie danych wejściowych, obejmujących początkowe układy sieciowe, SWR i dane ekonomiczne.
2. W bloku 3 następuje nadanie wartości początkowych parametrom procedury:  $i$  – indeks ORM,  $j$  – indeks losowania LHS,  $k$  – indeks SWR,  $s$  – indeks snapshot'u,  $t$  – rok analizy,  $N_{ORM}^*$ ,  $N_{ORM}$  - początkowa i modyfikowana liczba ORM.
3. W blokach: 4, 8, 12, 13 i 17 następuje inkrementacja indeksów.
4. W bloku 6 następuje sprawdzenie, czy wszystkie SWR zostały już poddane analizie, w bloku 9 – czy analizę przeprowadzono już we wszystkich latach okresu analizy, w bloku 11 – czy wszystkie ORM w danej iteracji procedury zostały już poddane analizie,

- w bloku 14 – czy analizę przeprowadzono już we wszystkich snapshot'ach, natomiast w bloku 18 – czy analizę wykonano już we wszystkich losowaniach LHS.
5. W bloku 5 następuje sprawdzenie, czy w danej iteracji realizacji procedury wprowadzono nowe ORM. Jeśli nie wprowadzono, to następuje przejście do procedury 2 wyznaczania preferowanej SRMSP (następuje to już po realizacji procedury opisanej na rys. 25). Jeśli wprowadzono nowe ORM, to w bloku 7 następuje nadanie wartości początkowych parametrom procedury, po czym analizie poddawane są nowo wprowadzone ORM.
  6. W bloku 15 następuje wykonanie procedury UC doboru jednostek wytwórczych dla  $i$ -tej ORM, w snapshot'cie  $s$  w roku  $t$ , opisanej w p. 4.3.
  7. W bloku 16 następuje wykonanie procedury LHS wyznaczania losowych stanów pracy SEE, opisanej w rozdz. 6.
  8. W bloku 19 wykonywane jest zadanie OPF, opisane w p. 4.3, oraz wyznaczana jest wartość nadwyżki rynkowej  $NR$  dla ORM  $i$ , w stanie losowym  $j$ , w snapshot'cie  $s$ , w roku  $t$ . W bloku 21 jest natomiast wyznaczana wartość roczna, w roku  $t$ , nadwyżki rynkowej  $NR$  dla ORM  $i$ .
  9. W bloku 22 następuje decyzja operatora, czy ORM poddać dodatkowo analizie technicznej, obejmującej: rozptyły mocy, zwarcia, nieciągłość zasilania, stabilność lokalna i globalna. W bloku 24 realizowane są analizy techniczne.
  10. W bloku 23 następuje decyzja o wprowadzeniu, na podstawie wykonanej dotychczas analizy, dodatkowych ORM. W bloku 20 następuje zwiększenie liczby ORM o nowo wprowadzone. Następnie procedura jest wykonywana dla nowo wprowadzonych ORM, przy czym w trakcie kolejnej iteracji procedury możliwe jest kolejne wprowadzenie nowych ORM. Ta część procedury kończy się z chwilą decyzji operatora o zakończeniu wprowadzania nowych ORM.
  11. Po wyznaczeniu nadwyżki rynkowej  $NR$  dla wszystkich ORM we wszystkich latach okresu analizy w bloku 25 następuje wykonanie procedury optymalizacji SRMSP w poszczególnych SWR, opisanej w p. 4.5 – etap I. W bloku tym obliczane są także pozostałe wartości składników funkcji kryterialnej (2). Rezultatem wykonania tej procedury są optymalne SRMSP oraz ich ranking w poszczególnych SWR.





Rys. 25. Schemat blokowy procedury wyznaczania optymalnych SRMSP i ich rankingów w ramach poszczególnych SWR

Fig. 25. Diagram of the procedure for determining optimal TSDMS and their ranking for particular development conditions scenarios

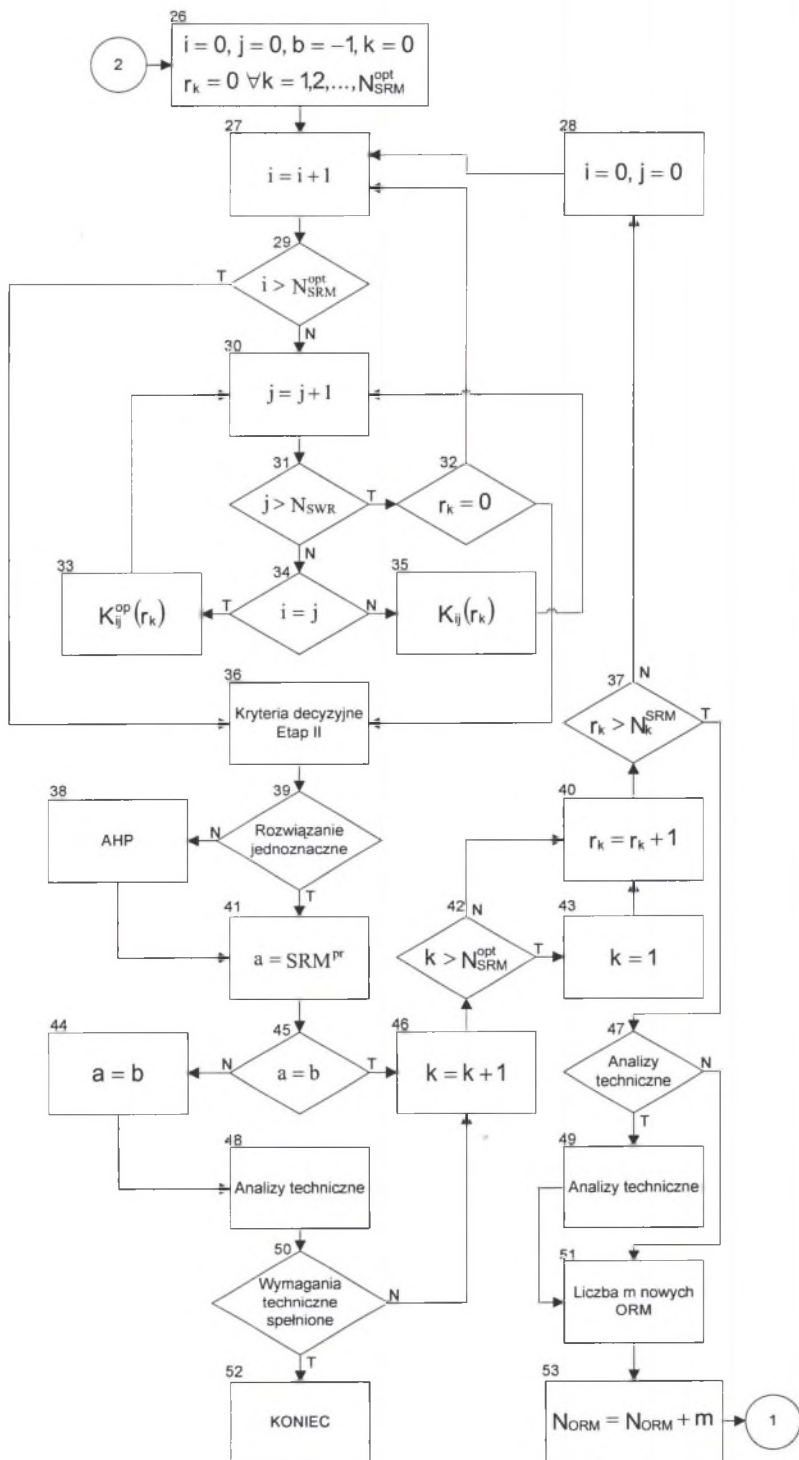
## 7.2. Wyznaczenie preferowanej strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej oraz ich rankingu w obliczu niepewności scenariuszy warunków rozwoju

W drugim i trzecim etapie procesu wyznaczania preferowanej SRMSP dokonywany jest wybór jednej z optymalnych SRMSP w poszczególnych SWR, wyznaczonych w pierwszym etapie, uwzględniający niepewność SWR. Wybór w drugim etapie jest przeprowadzany przy wykorzystaniu kryteriów decyzyjnych z teorii gier, a w przypadku braku uzyskania jednoznacznego wyniku, w trzecim etapie jest dokonywana hierarchizacja kryteriów decyzyjnych z etapu drugiego, zapewniająca ostateczne rozwiązanie.

Na rysunku 26 przedstawiono schemat blokowy procedury wyznaczania preferowanej SRMSP oraz jej rankingu. Opis tej procedury jest następujący:

### *Procedura wyznaczania preferowanej SRMSP oraz jej rankingu*

1. W bloku 27 następuje nadanie wartości początkowych parametrom procedury:  $i$  – indeks optymalnych SRMSP,  $j$  – indeks SWR,  $b$  – zmienna pomocnicza,  $k$  – indeks pomocniczy,  $r_k$  - indeks w rankingu optymalnej SRMSP  $k$ ,  $N_{SRM}^{opt}$  - liczba optymalnych SRMSP.
2. W blokach: 27, 30, 43 i 46 następuje inkrementacja indeksów.
3. W bloku 33 następuje przyporządkowanie elementom na przekątnej głównej macierzy kosztów w kryterium decyzyjnym, opisanym w p. 7.3. W bloku 35 następuje obliczenie pozostałych wartości tej macierzy (wartości funkcji kryterialnej (2) dla poszczególnych optymalnych SRMSP w SWR, w których nie były przedmiotem optymalizacji – obliczany jest koszt SRMSP, nie jest dokonywana jej optymalizacja w innym SWR).
4. W bloku 36 następuje wykonanie procedury wyboru preferowanej SRMSP na podstawie kryteriów decyzyjnych, opisanych w p. 7.3 – Etap II.
5. W bloku 39 następuje sprawdzenie, czy zastosowanie kryteriów decyzyjnych dało jednoznaczne rozwiązanie. Jeśli rozwiązanie jest jednoznaczne, następuje przekazanie preferowanej SRMSP do analizy technicznej w bloku 48.
6. W bloku 45 następuje sprawdzenie, czy preferowana SRMSP wyznaczona w danej iteracji jest taka sama jak w iteracji poprzedniej. Jeśli nie jest taka sama, to następuje jej skierowanie do analizy technicznej w bloku 48. Jeśli jest taka sama – następuje wykonanie kolejnej iteracji procedury wyznaczania preferowanej SRMSP.
7. W bloku 50 następuje sprawdzenie, czy wyznaczona w danej iteracji preferowana SRMSP spełnia postawione wymagania techniczne. Jeśli spełnia, to następuje zakończenie procedury, jeśli nie spełnia tych wymagań – w bloku 42 następuje sprawdzenie czy wykorzystano już wszystkie optymalne SRMSP w ich rankingu. Jeśli wykorzystano, to w bloku 43 następuje przyjęcie wartości początkowej indeksu pomocniczego  $k$ . W bloku 40 następuje inkrementacja indeksu w rankingu optymalnej SRMSP.



Rys. 26. Schemat blokowy procedury wyznaczania preferowanej SRMSP i ich rankingu  
 Fig. 26. Block diagram of the procedure for determining the preferred TSDMS and their ranking

8. W bloku 37 następuje sprawdzenie, czy wykorzystano już wszystkie optymalne SRMSP z ich rankingu. Jeśli wykorzystano, to w bloku 47 następuje podjęcie decyzji przez operatora o wykonaniu dodatkowych analiz technicznych. W bloku 49 następuje wykonanie analiz technicznych tak jak w bloku 48, po czym w bloku 51 następuje ewentualne wprowadzenie dodatkowych ORM, w bloku 53 następuje inkrementacja liczby ORM, a następnie nowe ORM, poprzez punkt 1, są przekazywane do kolejnej iteracji procedury optymalizacji SRMSP w poszczególnych SWR (procedura przedstawiona na rys. 25). Należy się spodziewać, że wykonanie tej kolejnej iteracji procedury w praktyce wystąpi bardzo rzadko, najczęściej jednokrotne wykonanie procedury wyznaczania preferowanej SRMSP przynosi rozwiązanie, spełniające wymagania techniczne.
9. W bloku 28 następuje nadanie wartości początkowych indeksom  $i$  oraz  $j$  w celu wykonania kolejnej iteracji procedury wyznaczania preferowanej SRMSP dla kolejnej z rankingu optymalnej SRMSP w danym SWR.

### 7.3. Kryteria decyzyjne

Uwzględnienie niepewności wynikającej z SWR w zadaniu optymalizacji SRMSP prowadzi do zastosowania metod z teorii gier [80,81,82,95,98,118,125,142,147, 180,186,198,211,230,231]. Istnieje wiele kryteriów decyzyjnych wyboru rozwiązania w obliczu niepewności, jednak są one modyfikacją trzech podstawowych:

- kryterium wartości oczekiwanej ( $EV$ ),
- kryterium Hurwitza,
- kryterium mini-maksowe (minimalnej z maksymalnych strat).

Zastosowanie tych kryteriów wymaga przygotowania macierzy wartości funkcji kryterialnej (1), przedstawionej w tabl. 12.

W tablicy 12 na przekątnej głównej znajdują się koszty strategii optymalnych, wyznaczonych poprzez rozwiązanie funkcji kryterialnej (1) w poszczególnych SWR. Poza przekątną główną znajdują się koszty poszczególnych tak wyznaczonych optymalnych SRMSP w przypadku zaistnienia innych SWR. Wartości kosztów poza przekątną główną nie wynikają zatem z rozwiązania zadania (1), są jedynie sumą kosztów wg (1), obliczoną przy przyjęciu optymalnej SRMSP, lecz innych SWR (innych w porównaniu do tego SWR, w którym optymalna SRMSP została wyznaczona).

Przyjmując oznaczenia takie jak w tabl. 12, decyzje w ramach ww. trzech kryteriów podejmuje się na podstawie następujących wartości:

- kryterium wartości oczekiwanej:

$$\min_i D_{ii} = \sum_{j=1}^J P(SWR_j) K_{ij}, \quad (103)$$

Tablica 12

Macierz kosztów optymalnych SRMSP w przypadku trzech SWR

Optymalne SRMSP	$SWR_1; p(SWR_1)$	$SWR_2; p(SWR_2)$	$SWR_3; p(SWR_3)$
$SRM_1$	$K_{11}$	$K_{12}$	$K_{13}$
$SRM_2$	$K_{21}$	$K_{22}$	$K_{23}$
$SRM_3$	$K_{31}$	$K_{32}$	$K_{33}$

Uwaga: W tablicy przyjęto następujące oznaczenia:

$SWR_j$  - scenariusz warunków rozwoju  $j$ ,

$p(SWR_j)$  - prawdopodobieństwo wystąpienia scenariusza warunków rozwoju  $j$ ,

$K_{ij}$  - koszt optymalnej strategii rozwoju i modernizacji  $i$  w scenariuszu warunków rozwoju  $j$ ,

$J$  - liczba rozpatrywanych SWR;

- kryterium Hurwitza:

$$\min_i D_{2i} = a(\max_j K_{ij}) + (1-a)(\min_j K_{ij}), \quad (104)$$

gdzie  $a$  jest współczynnikiem skłonności decydenta do optymizmu;

- kryterium mini-maksowe straty (minimalnej z maksymalnych strat):

$$\min_i D_{3i} = \max_j (K_{ij} - \min_i K_{ij}). \quad (105)$$

Najważniejsze cechy poszczególnych kryteriów są następujące:

- kryterium wartości oczekiwanej:
  - uwzględnia prawdopodobieństwa wystąpienia poszczególnych SWR,
  - decyzja jest podejmowana na podstawie wartości oczekiwanych, które w rzeczywistości nigdy nie wystąpią, ponieważ będzie istniała tylko jedna realizacja SRMSP i SWR (brak możliwości powtarzania gry),
- kryterium Hurwitza:
  - uwzględnia skłonność decydenta do optymizmu poprzez zadanie wartości współczynnika  $a$  w granicach od 0 do 1; wartość 0 tego współczynnika oznacza skrajny optymizm, natomiast wartość 1 – skrajny pesymizm,
  - decyzja jest podejmowana na podstawie skrajnych wartości kosztów SRMSP w poszczególnych SWR, ważonych współczynnikiem  $a$ , wartości te zatem również nigdy nie wystąpią w rzeczywistości,
  - wybór nie uwzględnia prawdopodobieństwa wystąpienia poszczególnych SWR,
- kryterium mini-maksowe straty:
  - decyzja podejmowana jest na podstawie straty rozumianej jako różnica kosztu strategii badanej i najtańszej w ramach danego SWR,



- wybór odzwierciedla pesymistyczne nastawienie do przyszłych warunków rozwoju, ponieważ istotą kryterium jest poszukiwanie najmniejszej z maksymalnych możliwych strat, wynikających z wystąpienia różnych SWR,
- wybór, podobnie jak w kryterium Hurwitza, nie uwzględnia prawdopodobieństwa wystąpienia poszczególnych SWR.

Ponieważ koszty SRMSP są zmiennymi losowymi, wielkości  $D$  w poszczególnych kryteriach decyzyjnych będą również przyjmowały wartości losowe. W takim przypadku decyzje będą podejmowane na przyjętym poziomie ryzyka  $\alpha$ .

Wynikiem zastosowania kryteriów decyzyjnych, uwzględniających niepewność SWR, może być w skrajnych przypadkach jedna SRMSP lub każde z kryteriów może wskazać inną. Jeśli kryteria nie wskażą na tę samą SRMSP, to proces decyzyjny wymaga zastosowania dodatkowego kryterium, wartościującego wcześniej zastosowane kryteria decyzyjne. Efektywne kryterium dodatkowe, gwarantujące uzyskanie rozwiązania ostatecznego, zapewnia metoda *Analytical Hierarchy Process* (AHP). Metoda ta została rozwinięta przez prof. Saaty z Wharton Business School, a jej omówienie znajduje się w [126,140,215]. Zastosowanie metody AHP będzie miało następujący przebieg:

1. Wybór ekspertów, którzy dokonają oceny istotności trzech kryteriów decyzyjnych. W metodyce przedstawionej w materiałach CIGRE [81] preferuje się włączenie do analizy decyzyjnej podmiotów zainteresowanych zwiększeniem zdolności przesyłowej sieci. Ekspertami mogą zatem być przedstawiciele odbiorców i wytwórców energii elektrycznej.
2. Wypełnienie przez ekspertów macierzy ocen kryteriów decyzyjnych, przedstawionej w tabl. 13. Wypełnienie macierzy polega na wpisaniu wartości od 2 do 9 ponad przekątną główną. Na przykład, jeśli kryterium (103) zostałoby uznane za zdecydowanie ważniejsze od kryterium (104), to wyrazowi  $a_{12}$  macierzy zostałaby nadana wartość 9, natomiast wyrazowi  $a_{21}$  odpowiednio wartość  $1/9$ , gdy natomiast istotność kryterium (103) zostałyby oceniona jako niewiele ważniejsze od kryterium (104), to wyrazy te przyjęłyby wartości odpowiednio 2 i  $1/2$ .
3. Określenie, alogicznie jak powyżej, wag dla ocen poszczególnych ekspertów, poprzez wypełnienie macierzy przedstawionej w tabl. 14.

Tablica 13

Macierz oceny kryteriów decyzyjnych,  
dokonywanej przez eksperta I

$$\begin{bmatrix} 1 & a'_{12} & a'_{13} \\ (a'_{12})^{-1} & 1 & a'_{23} \\ (a'_{13})^{-1} & (a'_{23})^{-1} & 1 \end{bmatrix},$$

gdzie:

- 1 – kryterium wartości oczekiwanej
- 2 – kryterium Hurwita,
- 3 – kryterium mini-maksowe.

Tablica 14

Macierz wag ocen ekspertów

$$\begin{bmatrix} 1 & b_{12} & b_{13} & \dots & b_{1M} \\ (b_{12})^{-1} & 1 & b_{23} & \dots & b_{2M} \\ (b_{13})^{-1} & (b_{23})^{-1} & 1 & \dots & b_{3M} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ (b_{1M})^{-1} & (b_{2M})^{-1} & (b_{3M})^{-1} & \dots & 1 \end{bmatrix},$$

gdzie M jest liczbą ekspertów.

4. Wyznaczenie wektorów własnych macierzy:

$$|\mathbf{A} - \alpha \mathbf{1}| = 0, \quad (106)$$

$$|\mathbf{B} - \beta \mathbf{1}| = 0, \quad (107)$$

gdzie:

- A** - macierz ocen kryteriów decyzyjnych,
- B** - macierz wag ocen kryteriów,
- $\alpha$  - wektor własny macierzy **A**,
- $\beta$  - wektor własny macierzy **B**,
- 1** - macierz jednostkowa.

5. Wyznaczenie iloczynu macierzy, której kolumnami są wektory własne macierzy ocen kryteriów decyzyjnych, dokonywanych przez poszczególnych ekspertów i macierzy wag ekspertów.

$$\begin{bmatrix} \alpha_1^I & \alpha_1^{II} & \alpha_1^{III} \\ \alpha_2^I & \alpha_2^{II} & \alpha_2^{III} \\ \alpha_3^I & \alpha_3^{II} & \alpha_3^{III} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \beta^I \\ \beta^{II} \\ \beta^{III} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma_1 \\ \gamma_2 \\ \gamma_3 \end{bmatrix}, \quad (108)$$

gdzie  $\gamma$  jest wektorem wag kryteriów decyzyjnych.

Wynikiem zastosowania metody AHP jest SRMSP wybrana na podstawie kryterium decyzyjnego o największej wartości wagi  $\gamma$ .

## 8. OCENA RYZYKA

Inwestowanie w rozwój SEE bez gwarancji rządowych i kontraktów długoterminowych, zapewniających obsługę kosztów finansowych inwestycji, jest w warunkach rynkowych obciążone stosunkowo dużym ryzykiem, ponoszonym głównie przez inwestorów (w coraz mniejszym stopniu organy regulacyjne pozwalają przenosić koszty nietrafionych inwestycji na odbiorców energii elektrycznej). Uwzględnienie ryzyka w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych nabiera w warunkach rynkowych szczególnego znaczenia.

### 8.1. Wprowadzenie

Podejmowaniu decyzji inwestycyjnych nieodłącznie towarzyszy ryzyko [72,181,216]. W pracach [34,116,126,145,216] przedstawiono istotę ryzyka, przeprowadzono jego kwalifikację oraz określono jego miary w odniesieniu do typowych przedsięwzięć gospodarczych i inwestycyjnych. W niniejszym rozdziale teoria ryzyka zostanie zastosowana do zagadnień podejmowania decyzji inwestycyjnych i modernizacyjnych, obejmujących obiekty sieci przesyłowej – zostanie uwzględniona na różnych etapach optymalizacji SRMSP, opisanej w rozdz. 0. W niniejszym rozdziale zostaną także przedstawione wyniki analizy ryzyka przeprowadzonej dla KSP oraz sformułowane uogólnione wnioski z niej wynikające.

Podejmowanie decyzji inwestycyjnych w procesie planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej związane jest z przewidywaniem określonego stanu w przyszłości. Niestety nigdy nie można w sposób pewny przewidzieć, jak ukształtują się w przyszłości poszczególne czynniki stanowiące podstawę podejmowania bieżącej decyzji. Ryzyko w tym rozumieniu polega na tym, że dzisiejsza decyzja inwestycyjna może w przyszłości nie przynieść oczekiwanych efektów. Podejmowanie decyzji inwestycyjnych (w dalszej części rozprawy, dla uproszczenia, będzie się używać pojęcia inwestycji rozumiejąc przez to także modernizację istniejących obiektów – podejście do oceny efektywności ekonomicznej nowych obiektów i modernizowanych jest bowiem takie samo) w sieci przesyłowej jest szczególnie narażone na ten rodzaj ryzyka. Ponieważ inwestycje w obiekty sieci przesyłowej są kapitałochłonne, a trudności lokalizacyjne tych obiektów są coraz większe, okres ich eksploatacji jest bardzo długi, sięgający w warunkach polskich nawet kilkudziesięciu lat. W tak długim horyzoncie czasowym warunki pracy sieci są trudne do przewidzenia, a to właśnie one determinują efektywność inwestowania. Trudności przewidzenia przyszłych stanów pracy sieci jeszcze bardziej się potęgują, jeśli uwzględnić, że okres od podjęcia decyzji inwestycyjnej do wybudowania obiektu z powodu silnie narastających trudności lokalizacyjnych znacznie się wydłuża i sięga już kilku lat. Paradoksalnie, obecnie łatwiej jest uzyskać lokalizację na źródła wytórcze, w przypadku których nastąpił skok technologiczny skutkujący tym, że ich moce znamionowe są coraz mniejsze i są coraz bardziej przyjazne dla środowiska, niż na wybudowanie linii czy stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć,

w stosunku do których panuje przekonanie o ich niekorzystnym oddziaływaniu na środowisko. Decyzje inwestycyjne muszą być zatem podejmowane z kilkuletnim wyprzedzeniem oraz na kilkudziesięcioletni okres eksploatacji obiektów sieciowych. Ponieważ naturę ryzyka kształtuje horyzont czasowy, uwzględnienie ryzyka przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych w sieci przesyłowej staje się szczególnie ważne. Dodatkowo trzeba uwzględnić to, że działanie przedsiębiorstw na konkurencyjnym rynku w coraz większym stopniu wywołuje ich dążenie do zmniejszania kosztów zakupu energii elektrycznej. Urzędy regulacyjne stają w obliczu presji ze strony odbiorców energii elektrycznej, którzy nie chcą pokrywać kosztów niepotrzebnych do ich zasilania obiektów elektroenergetycznych. W takiej sytuacji powstaje silna obawa przed podejmowaniem nietrafionych decyzji inwestycyjnych.

Rynek energii elektrycznej, wymuszający efektywność działania, zwiększa ryzyko nietrafionych inwestycji ale także, o czym była już mowa w rozdz. 0, prowadzi do zintensyfikowania wykorzystania zdolności przesyłowych sieci i ograniczania ich rezerwy, co z kolei zwiększa ryzyko powstania wielkich awarii systemowych. Zagadnienie uwzględnienia ryzyka w optymalizacji SRMSP ma zatem dwa aspekty: o wymiarze ekonomicznym i technicznym. Pierwszy związany jest z ryzykiem podjęcia inwestycji, która w efekcie nieokreśloności przyszłych warunków pracy SEE może okazać się nieefektywna ekonomicznie. Drugi, mimo tego, że jego wymiar ekonomiczny jest daleko większy, ma charakter techniczny. Skutki takiej awarii są zawsze bardzo duże i z pewnością nie mogą być akceptowalne. Zbudowanie SEE wykluczającego możliwość powstania takich awarii jest jednak nieuzasadnione, jeśli w ogóle realne. Należy dodać, że uwzględnienie skutków ekonomicznych wielkiej awarii systemowej następuje w procesie optymalizacji SRMSP poprzez wartość kosztu nieciągłości zasilania. Z uwagi jednak na bardzo małe prawdopodobieństwo wystąpienia takiej awarii, analiza ekonomiczna nie prowadzi do zwiększenia inwestowania z tego powodu. Stąd ocena ryzyka wielkich awarii systemowych w aspekcie ekonomicznym nie ma sensu – jej skutki pozaekonomiczne mogą być daleko bardziej nieakceptowalne niż na pewno bardzo duże straty materialne. W niniejszej rozprawie proponuje się podejście do oceny tego rodzaju ryzyka w optymalizacji SRMSI na podstawie analizy porównawczej z prawdopodobieństwem wystąpienia ryzyka imych zjawisk o charakterze katastroficznym. W ocenie tego rodzaju ryzyka jest zatem najważniejsze oszacowanie prawdopodobieństwa wystąpienia wielkiej awarii systemowej, sprawdzenie jego trendu w poszczególnych latach okresu analizy oraz określenie koniecznych do poniesienia nakładów inwestycyjnych w celu jego poprawy. Oszacowanie prawdopodobieństwa wystąpienia wielkiej awarii systemowej w warunkach statycznych może być dokonane na etapie analizy symulacyjnej LHS. W losowych stanach pracy SEE, określonych przez LHS, znajdują się także takie, których skutkiem jest brak możliwości dotrzymania ograniczeń w zadaniu OPF, stąd konieczne są wyłączenia odbiorców. Wyznaczona wartość średnia niedostarczonej energii oraz jej odchylenie standardowe w symulacjach LHS, przy przyjęciu



rozkładu normalnego, charakteryzuje prawdopodobieństwo wyłączenia poszczególnych poziomów mocy odbiorczych. W takim przypadku wymagania techniczne zostaną rozszerzone o akceptowalne prawdopodobieństwo wystąpienia awarii systemowej. Ponieważ na tym etapie nie jest przeprowadzane badanie stabilności globalnej pracy SEE, ostateczne oszacowanie ryzyka w poszczególnych latach okresu analizy następuje na etapie wyboru preferowanej SRMSP.

W procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej ważne jest rozróżnienie niepewności od ryzyka. Za pracą [216] można przyjąć, że współcześnie większość autorów zajmujących się teorią ryzyka definiuje niepewność jako stan, w którym przyszłe możliwości i szanse ich wystąpienia nie są znane. Pojęcie ryzyka jest natomiast używane wtedy, gdy:

- rezultat, jaki będzie osiągnięty w przyszłości, nie jest znany, ale możliwe jest zidentyfikowanie przyszłych sytuacji,
- znane jest prawdopodobieństwo zrealizowania się poszczególnych możliwości w przyszłości.

Można zatem przyjąć, że głównym atrybutem ryzyka jest niepewność, która nie jest przyjmowana na wiarę, lecz jest mierzalna w sensie probabilistycznym. W optymalizacji SRMSP warunki rozwoju, na które składają się: zapotrzebowanie na moc, dostępne jednostki wytwórcze i wymiana międzysystemowa, a także warunki funkcjonowania sieci, charakteryzują się niepewnością. Możliwe jest jednak zidentyfikowanie pewnej wystarczająco dużej liczby SWR oraz przyjęcie prawdopodobieństwa ich wystąpienia, a także przyjęcie rynkowych warunków funkcjonowania sieci. W procesie planowania rozwoju jest zatem możliwe zwymiarowanie niepewności, a zatem określenie ryzyka podejmowanych decyzji inwestycyjnych.

W pracy [34] definiuje się trzy rodzaje ryzyka:

1. Ryzyko wyłączone, które traktuje ryzyko projektu w izolacji.
2. Ryzyko własne firmy, które traktuje ryzyko projektu jako element całego portfela projektów firmy.
3. Ryzyko rynkowe, które uwzględnia fakt, że akcjonariusze firmy sami różnicują swoje portfele na całym rynku kapitałowym.

Wyróżnienie tych trzech rodzajów ryzyka jest istotne, jeśli uświadomić sobie, że ogólnie dany projekt może mieć bardzo niepewne efekty, a przez to wysokie ryzyko wyłączone, jednak podjęcie go nie miałyby dużego wpływu ani na ryzyko przedsiębiorstwa, ani na ryzyko właścicieli, gdy uwzględnia się wpływ na portfel. Planowanie rozwoju sieci przesyłowej jest specyficznym zagadnieniem podejmowania decyzji inwestycyjnych. Decyzje inwestycyjne podejmuje bowiem OSP, który jest przedsiębiorstwem regulowanym ze statutowym obowiązkiem zapewnienia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Operator systemu przesyłowego nie jest zatem głównym beneficjentem efektów wynikających z wprowadzenia do eksploatacji inwestycji sieciowych. Tworzona przez OSP sieć służy podmiotom działającym na rynku energii elektrycznej i efekty z jej rozwoju są przede wszystkim

udziałem tych podmiotów. W optymalizacji SRMSP analiza ryzyka sprowadza się zatem do ryzyka wyłącznego. W niniejszej rozprawie nie rozważa się z tego powodu problematyki dotyczącej ryzyka firmy czy ryzyka rynkowego.

Inwestycje w sieci przesyłowej, dla których przeprowadzono w ramach niniejszej rozprawy analizę ryzyka, są rzeczywistymi, rozważanymi przez OSP, obiektami do wybudowania w sieci NN. Inwestycje te są elementami preferowanej SRMSP, jednak wyznaczonej bez uwzględnienia ryzyka. Analizując wartości przeciętne wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji, przedstawione w tabl. 17 do 21, nie uwzględniające analizy ryzyka, można stwierdzić, że na granicy opłacalności ekonomicznej znajdują się jedynie inwestycje 4 i 8, pozostałe charakteryzują się wartościami wskaźników efektywności ekonomicznej uzasadniającymi przyjęcie tych inwestycji do realizacji. Wykonana w niniejszym rozdziale ocena ryzyka pozwoli na świadome uwzględnienie zagrożeń efektywności ekonomicznej tych inwestycji przy podejmowaniu decyzji o rozwoju sieci przesyłowej. Wykonane w ramach niniejszej rozprawy badania są pierwszymi analizami zrealizowanymi w tym zakresie dla warunków polskich, a uwzględniając zakres i oryginalność metodyki optymalizacji SRMSP, opracowanej w ramach niniejszej rozprawy, nie mają one także przykładu w literaturze światowej.

## 8.2. Estymacja ryzyka

W pracy [126] omówiono metody estymacji ryzyka projektów inwestycyjnych, należące do standardów Unii Europejskiej. W niniejszym rozdziale metody te zostaną zastosowane do podejmowania decyzji inwestycyjnych w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej, zostaną także przedstawione wyniki badań przeprowadzonych dla KSP.

Według pracy [126] ryzyko może być szacowane na dwa główne sposoby:

1. Bezpośredni, polegający na modyfikowaniu kryterium w taki sposób, aby uwzględnić ryzyko – wyznaczanie marginesu bezpieczeństwa, ustalanie równoważnika pewności, wykorzystanie miar ryzyka.
2. Pośredni, służący uzyskaniu dodatkowych informacji o projekcie, tak aby zmniejszyć stan niepewności, a przez to zmniejszyć ryzyko – analiza wrażliwości, analiza scenariuszy, analiza symulacyjna, wykorzystanie teorii gier strategicznych.
3. Metoda drzew decyzyjnych łączy oba powyższe sposoby.

### 8.2.1. Bezpośrednie metody uwzględnienia ryzyka w planowaniu rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej

Do bezpośrednich miar ryzyka należą [126]: margines bezpieczeństwa, równoważnik pewności, odchylenie standardowe, współczynnik zmienności statystycznej, semiwariancja, semiodchylenie standardowe, współczynnik semizmienności statystycznej, odchylenie

przeciętne, semiodchylenie przeciętne, poziom bezpieczeństwa, poziom aspiracji oraz krzywa gęstości prawdopodobieństwa wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji.

### 8.2.1.1. Margines bezpieczeństwa

Ryzykowne decyzje inwestycyjne podejmowane są tylko wtedy, gdy możliwy do uzyskania zysk jest większy niż w przypadku inwestycji o mniejszym stopniu ryzyka. Ten dodatkowy zysk stanowi cenę ryzyka lub premię za ryzyko (*risk premium*) [27]. Miarą marginesu bezpieczeństwa są wskaźniki efektywności ekonomicznej, które pokazują, o ile gorsza może okazać się efektywność, aby przedsięwzięcie nie stało się nierentowne. Szerokość tego marginesu zależy od stopy dyskontowej. Skorygowanie wysokości stopy procentowej przez zastosowanie tzw. stopy dyskontowej, uwzględniającej ryzyko (*risk-adjusted discount rate*), zaostrza wymagania stawiane projektowi. Większe ryzyko projektu oznacza niższą wartość NPV (w dalszej części rozprawy, dla uproszczenia, będzie się używało wskaźnika NPV do objaśniania sposobu uwzględnienia ryzyka, mając na myśli wszystkie inne wskaźniki efektywności ekonomicznej inwestycji – sposób uwzględnienia ryzyka w przypadku innych wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji jest bowiem analogiczny), bo stopa dyskontowa jest zwiększona przez dodanie premii za ryzyko:

$$r_{RA} = r_{RF} + r_p, \quad (109)$$

gdzie:

$r_{RA}$  - stopa dyskonta dostosowana do ryzyka,

$r_{RF}$  - stopa zysku wolna od ryzyka,

$r_p$  - premia za ryzyko.

W optymalizacji SRMSP rachunek dyskonta jest zastosowany w pierwszym etapie rozwiązania zadania optymalizacyjnego, służącym do określenia optymalnej SRMSP dla poszczególnych SWR. Stopa dyskonta wpływa tu nie tylko na wartość NPV, ale może zmienić postać strategii optymalnej, co ma daleko idące konsekwencje w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych.

Wykonane w ramach niniejszej rozprawy badania wykazały, że niewielka, rzędu 1 punktu procentowego, zmiana stopy procentowej nie powoduje, na poziomie ryzyka wynoszącego 5%, zmiany SRMSP (zmiany zakresu rzeczowego lub harmonogramu). Większa zmiana, rzędu 2 do 5 punktów procentowych, prowadzi do zmiany harmonogramu realizacji inwestycji i modernizacji, przy czym jej zwiększenie prowadzi do opóźnienia a zmniejszenie do przyspieszenia. Zmiany stopy procentowej przekraczające 5 punktów procentowych powodują albo dalszą zmianę harmonogramu, albo zmieniają już zakres rzeczowy SRMSP, zależnie od stanu początkowego sieci przesyłowej i SWR, a także od stosunków kosztów, decydujących o wartości funkcji kryterialnej (2).

### 8.2.1.2. Równoważnik pewności

Metoda równoważnika pewności związana jest ze stosunkiem decydenta do ryzyka. Równoważnik pewności definiuje się jako kwotę otrzymaną z pewnością, która ma dla decydenta tę samą wartość, co wartość oczekiwana niepewnej kwoty. W praktyce stosuje się tę metodę poprzez zastąpienie niepewnych wartości przepływów pieniężnych odpowiednimi równoważnikami pewności:

$$NPV_{RF} = \sum_{t=0}^T \frac{a_t CF_t}{(1+r_{RF})^t}, \quad (110)$$

gdzie:

- $NPV_{RF}$  - wartość NPV wolna od ryzyka,
- $CF_t$  - przepływy finansowe,
- $a_t$  - współczynnik równoważnika pewności,
- $r_{RF}$  - stopa dyskonta wolna od ryzyka.

Zastosowanie równoważnika pewności na etapie wyboru strategii optymalnej dla poszczególnych scenariuszy warunków rozwoju skutkuje odpowiednim zmniejszeniem przepływów finansowych dla poszczególnych opcji w poszczególnych latach. Wpływ zastosowania równoważnika pewności na wybór strategii optymalnej istnieje tylko w przypadku zróżnicowania wartości współczynników równoważnika pewności dla poszczególnych opcji rozwoju i modernizacji. Zróżnicowanie to w rzeczywistości występuje, ponieważ poszczególne opcje rozwoju i modernizacji charakteryzują się w poszczególnych latach różnymi wartościami przeciętnymi i wariacjami przepływów finansowych, wynikających przede wszystkim z różnego wpływu poszczególnych opcji na pracę układu sieciowego, w tym na likwidację ograniczeń przesyłowych, straty energii i pewność zasilania.

Na rysunku 27 przedstawiono funkcję regresji opisującą krzywą obojętności, pokazującą zależność współczynnika równoważnika pewności od współczynnika zmienności statystycznej rocznych przepływów finansowych, przy której następuje zmiana strategii optymalnej. Należy wyjaśnić, że jako zmianę strategii przyjmuje się zarówno zmianę harmonogramu, jak i zakresu rzeczowego inwestycji i modernizacji. Zmianą strategii jest zatem również jedynie przesunięcie w czasie realizacji danej ORM, składającej się na strategię optymalną. Punkty leżące na krzywej obojętności oznaczają, że przepływy finansowe w danym roku obarczone ryzykiem, wyrażonym współczynnikiem zmienności statystycznej, mają dla decydenta taką samą wartość jak przepływy finansowe pozbawione ryzyka, równe przepływowi finansowemu obciążonemu ryzykiem, pomnożonym przez współczynnik równoważnika pewności (mniejszy od jedności).

Krzywej obojętności poszukiwano w postaci funkcji kwadratowej w następującej postaci:



$$WRP = az^2 + 1 = a \frac{\sigma(CF)}{E^2(CF)} + 1, \quad (111)$$

gdzie:

$z$  - współczynnik zmienności statystycznej przepływów finansowych,

$\sigma(CF)$  - wariancja przepływów finansowych,

$E(CF)$  - wartość przeciętna przepływów finansowych.

Procedurę symulacji przepływu finansowego w roku  $t$ , umożliwiającą wyznaczenie parametru  $a$  krzywej obojętności, przedstawiono na rys. 28. Stosując algorytm programowania dynamicznego, możliwa jest optymalizacja SRMSP na podstawie analizy przeprowadzanej w kolejnych latach  $t$  okresu analizy. Zmiana wyniku optymalizacji w roku  $t$  skutkuje zatem zmianą optymalnej SRMSP.

Dane odwzorowujące układ sieciowy w roku  $t$  okresu analizy obejmują informacje techniczne i ekonomiczne dotyczące poszczególnych elementów SEE w obszarze sieci przesyłowej. W szczególności są to dane techniczne opisujące strukturę sieci przesyłowej: wykaz, rozmieszczenie i parametry techniczne stacji elektroenergetycznych sieciowych, elektrownianych i odbiorczych, układy i wyposażenie stacji w transformatory i aparaturę łączeniową, wykaz, rodzaj i parametry techniczne linii łączących szyny zbiorcze stacji elektroenergetycznych, wykaz, rozmieszczenie i parametry techniczne oraz sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do szyn zbiorczych stacji. W zbiorze danych odwzorowujących początkowy układ sieciowy są również informacje o kosztach produkcji energii elektrycznej przez poszczególne jednostki wytwórcze i obciążeniach w węzłach odbiorczych. Zakłada się, że dane te są zdeterminowane. Taki charakter mają także zmiany wprowadzane do układu sieciowego w poszczególnych latach okresu analizy, których rzeczywista realizacja została już zdecydowana i znajdują się albo w fazie przygotowania, albo już w fazie wykonawczej. Odwzorowany w taki sposób układ sieciowy obejmuje także zmiany wynikające z rozważanej ORM.

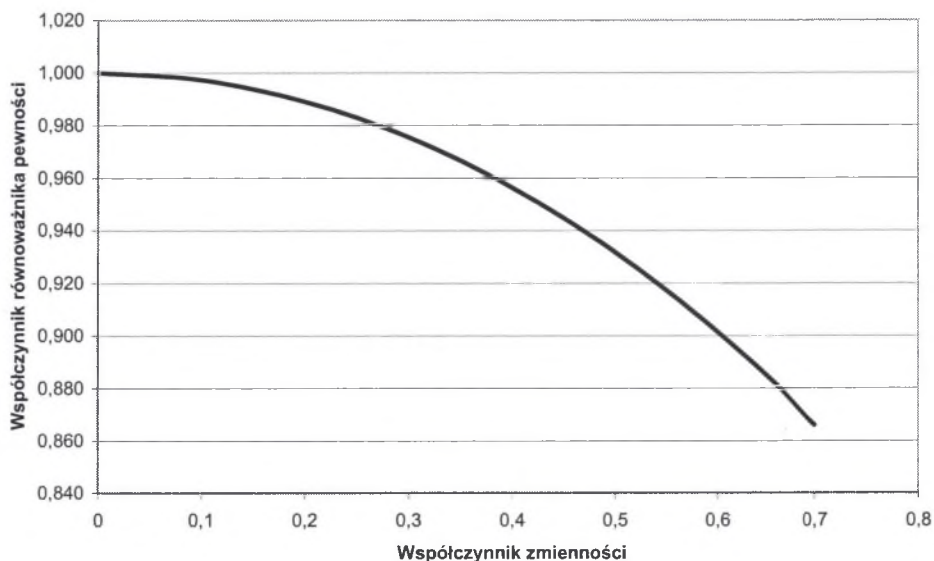
Symulacja wariancji i wartości przeciętnej przepływów finansowych dokonywana jest w module UC-OPF-GRS (*Unit Commitment, Optimal Power Flow, Generator Random States*). Zadaniem tego modułu jest dobór jednostek wytwórczych do produkcji z uwzględnieniem wymaganej rezerwy mocy, wyznaczenie losowych stanów pracy SEE metodą LHS oraz dokonanie optymalizacji rozdziału mocy na jednostki wytwórcze – była o tym mowa w rozdz. 4, 6 i 7.

Wyznaczenie wartości współczynnika  $a$  krzywej obojętności następuje drogą iteracyjną w pętli poprzez zadawanie kolejnych wartości z określonym krokiem i sprawdzaniu, czy nastąpiła zmiana wyniku optymalizacji SRMSP w roku  $t$ . W tym celu obliczana jest wartość funkcji kryterialnej optymalizacji SRMSP (2)  $K_j(t-1)$ , gdzie  $j$  jest numerem ORM, dla



wszystkich ORM w roku  $t-1$ , oraz koszt przejścia do analizowanej ORM  $\Delta K_j(WPR,t)$  w roku  $t$ , uwzględniający wartość WPR.

W wyniku wykonania takich symulacji dla poszczególnych ORM w każdym roku okresu analizy i różnych SWR otrzymano dane statystyczne, opisujące wartość współczynnika  $a$  krzywej obojętności, na podstawie których wyznaczono funkcję regresji (111) o współczynniku  $a$  równym  $-0,274$ , przedstawioną na rys. 27. Weryfikację statystyczną funkcji regresji wykonano za pomocą pakietu STATISTICA [111,89]. Przedstawione w tablicy 15 wyniki analizy statystycznej pozwalają przyjąć jej postać na poziomie ufności 95%.



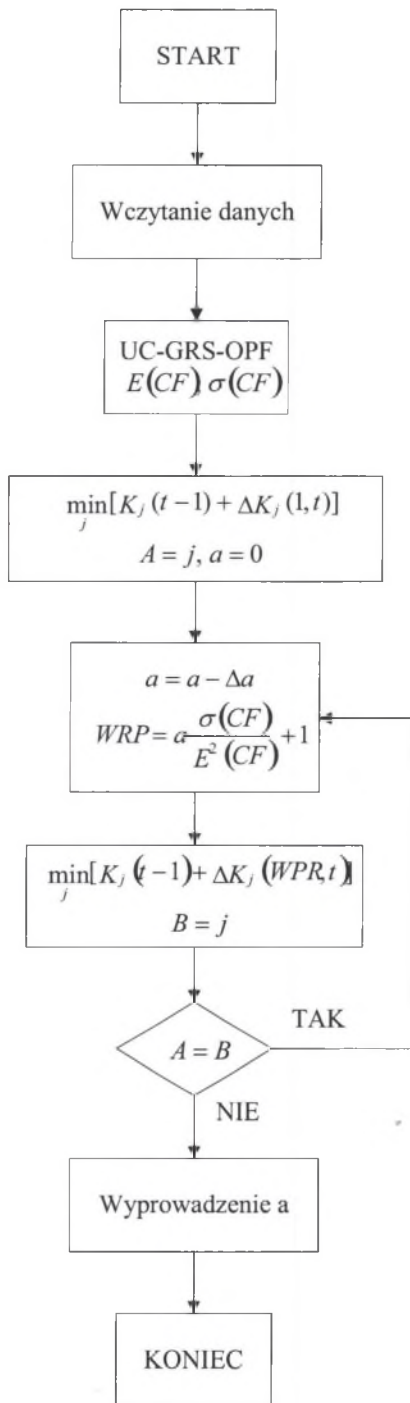
Rys. 27. Krzywa obojętności

Fig. 27. Indifference curve

Tablica 15

Wyniki weryfikacji statystycznej krzywej obojętności

Parametr oceny	Wartość
Współczynnik korelacji	0,93
Współczynnik determinacji	0,86
Statystyka testowa istotności regresji (F Fischera-Snedecora)	36,43
Prawdopodobieństwo	<0,05



Rys. 28. Algorytm wyznaczania współczynników  $a$  krzywej obojętności  
 Fig. 28. Algorithm for determining the  $a$  factor of the indifference curve

Im większe jest ryzyko przepływów finansowych, mierzone wartością współczynnika ich zmienności statystycznej, tym wartość efektów wynikająca z budowy obiektów sieciowych bądź ich modernizacji musi być większa, aby ich realizacja była ekonomicznie efektywna. Wyznaczona krzywa obojętności pokazuje stopień tego zwiększenia.

### 8.2.1.3. Odchylenie standardowe i współczynnik zmienności

Opłacalność pojedynczego projektu wynika z wartości oczekiwanych wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji. Skalę ryzyka określa wartość odchylenia standardowego i współczynnika zmienności statystycznej tych wskaźników. Im wyższe są ich wartości, tym większe ryzyko związane jest z jego realizacją.

Tablica 16

Zależność między współczynnikiem zmienności statystycznej a stopą dyskonta [126]

z	Premia za ryzyko	Stopa dyskonta
	%	%
0,0 – 0,1	0	$r_{RF}$
0,1 – 0,3	1	$r_{RF} + 1$
0,3 – 0,5	3	$r_{RF} + 3$
0,5 – 0,7	6	$r_{RF} + 6$
0,7 – 0,9	10	$r_{RF} + 10$
0,9 – 1,1	15	$r_{RF} + 15$
1,1 – 1,4	22	$r_{RF} + 22$

Uwaga: z - współczynnik zmienności statystycznej

Tablica 17

Wartości oczekiwane, odchylenia standardowe i współczynniki zmienności statystycznej NPV wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	E	$\sigma$	z	E'
	mln zł	mln zł		mln zł
1	220,1	20,9	0,100	205,71
2	13,6	2,2	0,161	12,7
3	376,8	44,2	0,117	352,4
4	1,6	16,8	10,580	-0,1
5	54,5	22,2	0,407	45,3
6	161,5	51,9	0,321	133,8
7	3 508,8	434,3	0,124	3 280,0
8	32,4	26,9	0,830	14,3
9	51,6	19,2	0,373	42,6

Uwaga: E' oznacza wartość przeciętną wskaźnika uwzględniającą premię za ryzyko.

Tablica 18

Wartości oczekiwane, odchylenia standardowe i współczynniki zmienności statystycznej NPVR wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	$E$	$\sigma$	$z$	$E^*$
1	1,46	0,16	0,11	1,36
2	0,58	0,10	0,16	0,54
3	0,84	0,11	0,13	0,79
4	0,01	0,10	10,89	-0,00
5	0,30	0,12	0,41	0,25
6	0,26	0,08	0,33	0,22
7	1,49	0,21	0,14	1,39
8	0,22	0,18	0,83	0,10
9	0,36	0,13	0,37	0,30

Tablica 19

Wartości oczekiwane, odchylenia standardowe i współczynniki zmienności statystycznej IRR wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	$E$	$\sigma$	$z$	IRR>d
	%	%		
1	40,03	3,56	0,09	T
2	23,49	5,70	0,24	T
3	30,08	3,06	0,10	T
4	9,93	7,69	0,77	N
5	24,99	49,94	2,00	N
6	17,01	3,21	0,19	T
7	67,28	19,71	0,29	T
8	9,77	1,48	0,15	N
9	11,43	1,24	0,11	T

Tablica 20

Wartości oczekiwane, odchylenia standardowe i współczynniki zmienności statystycznej MIRR wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	$E$	$\sigma$	$z$	MIRR>KP
	%	%		
1	19,18	0,51	0,03	T
2	12,64	0,54	0,04	T
3	16,52	1,20	0,07	T
4	8,03	1,28	0,16	N
5	13,09	2,46	0,19	T
6	17,01	3,21	0,19	T
7	25,28	1,11	0,04	T
8	9,40	0,69	0,07	N
9	10,16	0,64	0,06	T

Uwaga: KP oznacza koszt kapitału, który dla przedstawionych przykładów przyjęto równy 10%.

Tablica 21

Wartości oczekiwane, odchylenia standardowe i współczynniki zmienności statystycznej B/C wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	$E$	$\sigma$	$z$	$E^i$
1	2,47	0,24	0,10	2,47
2	1,58	0,14	0,09	1,58
3	1,89	0,20	0,11	1,83
4	1,01	0,15	0,14	0,98
5	1,40	0,15	0,10	1,40
6	1,26	0,12	0,10	1,26
7	2,50	0,31	0,12	2,34
8	1,66	0,23	0,14	1,52
9	1,72	0,18	0,11	1,63

W tablicy 16 przedstawiono, na podstawie [126], zależność między współczynnikiem zmienności statystycznej a stopą dyskonta. W tablicach 17 do 21 przedstawiono wartości oczekiwane, odchylenia standardowe i współczynniki zmienności statystycznej różnych wskaźników efektywności ekonomicznej wybranych inwestycji w sieci przesyłowej. W tablicach tych podano także wartości oczekiwane obliczone z uwzględnieniem stopy dyskonta powiększonej o premię za ryzyko, określoną wg tabl. 16.

Z tablic 17 do 21 widać, że w obliczu ryzyka inwestycje 4, 5 i 8 stały się nieefektywne. Ciekawymi własnościami charakteryzuje się inwestycja 2, która posiadając jedne z najgorszych wartości wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji wśród dziewięciu rozważanych, w obliczu ryzyka zachowała swoją efektywność. Stało się to dlatego, że niewielkie wartości wskaźników efektywności ekonomicznej okazały się stosunkowo stabilne, co odzwierciedlają ich niewielkie wartości współczynników zmienności statystycznej.

#### 8.2.1.4. Semiwariancja, semiodchylenie standardowe i współczynnik semizmienności

W negatywnym rozumieniu ryzyka semiwariancja, semiodchylenie standardowe i współczynnik semizmienności uwzględniają jedynie ujemne odchylenia od wartości oczekiwanej. Jeśli rozkład wartości wskaźnika efektywności inwestycji nie jest symetryczny, to semiwariancja jest mniejsza od połowy wariancji, przy czym, im większa jest ta różnica, tym mniejsze jest ryzyko, ujmowane w kategoriach negatywnych.



Tablica 22

Semiwariancje, semiodchylenia standardowe, współczynniki semizmienności statystycznej oraz procentowe różnice wariancji i semiwariancji NPV wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	$S\sigma^2$	$S\sigma$	Sz	$\frac{\sigma^2 - S\sigma^2}{\sigma^2}$
	mld zł	mln zł		%
1	223 744	15,0	0,07	49
2	2 401	1,5	0,11	50
3	980 220	31,3	0,08	50
4	142 006	11,9	7,49	50
5	254 041	15,9	0,29	48
6	1 314 319	36,3	0,22	51
7	97 921 632	312,9	0,09	48
8	360 553	19,0	0,59	50
9	182 843	13,5	0,26	51

Tablica 23

Semiwariancje, semiodchylenia standardowe, współczynniki semizmienności statystycznej oraz procentowe różnice wariancji i semiwariancji NPVR wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	$S\sigma^2$	$S\sigma$	Sz	$\frac{\sigma^2 - S\sigma^2}{\sigma^2}$
				%
1	0,012	0,110	0,076	50
2	0,004	0,067	0,115	51
3	0,006	0,075	0,088	51
4	0,005	0,069	7,731	50
5	0,008	0,088	0,290	48
6	0,003	0,058	0,227	51
7	0,023	0,152	0,102	50
8	0,017	0,129	0,586	50
9	0,009	0,094	0,260	51

Tablica 24

Semiwariancje, semiodchylenia standardowe, współczynniki semizmienności statystycznej oraz procentowe różnice wariancji i semiwariancji IRR wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	$S\sigma^2$	$S\sigma$	Sz	$\frac{\sigma^2 - S\sigma^2}{\sigma^2}$
	%	%		%
1	7,52	2,74	0,07	41,00
2	7,22	2,69	0,11	77,78
3	4,13	2,03	0,07	56,00
4	22,70	4,76	0,48	61,59
5	41,35	6,43	0,26	68,57
6	4,80	2,19	2,19	53,51
7	303,80	17,43	0,26	21,82
8	1,07	1,03	0,11	51,16
9	0,76	0,87	0,08	50,07

Tablica 25

Semiwariancje, semiodchylenia standardowe, współczynniki semizmienności statystycznej oraz procentowe różnice wariancji i semiwariancji MIRR wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	$S\sigma^2$	$S\sigma$	Sz	$\frac{\sigma^2 - S\sigma^2}{\sigma^2}$
	%	%		%
1	0,14	0,38	0,02	45,70
2	0,16	0,40	0,03	46,89
3	1,25	1,12	0,07	13,47
4	0,94	0,97	0,12	42,52
5	2,40	1,55	0,12	60,24
6	0,39	0,62	0,06	47,32
7	0,70	0,83	0,03	43,65
8	0,24	0,49	0,05	50,46
9	0,21	0,46	0,04	48,77

Z tablic 22 do 26 widać, że rozkłady współczynników efektywności ekonomicznej badanych dziewięciu inwestycji w sieci przesyłowej okazały się zbliżone do symetrycznych. Różnice pomiędzy wariancjami i semiwariancjami poszczególnych wskaźników efektywności ekonomicznej badanych inwestycji są bliskie 50%. Wyjątkiem jest inwestycja 3, dla której różnice pomiędzy tymi wariancjami dla wskaźników MIRR i B/C są dużo mniejsze od 50%. Oznacza to, że dla inwestycji tej ryzyko rozumiane w kategoriach negatywnych jest mniejsze w porównaniu do pozostałych inwestycji.

Tablica 26

Semiwariancje, semiodchylenia standardowe, współczynniki semizmienności statystycznej oraz procentowe różnice wariancji i semiwariancji B/C wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	$S\sigma^2$	$S\sigma$	$Sz$	$\frac{\sigma^2 - S\sigma^2}{\sigma^2}$
				%
1	0,03	0,17	0,07	49,10
2	0,01	0,10	0,06	48,17
3	0,03	0,16	0,09	35,94
4	0,01	0,10	0,10	53,93
5	0,01	0,10	0,07	51,06
6	0,39	0,62	0,06	47,32
7	0,04	0,21	0,08	52,91
8	0,03	0,17	0,10	48,27
9	0,02	0,13	0,07	52,46

### 8.2.1.5. Odchylenie przeciętne i semiodchylenie przeciętne

Przy określaniu odchylenia standardowego NPV odchylenia przepływów pieniężnych od wartości oczekiwanej podnosi się do kwadratu. Powoduje to, że szacunek ryzyka może zostać zawyżony. Wykorzystywanie kategorii odchylenia przeciętnego pozwala korygować to niebezpieczeństwo. Odchylenie przeciętne wskazuje, o ile średnio różnią się możliwe wartości wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji od wartości oczekiwanej. Do jego obliczenia wykorzystuje się moduły różnic poszczególnych losowych wartości wskaźnika efektywności ekonomicznej inwestycji od ich wartości oczekiwanych. Semiodchylenie przeciętne traktuje ryzyko w kategoriach negatywnych, zatem uwzględnia jedynie ujemne wartości odchyłeń. W tablicach 27 i 28 przedstawiono odchylenia przeciętne i semiodchylenia przeciętne różnych wskaźników efektywności ekonomicznej wybranych inwestycji w sieci przesyłowej.

Porównując odchylenia przeciętne z odchyleniami standardowymi oraz semiodchylenia przeciętne z semiodchyleniami standardowymi poszczególnych wskaźników efektywności ekonomicznej analizowanych inwestycji widać, że wartości przeciętne są niewiele mniejsze od wartości standardowych, co świadczy o braku istotnego wpływu dużych odchyłeń od wartości przeciętnych, zawyżających ryzyko.

Tablica 27

Odchylenia przeciętne  $d$  i semiodchylenia przeciętne  $Sd$  różnych wskaźników efektywności ekonomicznej wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	NPV w mln zł		NPVR		B/C	
	$d$	$Sd$	$d$	$Sd$	$d$	$Sd$
1	16,9	8,4	0,127	0,063	0,187	0,093
2	1,8	0,9	0,076	0,038	0,111	0,055
3	35,0	17,5	0,083	0,041	0,135	0,068
4	13,4	6,7	0,077	0,077	0,015	0,146
5	17,5	8,8	0,097	0,049	0,118	0,059
6	41,8	20,9	0,067	0,033	0,096	0,048
7	348,1	174,1	0,170	0,085	0,246	0,123
8	21,6	10,8	0,147	0,073	0,179	0,090
9	15,4	7,7	0,108	0,054	0,145	0,072

Tablica 28

Odchylenia przeciętne  $d$  i semiodchylenia przeciętne  $Sd$  różnych wskaźników efektywności ekonomicznej wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	IRR w %		MIRR w %	
	$d$	$Sd$	$d$	$Sd$
1	2,55	1,28	0,41	0,21
2	3,65	1,83	0,43	0,22
3	2,44	1,22	0,54	0,27
4	6,14	6,15	1,00	0,50
5	8,30	4,15	1,83	0,92
6	2,56	1,28	0,69	0,35
7	12,41	6,21	0,88	0,44
8	1,19	0,59	0,55	0,28
9	0,99	0,50	0,51	0,26

### 8.2.1.6. Poziom bezpieczeństwa

Poziom bezpieczeństwa jest to taka wartość wskaźnika efektywności ekonomicznej inwestycji, że osiągnięcie niższej od niej wartości jest mało prawdopodobne. Można go określić wzorem:

$$p(w < w_b) = \alpha, \tag{112}$$

gdzie:

$w_b$  - bezpieczna wartość wskaźnika efektywności ekonomicznej inwestycji,

$\alpha$  - wartość prawdopodobieństwa.

W tabelicy 29 przedstawiono bezpieczne wartości wskaźników efektywności ekonomicznej wybranych inwestycji w sieci przesyłowej, otrzymane przy założeniu ryzyka na poziomie  $\alpha = 0,05$  i stopy dyskonta równej 8%.

Tabelica 29

Wartości bezpieczne wskaźników efektywności ekonomicznej wybranych inwestycji w sieci przesyłowej, otrzymane przy założeniu ryzyka na poziomie  $\alpha = 0,05$

Inwestycja	NPV	NPVR	IRR	MIRR	B/C
	mln zł		%	%	
1	184,1	1,20	34,8	18,3	2,10
2	10,1	0,42	17,7	11,8	1,34
3	302,3	0,67	25,0	15,5	1,64
4	-27,0	-0,05	6,3	5,8	0,78
5	22,7	0,12	12,4	10,0	1,19
6	86,5	0,14	12,4	9,9	1,07
7	2 806,9	1,170	46,2	23,4	2,01
8	7,0	0,05	7,6	6,8	1,32
9	20,9	0,15	9,5	9,1	1,46

Na podstawie wyników przedstawionych w tabl. 29 można ocenić inwestycje 4 i 8 jako posiadające niezadowalające wartości bezpieczne wskaźników efektywności ekonomicznej.

### 8.2.1.7. Poziom aspiracji

Poziom aspiracji jest miarą ryzyka, wyrażoną prawdopodobieństwem  $p_a$  nieosiągnięcia wartości aspiracji wskaźnika efektywności ekonomicznej inwestycji:

$$p_a = p(w < w_a), \quad (113)$$

gdzie  $w_a$  jest wartością aspiracji wskaźnika efektywności ekonomicznej inwestycji, określoną przez inwestora.

W tabelicy 30 przedstawiono poziomy aspiracji następujących wartości wskaźników efektywności ekonomicznej wybranych inwestycji w sieci przesyłowej: NPV=50 mln zł, NPVR=0,5, IRR=15%, MIRR=10%, B/C=1,3.

Na podstawie wyników przedstawionych w tabl. 30 można stwierdzić, że jedynie inwestycje 1, 3 i 7 spełniają wymagania przyjętych wartości aspiracji wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji.



Tablica 30

Poziomy aspiracji w % następujących wartości wskaźników efektywności ekonomicznej wybranych inwestycji w sieci przesyłowej: NPV=50 mln zł, NPVR=0,5, IRR=15%, MIRR=10%, B/C=1,3

Inwestycja	NPV	NPVR	IRR	MIRR	B/C
1	0	0	0	0	0
2	100	18	1	99	3
3	0	0	0	0	0
4	100	100	77	95	96
5	40	96	12	6	24
6	1	100	24	9	63
7	0	0	6	0	0
8	75	94	100	81	6
9	50	86	100	63	1

#### 8.2.1.8. Krzywa gęstości prawdopodobieństwa

Ważnym uzupełnieniem estymacji ryzyka jest obliczenie skumulowanego prawdopodobieństwa osiągnięcia określonej wartości wskaźnika efektywności ekonomicznej inwestycji. W tym celu dla każdego z rozpatrywanych projektów należy obliczyć wartość oczekiwaną i odchylenie standardowe, a następnie wyznaczyć krzywe gęstości prawdopodobieństwa. Możliwe jest przyjęcie upraszczającego założenia, że rozkład prawdopodobieństwa skojarzony z każdą możliwą wartością wskaźnika efektywności ekonomicznej inwestycji jest rozkładem normalnym.

Wyniki przedstawione w tabl. 31 do 35 potwierdzają istnienie stosunkowo dużego ryzyka osiągnięcia zadowalających wartości wskaźników efektywności ekonomicznej, przede wszystkim inwestycji 4, 8, a także 5, 6 i 9 oraz stosunkowo niewielkiego ryzyka w przypadku inwestycji 1, 2, 3 i 7.

Reasumując wyniki przeprowadzonej analizy ryzyka można stwierdzić, że inwestycje 1, 3 i 7 charakteryzują się akceptowalnym poziomem ryzyka i ich podjęcie nie stwarza istotnego zagrożenia dla kapitału inwestycyjnego. Oznacza to, że niepewność przyszłych warunków rozwoju SEE oraz stanów losowych układów jego pracy nie stanowi dla nich istotnego ryzyka inwestycyjnego. Potrzeba tych inwestycji w SEE, wynikająca z uwarunkowań rynkowych, w obliczu ryzyka została w pełni potwierdzona. W przypadku tych inwestycji nie zachodzi uzasadniona obawa, że okażą się one inwestycjami nietrafionymi w warunkach rynkowych, a inwestorzy mogą oczekiwać zwrotu z kapitału na oczekiwanym przez nich poziomie.

Tablica 31

Skumulowane prawdopodobieństwo osiągnięcia określonej wartości NPV w mln zł dla wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	1	W	167,4	178,3	199,2	220,1	240,9	261,8	272,7
		P	99,50	98,14	84,12	52,69	17,64	2,58	0,80
	2	W	7,0	9,2	11,4	13,6	15,8	18,0	19,2
		P	99,54	97,99	83,96	51,93	16,21	2,94	0,31
	3	W	244,3	288,5	332,6	376,8	421,0	465,1	509,2
		P	99,60	98,21	84,74	51,78	16,56	2,16	0,08
	4	W	-48,9	-32,1	-15,2	1,6	18,4	35,2	52,08
		P	99,60	98,19	83,50	51,25	20,95	3,75	0,25
	5	W	-8,1	10,1	32,3	54,5	76,6	98,8	101,0
		P	99,77	98,28	86,80	52,69	16,91	2,28	1,88
	6	W	22,9	57,8	109,7	161,5	213,4	265,3	317,1
		P	99,80	97,65	85,45	50,26	14,58	1,03	0,02
	7	W	2 405,9	2 640,2	3 074,5	3 508,8	3 943,0	4 377,3	4 611,6
		P	99,56	98,86	85,23	49,84	15,55	2,44	0,35
	8	W	-40,3	-21,4	5,5	32,4	59,3	86,2	113,1
		P	99,74	97,14	82,37	50,25	14,17	1,42	0,23
	9	W	-1,1	13,1	32,4	51,6	70,8	90,0	98,3
		P	99,77	97,12	81,32	43,65	12,95	1,39	0,27

Uwaga: W - wartość wskaźnika efektywności ekonomicznej inwestycji,  
P - prawdopodobieństwo skumulowane w %.

Tablica 32

Skumulowane prawdopodobieństwo osiągnięcia określonej wartości NPVR dla wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	1	W	1,10	1,14	1,30	1,46	1,61	1,77	1,93
		P	99,39	99,30	84,44	49,56	17,78	2,68	0,30
	2	W	0,29	0,39	0,49	0,58	0,68	0,77	0,80
		P	99,60	97,31	83,10	52,69	18,98	3,76	0,62
	3	W	0,52	0,63	0,74	0,84	0,95	1,06	1,10
		P	99,66	97,95	84,82	50,34	16,27	1,63	0,61
	4	W	-0,28	-0,19	-0,09	0,01	0,11	0,20	0,30
		P	99,48	98,09	82,65	51,52	20,82	3,46	0,26
	5	W	0,00	0,06	0,18	0,30	0,43	0,55	0,60
		P	99,10	97,88	87,53	54,56	17,48	2,29	0,15
	6	W	0,04	0,09	0,17	0,26	0,34	0,42	0,49
		P	99,69	98,87	86,54	48,34	15,55	2,61	0,16
	7	W	1,05	1,07	1,28	1,49	1,71	1,92	2,14
		P	99,36	99,10	86,49	49,47	13,54	2,40	0,14
	8	W	-0,25	-0,15	0,04	0,22	0,40	0,58	0,77
		P	99,56	97,19	82,23	49,21	14,36	2,01	0,34
	9	W	-0,01	0,09	0,22	0,36	0,49	0,63	0,70
		P	99,79	97,30	81,88	43,62	13,28	1,76	0,24

Tablica 33

Skumulowane prawdopodobieństwo osiągnięcia określonej wartości IRR w % dla wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	1	W	32,36	32,91	36,47	40,03	43,59	47,14	50,70
		P	99,47	99,18	84,82	54,01	15,92	3,33	0,29
	2	W	14,22	16,85	19,48	22,11	24,73	27,36	28,00
		P	99,67	97,73	84,86	50,28	15,86	3,18	1,39
	3	W	22,89	23,95	27,02	30,08	33,14	36,20	38,27
		P	99,63	99,10	87,36	51,22	17,25	3,20	0,31
	4	W	0,10	0,60	2,70	10,76	18,82	26,88	34,94
		P	92,63	91,33	81,46	44,36	16,07	3,70	0,55
	5	W	7,41	9,05	13,52	24,99	36,46	47,93	59,40
		P	99,49	98,65	93,51	45,64	14,00	4,67	2,14
	6	W	9,37	10,58	13,80	17,01	20,23	23,44	24,65
		P	99,65	99,18	85,76	47,88	15,61	2,95	0,89
	7	W	8,14	27,86	47,57	67,28	87,00	89,00	90,00
		P	93,37	93,29	93,20	60,95	5,00	2,92	0,73
	8	W	5,83	6,81	8,29	9,77	11,25	12,73	14,21
		P	99,75	97,28	82,46	49,02	13,50	0,99	0,39
	9	W	7,91	8,95	10,19	11,43	12,66	13,90	14,50
		P	99,78	97,16	81,87	45,09	14,33	1,31	0,18

Tablica 34

Skumulowane prawdopodobieństwo osiągnięcia określonej wartości MIRR w % dla wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	1	W	17,84	18,16	18,67	19,18	19,69	20,20	20,52
		P	99,38	97,39	84,61	54,98	17,40	2,16	0,11
	2	W	11,01	11,55	12,09	12,64	13,18	13,72	13,90
		P	99,61	96,79	84,14	55,59	19,28	2,22	0,34
	3	W	14,63	15,27	15,92	16,56	17,21	17,85	17,90
		P	98,71	96,37	85,00	53,87	14,90	0,15	0,02
	4	W	4,20	5,48	6,75	8,03	9,31	10,59	11,00
		P	99,07	96,63	83,87	53,89	19,87	2,11	0,30
	5	W	7,80	8,18	10,63	13,09	15,55	18,00	20,46
		P	99,61	99,30	88,90	48,84	14,31	3,41	0,99
	6	W	8,57	9,43	10,29	11,15	12,01	12,87	13,23
		P	99,73	98,40	87,32	51,83	15,56	1,38	0,15
	7	W	22,94	23,06	24,17	25,28	26,39	27,50	27,80
		P	99,71	97,82	85,11	51,64	14,79	1,82	0,34
	8	W	7,62	8,01	8,70	9,40	10,09	10,79	11,48
		P	99,51	96,97	83,76	49,24	13,51	1,10	0,33
	9	W	8,35	8,88	9,52	10,16	10,80	11,43	11,90
		P	99,73	96,86	81,77	44,64	14,33	0,80	0,04

Tablica 35

Skumulowane prawdopodobieństwo osiągnięcia określonej wartości B/C dla  
wybranych inwestycji w sieci przesyłowej

Inwestycja	1	W	1,95	1,99	2,23	2,47	2,71	2,95	3,19
		P	99,12	99,04	84,88	44,31	13,82	2,90	0,18
	2	W	1,17	1,31	1,44	1,58	1,72	1,86	2,00
		P	99,70	96,52	81,75	47,80	17,59	4,05	0,28
	3	W	1,39	1,49	1,69	1,89	2,10	2,30	2,40
		P	99,78	99,30	92,51	50,95	12,86	2,40	0,07
	4	W	0,68	0,72	0,87	1,01	1,16	1,31	1,45
		P	98,26	96,49	83,35	48,60	13,25	2,94	0,09
	5	W	1,06	1,11	1,25	1,40	1,55	1,69	1,74
		P	97,91	97,03	83,58	50,78	16,02	1,31	0,78
	6	W	1,00	1,02	1,14	1,26	1,38	1,50	1,62
		P	98,28	98,15	84,74	53,48	18,10	2,63	0,45
	7	W	1,78	1,89	2,19	2,50	2,80	3,11	3,41
		P	99,64	98,14	86,67	48,16	13,52	3,76	0,12
	8	W	1,05	1,20	1,43	1,66	1,89	2,12	2,36
		P	99,21	98,69	86,38	53,16	20,01	4,07	0,03
	9	W	1,18	1,36	1,54	1,72	1,90	2,09	2,17
		P	99,51	98,06	83,16	47,24	12,63	1,95	0,10

Inwestycja 2 charakteryzuje się również niewielkim poziomem ryzyka, jednak wartości wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji są dla niej niezadowalające. Mimo stosunkowo niewielkiego ryzyka efektywność ekonomiczna tej inwestycji jest zatem mniejsza od oczekiwanej przez inwestorów. Niewielki poziom ryzyka nie jest zatem wystarczająco zachęcający do zainteresowania nią inwestorów.

Inwestycje 4, 5, 6, 8 i 9 okazały się zbyt ryzykowne, mimo stosunkowo wysokich wartości wskaźników efektywności ekonomicznej. Oznacza to, że możliwe do osiągnięcia zwroty z zainwestowanego kapitału w obliczu niepewności przyszłych warunków pracy SEE, wynikającej z rynku energii elektrycznej i możliwych stanów pracy SEE, nie stwarzają dla nich wystarczająco dobrych warunków inwestycyjnych. W stosunku do tych inwestycji należałoby poszukać inwestycji alternatywnych, charakteryzujących się mniejszym ryzykiem bądź nie podejmować decyzji o ich realizacji do czasu aktualizacji preferowanej SRMSP, przeprowadzonej w następnych latach z bliżej sprecyzowanymi przyszłymi warunkami pracy SEE, istotnymi dla efektywności ekonomicznej tych inwestycji.

Przeprowadzona analiza ryzyka wpłynęła zatem istotnie na preferowaną SRMSP. Brak oceny ryzyka w optymalizacji SRMSP może doprowadzić do realizacji inwestycji nietrafionych, dla których, w warunkach rynkowych, inwestorzy nie osiągną oczekiwanego zwrotu z zainwestowanego kapitału.



## 8.2.2. Pośrednie metody uwzględnienia ryzyka w planowaniu rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej

Do pośrednich metod uwzględnienia ryzyka należą [126]: analiza wrażliwości, analiza scenariuszy i analiza symulacyjna.

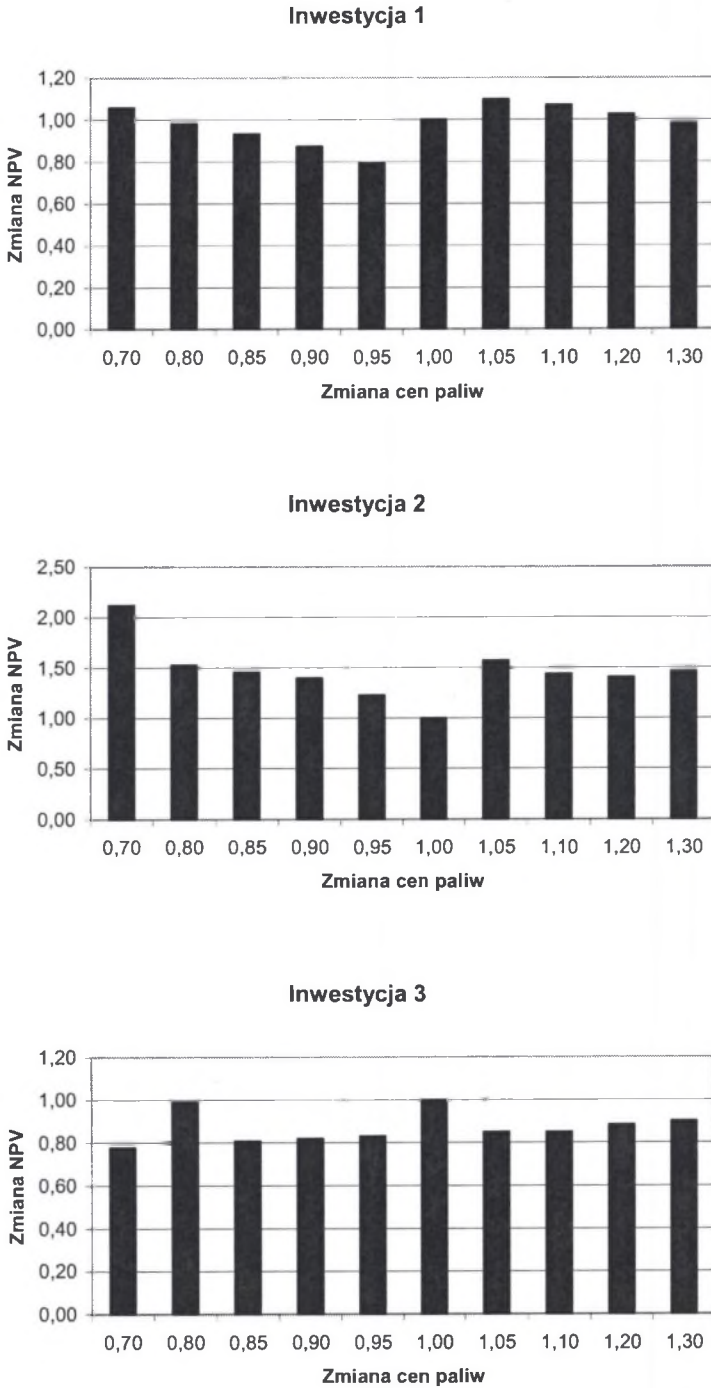
### 8.2.2.1. Analiza wrażliwości

Ideą analizy wrażliwości jest „zamrożenie” wartości wszystkich zmiennych poza jedną, a następnie ustalenie jak wrażliwe są wskaźniki efektywności ekonomicznej inwestycji na zmiany wartości tej zmiennej. W planowaniu rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej ważny jest nie tylko wpływ wartości zmiennych decyzyjnych na wskaźniki efektywności ekonomicznej inwestycji, ale także na zmianę strategii rozwoju.

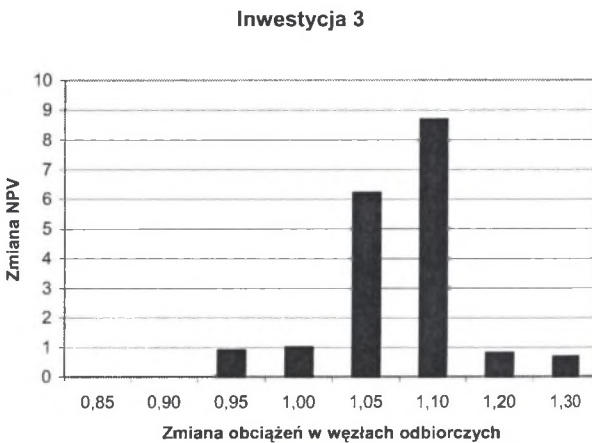
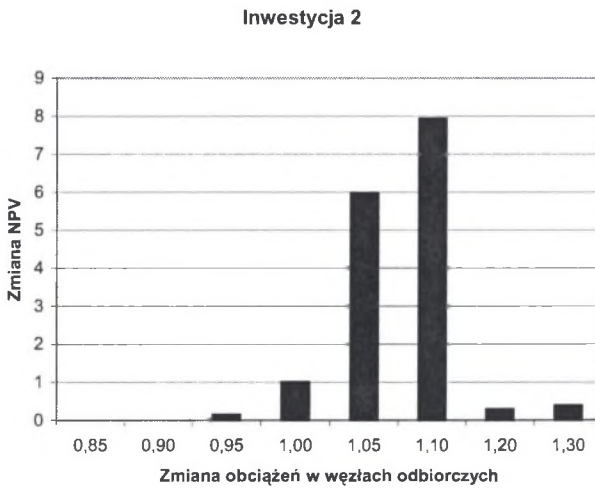
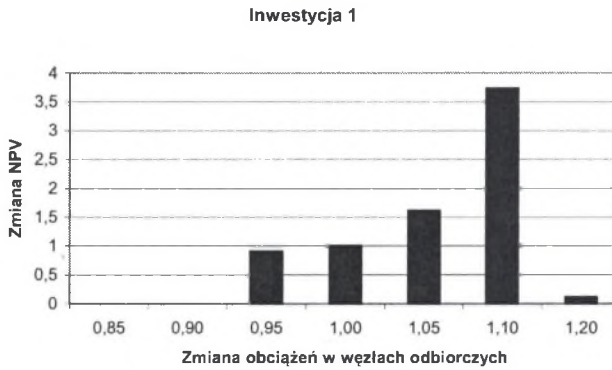
Na rysunku 29 przedstawiono przykład wpływu zmiany kosztów paliwa na wartości NPV dla trzech inwestycji w sieci przesyłowej. Z rysunku tego widać, że zależność efektywności ekonomicznej inwestycji od kosztów paliwa wykazuje pewną prawidłowość. Dla poszczególnych analizowanych inwestycji można wyróżnić poziom kosztów paliwa, przy którym jest ona najbardziej efektywna ekonomicznie, następnie przy wzroście bądź zmniejszaniu się kosztów paliwa efektywność ta spada, po czym znowu rośnie do następnego maksimum lokalnego. W analizowanym przedziale zmienności kosztów paliwa: od 0,7 do 1,3 ta zmienność wartości NPV powtórzyła się dwukrotnie. Interpretacja tej zmienności jest następująca.

Niewielki wzrost kosztów paliwa w różnych rodzajach źródeł wytwórczych nie prowadzi do istotnej zmiany rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze, a jedynie zwiększa koszty produkcji energii elektrycznej. Wartości wskaźników efektywności ekonomicznej ulegają z tego powodu zmniejszeniu. Przy pewnej wartości kosztów paliwa następuje zmiana rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze, powodująca istotną zmianę optymalnego rozptyłu mocy w SEE. Od tego poziomu kosztów paliwa wartości wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji rosną, gdyż wprowadzana inwestycja umożliwia w większym stopniu wykorzystanie tańszych źródeł wytwórczych. Wzrost wartości wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji następuje aż do wyczerpania możliwości dociągania tanich jednostek wytwórczych, po czym dalszy wzrost kosztów paliwa nie zmieniając już istotnie rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze powoduje jedynie wzrost kosztów produkcji, co znowu pogarsza efektywność ekonomiczną inwestycji. Proces ten jest wyraźnie periodyczny, choć dla różnych inwestycji przebiega inaczej (maksyma lokalne występują przy innych wartościach kosztów paliwa).





Rys. 29. Przykłady wpływu zmian wartości cen paliw na zmiany wartości NPV dla trzech inwestycji  
 Fig. 29. Example of the impact of changes in fuel prices on changes in NPV for three projects



Rys. 30. Przykłady wpływu zmian obciążeń w węzłach odbiorczych na zmiany wartości NPV dla trzech inwestycji

Fig. 30. Example of the impact of changes in load values at load buses on changes in NPV for three projects

Na rysunku 30 przedstawiono przykład wpływu zmiany obciążeń w węzłach odbiorczych na wartości NPV dla trzech inwestycji w sieci przesyłowej. Z rysunku tego widać, że wzrost obciążenia w węzłach odbiorczych sieci przesyłowej wpływa również w sposób periodyczny na wartości NPV inwestycji sieciowych. Wzrost obciążenia w węzłach odbiorczych do pewnej wartości granicznej zwiększa efektywność ekonomiczną inwestycji, gdyż niewielki wzrost obciążenia, nie powodując istotnej zmiany rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze – rośnie jedynie produkcja energii elektrycznej w poszczególnych jednostkach wytwórczych, prowadzi do wzrostu efektu ekonomicznego z inwestycji sieciowej po stronie odbiorców. Przy pewnej wartości granicznej obciążenia w węzłach odbiorczych, dla której nastąpiło już wykorzystanie zdolności przesyłowej sieci, następuje zmiana rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze, powodująca istotną zmianę rozptyłu mocy w SEE. Efektywność ekonomiczna inwestycji przybiera wtedy kolejną wartość początkową, która jest mniejsza od uzyskiwanej dla poprzedniego rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze. Dalszy wzrost obciążenia powoduje poprawę efektywności ekonomicznej inwestycji, gdyż, tak jak poprzednio, dla nowego rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze rośnie efekt z inwestycji, uzyskiwany po stronie odbiorczej.

#### **8.2.2.2. Analiza scenariuszy**

Analiza scenariuszy jest techniką analizy ryzyka, która uwzględnia zarówno wrażliwość NPV na zmiany podstawowych wielkości, jak i prawdopodobny zakres wartości zmiennych. Najczęściej opracowuje się trzy scenariusze:

1. Optymistyczny – wszystkie dane są ustalane na poziomie najlepszej, rozsądnie przewidywanej wartości.
2. Średni – dane wejściowe są ustalane na poziomie najbardziej prawdopodobnym.
3. Pesymistyczny – sporządzany dla najgorszych, rozsądnie przewidywanych wielkości.

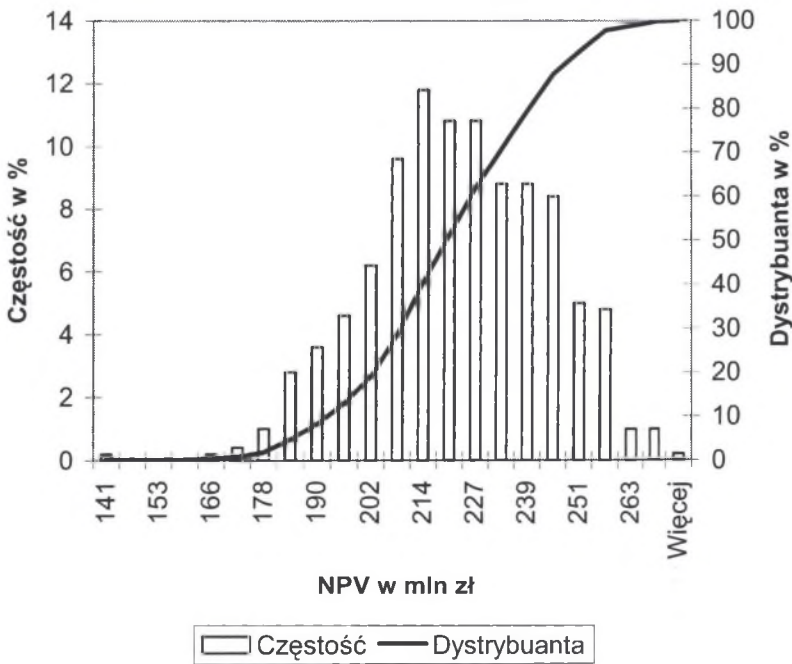
Analiza scenariuszy jako element analizy wrażliwości jest wpisana w metodykę optymalizacji SRMSP. Podejście scenariuszowe umożliwia uwzględnienie niepewności warunków rozwoju sieci przesyłowej, potęgowanej warunkami rynkowymi. Wybór preferowanej SRMSP oraz jej rankingu w obliczu ryzyka wynikającego ze zmienności SWR omówiono w rozdz. 7.3.

#### **8.2.2.3. Analiza symulacyjna**

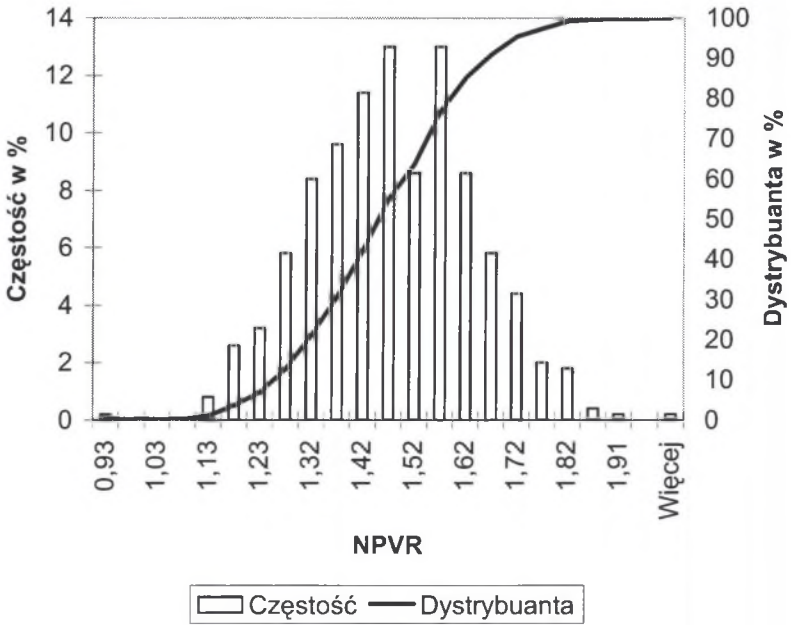
Analiza symulacyjna jest kombinacją analizy wrażliwości i analizy scenariuszy. Polega na szacowaniu ryzyka na podstawie wielokrotnie powtarzanej procedury obliczania NPV dla generowanych losowo wartości danych wejściowych.

W procesie planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej stany pracy systemu są symulowane przy wykorzystaniu metody LHS. Dotychczas stosowano obligatoryjne kryterium techniczne n-1, poddawano analizie technicznej wybrane stany n-k, ale techniczna

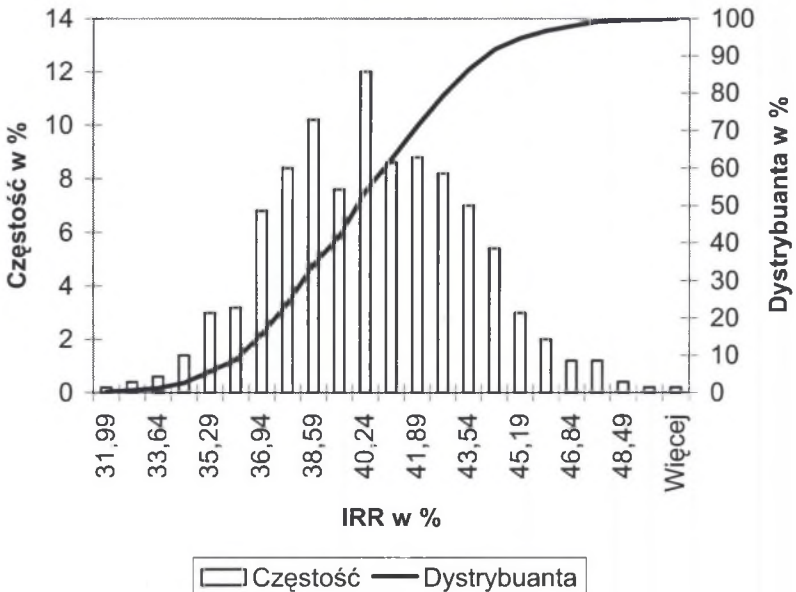
analiza bezpieczeństwa dostaw nie była bezpośrednim elementem kryterium ekonomicznego. Na rysunkach 31 do 35 przedstawiono histogramy i dystrybuanty wartości wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji 1. Postać histogramów i dystrybuant wartości wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji wpływa w sposób bezpośredni na preferowaną SRMSP. Przeprowadzona w niniejszej rozprawie ocena ryzyka jednoznacznie potwierdza ten wniosek. Ograniczenie analizy stanów pracy SEE do przypadków  $n-1$  i wybranych stanów  $n-k$  oraz nieuwzględnienie ryzyka z nich wynikających w ocenie efektywności ekonomicznej inwestycji zwiększa zagrożenie realizacji nietrafionych inwestycji, dla których w warunkach rynkowych nie tylko nie nastąpi zwrot z kapitału na oczekiwanym poziomie, ale może nawet wystąpić strata, spowodowana brakiem możliwości odzyskania zainwestowanego kapitału.



Rys. 31. Histogram i dystrybuanta wskaźnika NPV dla inwestycji 1  
 Fig. 31. Histogram and cumulative distribution function of NPV for project 1

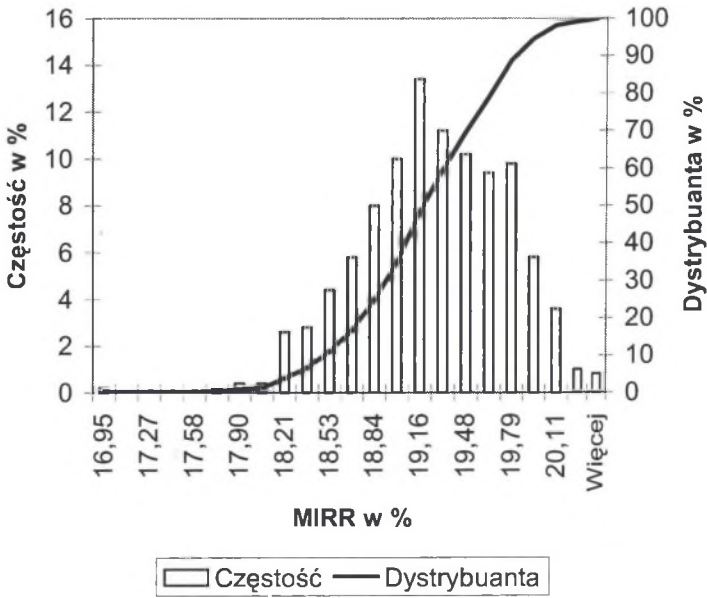


Rys. 32. Histogram i dystrybuanta wskaźnika NPVR dla inwestycji 1  
 Fig. 32. Histogram and cumulative distribution function of NPVR for project 1

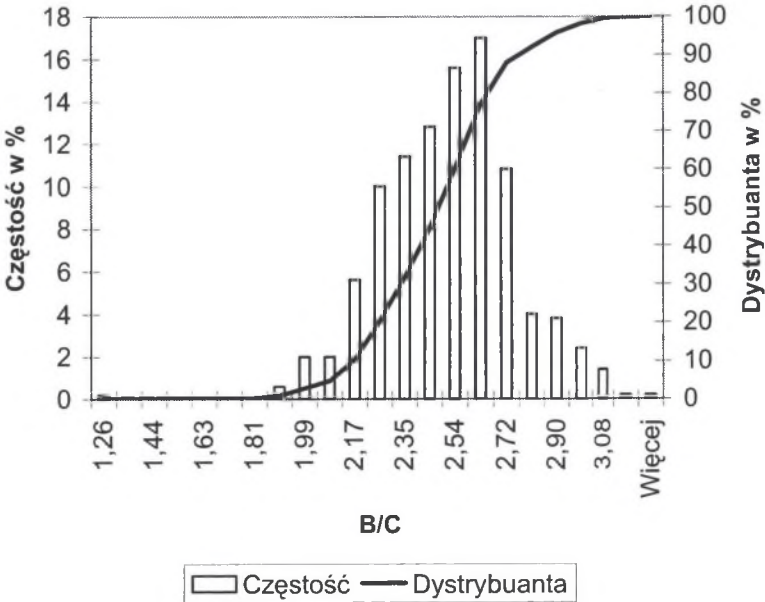


Rys. 33. Histogram i dystrybuanta wskaźnika IRR dla inwestycji 1  
 Fig. 33. Histogram and cumulative distribution function of IRR for project 1





Rys. 34. Histogram i dystrybuanta wskaźnika MIRR dla inwestycji 1  
 Fig. 34. Histogram and cumulative distribution function of MIRR for project 1



Rys. 35. Histogram i dystrybuanta wskaźnika B/C dla inwestycji 1  
 Fig. 35. Histogram and cumulative distribution function of B/C for project 1

### 8.3. Ryzyko techniczne

Oszacowanie prawdopodobieństwa wystąpienia wielkiej awarii systemowej w warunkach statycznej pracy SEE (nie uwzględniające dynamicznych zakłóceń i reakcji SEE) może być dokonane na etapie analizy symulacyjnej LHS; była już o tym mowa wcześniej. W losowych stanach pracy SEE, określonych przez LHS, znajdują się także takie, których skutkiem jest brak możliwości dotrzymania ograniczeń w zadaniu OPF, stąd konieczne są wyłączenia odbiorców. Wyznaczona wartość średnia niedostarczonej energii oraz jej odchylenie standardowe w symulacjach LHS, przy przyjęciu rozkładu normalnego, charakteryzuje prawdopodobieństwo wyłączenia poszczególnych poziomów mocy odbiorczych. Uwzględnienie dynamicznych właściwości SEE w losowaniach LHS jest teoretycznie możliwe, jednak wymagałoby przeprowadzenia w poszczególnych stanach losowych pracy SEE analizy spełnienia wymagań stabilności globalnej, co byłoby niezwykle pracochłonne i czasochłonne. Dodatkowe wystąpienie zakłóceń dynamicznych w ekstremalnych stanach pracy SEE zwiększyłoby ryzyko awarii systemowych, jednak jest bardzo mało prawdopodobne, gdyż prawdopodobieństwo ich łącznego wystąpienia byłoby iloczynem znikomego prawdopodobieństwa wystąpienia ekstremalnego stanu pracy SEE, polegającego na głębokich wyłączeniach jego elementów i ograniczeniu zasilania odbiorców oraz także niewielkiego prawdopodobieństwa wystąpienia dodatkowego zakłócenia dynamicznego (np. zwarcia na linii wyprowadzającej moc ze źródła wytwórczego). W praktyce dynamiczne zachowanie się SEE jedynie w niewielkim stopniu zależy od konfiguracji sieci przesyłowej, zdecydowanie większą rolę odgrywają właściwości dynamiczne urządzeń wytwórczych. W krótkotrwałych stanach dynamicznych SEE, ze względu na stosunkowo długie stałe czasowe elementów sieciowych, możliwe jest zwiększenie przepływających mocy ponad ich wartości długotrwale dopuszczalne. Z tego powodu ocena układu sieciowego i jego zdolności przesyłowych w ekstremalnych stanach pracy SEE powinna być przeprowadzana oddzielnie dla stanów statycznych i dynamicznych, a ocena zagrożenia wystąpienia wielkiej awarii systemowej powinna wynikać z analizy obu tych stanów. Poza tym wielkie awarie systemowe powstają zwykle także z powodu błędnych decyzji ruchowych personelu dyspozytorskiego, co nie jest możliwe do bezpośredniego uwzględnienia w ocenie ryzyka takich awarii. Wykorzystanie metody LHS do oceny ryzyka awarii systemowej w warunkach statycznej pracy SEE charakteryzuje odporność układu sieciowego na skutki wyłączeń elementów sieciowych i jednostek wytwórczych, bez względu na to, z jakiego powodu one nastąpiły. Jest zatem elementem oceny układu sieciowego, wspomagającym decyzje inwestycyjne.

Z praktycznych analiz wynika, że w planowaniu rozwoju sieci przesyłowej najczęściej nie dochodzi do konieczności zmiany SRMSP z powodu braku zachowania warunków stabilności globalnej. Uzasadniony ekonomicznie rozwój sieci przesyłowej, nie uwzględniający wielkich awarii systemowych, jest najczęściej także wystarczający z punktu widzenia akceptowanego ryzyka, wynikającego z zagrożenia wystąpienia wielkiej awarii

systemowej z powodu braku zachowania wymagań stabilności globalnej. Dlatego ocena stanów statycznych SEE z punktu widzenia wystarczalności sieci przesyłowej jest niezwykle istotna a jej wyniki uzupełniają ocenę ryzyka inwestycyjnego w procesie planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej.

Tablica 36

Oczekiwane okresy w latach do wystąpienia awarii systemowej w warunkach statycznych przy ryzyku na poziomie  $\alpha=0,05$

Rok	2003	2015	
		Bez rozbudowy (opcja zerowa)	Strategia preferowana
Okres do wystąpienia awarii systemowej w latach	86	23	78

W tablicy 36 przedstawiono oczekiwane okresy do powstania awarii systemowej w warunkach statycznej pracy KSE z roku 2003 i przewidywanych w roku 2015, przy przyjęciu ryzyka na poziomie  $\alpha=0,05$ . Okresy te zostały wyznaczone przy założeniu, że awaria systemowa jest zdefiniowana wyłączeniami odbiorców na poziomie co najmniej 10% mocy zapotrzebowanej.

Z tablicy 36 widać, że ograniczenie rozwoju sieci przesyłowej do inwestycji aktualnie rozpoczętych (opcja zerowa) znacznie zwiększyłoby ryzyko wystąpienia awarii systemowej w roku 2015. Rozbudowa sieci przesyłowej zgodnie z wyznaczoną strategią preferowaną [192] sprowadza to ryzyko do poziomu z roku 2003, jednak osiągając krótszy o 8 lat oczekiwany okres do wystąpienia awarii systemowej. Oznacza to, że uzasadnione ekonomicznie jest nieznaczne zwiększenie ryzyka wystąpienia awarii systemowej w statycznych warunkach pracy SEE w porównaniu do roku 2003. Potwierdzeniem tego wniosku są wyniki przedstawione w tabl. 37. Zwiększenie odporności sieci przesyłowej na zagrożenie awarią systemową w stanach statycznych SEE okazuje się bardzo kapitałochłonne, a wzrost tej kapitałochłonności jest nieliniowy. Zwiększenie oczekiwanego okresu do wystąpienia awarii systemowej w warunkach statycznych SEE o 10 lat wymaga zwiększenia nakładów inwestycyjnych o 26%, natomiast przedłużenie tego okresu o następne 10 lat wymaga zwiększenia nakładów inwestycyjnych aż o 73%.

Tablica 37

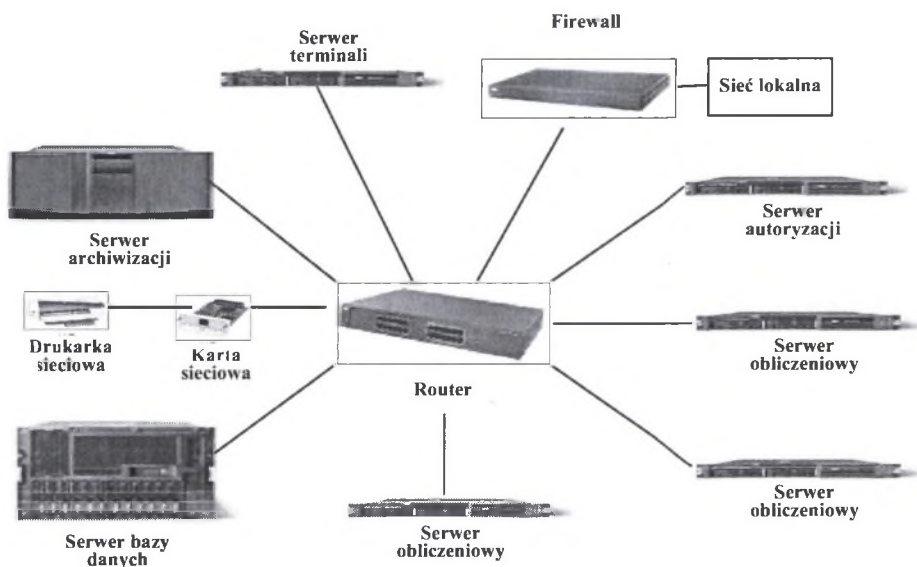
Kapitałochłonność zwiększenia oczekiwanego okresu do awarii systemowej w warunkach statycznych na poziomie ryzyka 0,05

Zwiększenie okresu w latach	Zwiększenie nakładów w %
10	26
20	73

Wyniki przedstawione w tablicach 36 i 37 wymagają jeszcze następującego komentarza. Stosowanie nowoczesnej automatyki przeciawawaryjnej i restytucyjnej w celu zapobiegania wielkim awariom systemowym jest zwykle tańsze niż rozbudowa układu sieciowego. Wyniki przedstawione w ww. tablicach nie uwzględniają wpływu takiej automatyki, gdyż celem analizy była ocena odporności układu sieciowego (jego struktury) na powstanie takich awarii i określenie kapitałochłonności jej poprawy poprzez inwestowanie w rozwój sieci. Celem nie było natomiast oszacowanie rzeczywistych okresów do powstania wielkich awarii systemowych. Nie ulega wątpliwości, że jeśli przyjąć poziom instalowania automatyki przeciawawaryjnej i restytucyjnej jako niezmienny, to odporność układu sieciowego na wielkie awarie systemowe będzie uzależniona od struktury układu sieciowego. Uzyskane wyniki, przedstawione w tych tablicach, pokazują, na ile trudniej będzie zapobiegać wielkim awariom systemowym w układzie sieciowym bez rozbudowy i jakie są tendencje w tym zakresie, jeśli przyjąć planowaną przez OSP rozbudowę sieci przesyłowej. Wyniki te uzupełniają ocenę ryzyka inwestycyjnego w procesie planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej, o czym była już mowa wcześniej, nie okraślają natomiast dokładnie ryzyka powstania wielkich awarii systemowych, gdyż nie jest to ich celem.

## 9. SYSTEM INFORMATYCZNY DO OPTIMALIZACJI STRATEGII ROZWOJU I MODERNIZACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

Podstawowa część opracowanej w ramach niniejszej rozprawy metodyki planowania rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka, obejmująca rozwiązanie zadania optymalizacyjnego, umożliwiające uzyskanie preferowanej SRMSP, jest obecnie implementowana do narzędzia informatycznego zwanego platformą PRiMSP (Program Rozwoju i Modernizacji Sieci Przesyłowej), wspomagającego ten proces u OSP. Pozostała część, obejmująca uwzględnienie ryzyka w tym planowaniu, w zakresie przedstawionym w niniejszej rozprawie, jest przewidziana do implementacji w dalszym etapie rozwoju platformy. Autor niniejszej rozprawy brał czynny udział w opracowaniu koncepcji tej platformy, jej wdrożeniu i tworzy podstawy do jej rozwoju (rozwój platformy jest przewidywany przez OSP). Na rysunku 36 przedstawiono strukturę informatyczną platformy PRiMSP, natomiast na rys. 37 - schemat procesu optymalizacji SRMSP, realizowany na tej platformie.



Rys. 36. Struktura systemu informatycznego do optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej, wg [194]

Fig. 36. The structure of the information system used for the transmission system development and modernisation strategy optimisation, according to [194]



SWR	Analizy techniczne	UC-OPF-GRS	Identyfikacja ograniczeń przesyłowych	Optymalizacja SRM	Wybór SRM preferowanej	Weryfikacja techniczna preferowanej SRM	Ocena efektywności ekonomicznej
SWR				Optymalizacja SRM			
SWR				Optymalizacja SRM			
<b>Ocena ryzyka</b>							

Rys. 37. Schemat procesu optymalizacji rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej (SRM – strategia rozwoju i modernizacji)

Fig. 37. The process of optimisation of development and modernisation of the transmission system (DMS – development and modernisation strategy)

Platforma PRiMSP jest wyspecjalizowanym narzędziem informatycznym wspomagającym i kontrolującym proces planowania rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka. Tworzy bazę danych opisujących system przesyłowy w zakresie niezbędnym do realizacji analiz technicznych i ekonomicznych dla potrzeb tego planowania. Przygotowuje układy sieciowe w poszczególnych snapshot'ach kolejnych lat okresu analizy dla poszczególnych SWR. Umożliwia wykonanie dla nich wszystkich analiz niezbędnych do określenia optymalnych SRMSP w poszczególnych SWR oraz preferowanej SRMSP wraz z ich rankingiem, opisanych w niniejszej rozprawie.

## 10. UWAGI I WNIOSKI

Na podstawie przeprowadzonych badań studialnych oraz wykonanych eksperymentów obliczeniowych formułuje się następujące wnioski o charakterze ogólnym:

1. Opracowane w rozprawie modele matematyczne oraz algorytmy ich rozwiązania umożliwiają optymalizację rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka. Osiągnięty został więc zasadniczy cel niniejszej pracy.
2. Przeprowadzone szerokie rozpoznanie literaturowe wykazało, że na świecie nie jest dostępne (autorowi niniejszej rozprawy nie jest znane) narzędzie planowania rozwoju sieci przesyłowej, realizujące kompleksowo wszystkie istotne elementy tego procesu w warunkach rynkowych i przy uwzględnieniu ryzyka. Opracowana w ramach niniejszej rozprawy metodyka jest zatem rozwiązaniem oryginalnym, nie mającym wzorów w dostępnej literaturze.
3. Wykonane w ramach niniejszej rozprawy badania wpływu ryzyka na efektywność ekonomiczną inwestycji w sieci przesyłowej są pierwszymi analizami zrealizowanymi w tym zakresie dla warunków polskich, a uwzględniając zakres i oryginalność metodyki optymalizacji SRMSP, opracowanej w ramach niniejszej rozprawy, nie mają one także przykładu w literaturze światowej.
4. Zasadniczym elementem uwzględnienia warunków rynkowych jest oparcie metodyki planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej na cenach węzłowych, odwzorowujących krótkookresowe koszty krańcowe energii elektrycznej i koszty krańcowe jej przesyłu do poszczególnych węzłów odbiorczych.
5. Racjonalne zmniejszenie kosztów ograniczeń przesyłowych jest podstawowym efektem przystosowania sieci przesyłowej do warunków rynkowych. Najbardziej istotnym składnikiem funkcji kryterialnej optymalizacji SRMSP w warunkach rynkowych jest nadwyżka rynkowa, obejmująca efekty wynikające ze zwiększenia zdolności przesyłowej sieci, powstające zarówno u odbiorców, jak i wytwórców energii elektrycznej.
6. Zaprezentowane w rozprawie podejście scenariuszowe do wyznaczenia SWR jest uznanym w literaturze sposobem uwzględnienia niepewności warunków zewnętrznych, kształtujących rozwiązania optymalne.
7. Bardzo ważny czynnik wpływający na wybór preferowanej SRMSP stanowi uwzględnienie źródeł rozproszonych. Generacja rozproszona ze względu na zaspokojenie lokalnych potrzeb energetycznych, zmniejszające zapotrzebowanie na usługi przesyłowe oraz ze względu na charakter pracy jednostek wytwórczych, wzrost poziomu mocy zwarciovych, w tym szczególnie w sieci 110 kV, mogące wystąpić problemy napięciowe i problemy z jakością energii elektrycznej ma bardzo duży wpływ na konfigurację sieci przesyłowej.

8. Implementacja opracowanej w ramach niniejszej rozprawy metody optymalizacji SRWSP w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka pozwoli na przystosowanie sieci przesyłowej do fizycznej realizacji transakcji handlowych zawieranych na rynku energii elektrycznej, co doprowadzi do uzasadnionego ekonomicznie zmniejszenia kosztów ograniczeń przesyłowych i tym samym do zmniejszenia kosztów jednostkowych zakupu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych. Efektem tej implementacji będzie także redukcja inwestycji nietrafionych w sieci przesyłowej (nie wynikających z potrzeb rynkowych, których koszty w warunkach rynkowych nie będą mogły być odzyskane), poprzez identyfikację potrzeb rozwojowych, odpowiadających wymaganiom rynku energii elektrycznej, a także poprzez uwzględnienie ryzyka wynikającego z niepewności przyszłych uwarunkowań rozwoju sieci przesyłowej.
9. Uwzględnienie ryzyka w ocenie efektywności ekonomicznej inwestycji może istotnie zmienić preferowaną SRMSP. Brak takiej oceny zwiększa zagrożenie realizacji nietrafionych inwestycji, dla których w warunkach rynkowych nie tylko nie nastąpi zwrot z kapitału na oczekiwanym poziomie, ale może nawet wystąpić strata, spowodowana brakiem możliwości odzyskania zainwestowanego kapitału.
10. Wykonane w ramach niniejszej rozprawy badania wykazały, że niewielka, rzędu 1 punktu procentowego, zmiana stopy procentowej nie powoduje, na poziomie ryzyka wynoszącego 5%, zmiany SRMSP (zmiany zakresu rzeczowego lub harmonogramu). Większa zmiana, rzędu 2 do 5 punktów procentowych, prowadzi do zmiany harmonogramu realizacji inwestycji i modernizacji, przy czym jej zwiększenie prowadzi do opóźnienia, a zmniejszenie – do przyspieszenia. Zmiany stopy procentowej przekraczające 5 punktów procentowych powodują albo dalszą zmianę harmonogramu, albo zmieniają już zakres rzeczowy SRMSP, zależnie od stanu początkowego sieci przesyłowej i SWR, a także od stosunków kosztów, decydujących o wartości funkcji kryterialnej optymalizacji SRMSP.
11. Im większe jest ryzyko przepływów finansowych, mierzone wartością współczynnika ich zmienności statystycznej, tym wartość efektów wynikająca z budowy obiektów sieciowych bądź ich modernizacji musi być większa, aby ich realizacja była ekonomicznie efektywna. Wyznaczona w ramach niniejszej rozprawy krzywa obojętności pokazuje stopień tego zwiększenia dla obecnych i przewidywanych przyszłych warunków pracy polskiego SEE.
12. Z przeprowadzonych badań wrażliwości wartości wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji wynika, że ich zależność od kosztów paliwa ma charakter periodyczny. Istnieje poziom kosztów paliwa, przy którym osiąga ona maksimum lokalne, następnie przy wzroście bądź zmniejszaniu się kosztów paliwa efektywność ta spada, po czym znowu rośnie do następnego maksimum lokalnego. Podobną właściwością charakteryzuje się wpływ obciążeń w węzłach odbiorczych. Powodem takiego zachowania się wartości wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji jest

dokonująca się w sposób skokowy istotna zmiana rozdziału obciążenia na jednostki wytwórcze pod wpływem zmiany kosztów paliwa bądź zmiany obciążenia w węzłach odbiorczych. Zmiany te wyznaczają ekstrema lokalne wartości tych wskaźników. Dalsze zmiany kosztów paliwa i obciążeń, nie zmieniające istotnie proporcji w rozdziale obciążenia na jednostki wytwórcze, zachowują trend rosnący bądź malejący wartości tych wskaźników.

13. Rozbudowa sieci przesyłowej, zgodnie z określoną przez OSP strategią preferowaną, powoduje skrócenie oczekiwanego okresu do wystąpienia awarii systemowej (wyłączenie 10% mocy zapotrzebowanej) w warunkach statycznych SEE o ok. 9% w porównaniu do istniejącego obecnie. Oznacza to, że brak uwzględnienia ryzyka technicznego w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej może doprowadzić do obniżenia poziomu bezpieczeństwa energetycznego. Przy racjonalnym (uzasadnionym ekonomicznie) przystosowaniu sieci przesyłowej do warunków rynkowych następuje nieznaczne zwiększenie ryzyka wystąpienia awarii systemowej. Zaproponowana w niniejszej rozprawie metoda uwzględnienia ryzyka w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej obejmuje ryzyko ekonomiczne jak i techniczne, umożliwia zatem świadome podejmowanie decyzji inwestycyjnych, przy znajomości ich skutków ekonomicznych i osiąganego poziomu technicznego bezpieczeństwa energetycznego.
14. Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, rozumianego jako zmniejszenie ryzyka wystąpienia awarii systemowej w warunkach statycznych, od poziomu wyznaczonego przewidywaną przez OSP strategią preferowaną, jest na drodze inwestowania w rozwój układu sieciowego bardzo kapitałochłonne i rośnie szybko w sposób nieliniowy.

## LITERATURA

1. Abi-Samra N., Bargiel J., Paska J.: Porównanie narzędzi komputerowych do oceny niezawodności sieci przesyłowej – programów TRELSS i NIEZ. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’99, ss. 137-146, Jurata 1999
2. Aguado J.A., Quintana V.H., Conejo A.J.: Optimal power flows of interconnected power systems. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 2, 1999
3. Allan R. N., Billinton R.: Power System Reliability and its Assessment. IEE Power Engineering Journal, July 1992, November 1992, August 1993
4. Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion. Final Report. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft. Aachen, December 2001
5. Andrew L.: Experience with PJM Market Operation, System Design, and Implementation. IEEE Transactions on Power System, Vol. 18, No 2, May 2003
6. Application of TRELSS and implementation of value-based reliability approach at PPGC; EPRI, Palo Alto, CA; Polish Power Grid Company, Warsaw, Poland, 1999 (praca niepublikowana)
7. Argasińska H.: Obciążalność prądowa elektroenergetycznych linii napowietrznych 110, 220 i 400 kV. Informacja. Energoprojekt Kraków (nr oprac. X98355), Kraków styczeń 1993 (praca niepublikowana)
8. Bargiel J., Buchta F., Goc W., Teichman B.: Ocena nieciągłości zasilania z planowanych układów sieci 110 kV, 220 kV i 400 kV na terenie OESP Katowice. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Gliwice 1995 (praca niepublikowana)
9. Bargiel J., Goc W., Sowa P., Sierociński T., Nowakowska E., Paska J.: Zastosowanie programu TRELSS do weryfikacji programów rozwoju systemu przesyłowego. Materiały konferencji „Prognozowanie w elektroenergetyce” PE 2002, ss. 175-183, Częstochowa - Złoty Potok, 18-20 września 2002
10. Bargiel J., Goc W., Paska J., Sowa P., Szewc B., Teichman B.: Reliability in Contracts for Electric Energy Supply and Settlements. Proceedings of 6th International Conference "Electrical Power Quality and Utilization", pp. 495-501, Kraków IX 2001
11. Bargiel J., Goc W., Paska J., Sowa P., Teichman B.: Niezawodność zasilania węzłów połączonego systemu elektroenergetycznego. Energetyka; Zeszyt Tematyczny nr III, ss. 99-103, czerwiec 2004 r.
12. Bargiel J., Goc W., Paska J., Sowa P., Teichman B.: Reliability Evaluation of Protection Systems Used in Polish Power Transmission System. Proceedings of IASTED Conference Power and Energy Systems (EuroPES 2001), pp. 303-308, Rhodes, Greece, 2001, ISBN: 0-88986, ISBN: 1982-76891
13. Bargiel J., Goc W., Sowa P., Teichman B.: Prognoza wskaźników awaryjności elementów sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć. Materiały konferencji



- „Prognozowanie w elektroenergetyce” PE’2004, ss. 151-160, Częstochowa – Poraj – Jastrząb, 23-24 września 2004
14. Bargiel J., Goc W., Sowa P., Teichman B.: The Currently Applied Method and Program of Estimating Reliability of the Polish Power Grid (PPG). Proceedings of International Scientific Conference Power Quality’99. Chicago 9-11 November, 1999
  15. Bargiel J., Goc W., Teichman B.: Dane do oceny niezawodności sieci elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej s. Elektryka, z. 174, ss. 119-129, Gliwice 2000
  16. Bastian J., Banunarayanan V., Sanford M., Jordan G.: Forecasting Locational Marginal Prices in a U.S. ISO. CIGRE 37-202 2000
  17. Begg D., Fischer S., Dornbusch R.: *Ekonomia*. Tom I i II, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne 2003
  18. Bell K., Civil J., Prangley A.: Development of Methods for Long-Term Transmission System Planning Under Uncertainty. National Grid Company 2000
  19. Bellman R. E., Dreyfus S. E.: Programowanie dynamiczne (zastosowanie). Państwowe Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 1967
  20. Bellman R.: Adaptacyjne procesy sterowania. Przewodnik problemowy. Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warszawa 1965
  21. Bellman R.: Dynamic Programming. Princeton University Press, Princeton, New Jersey 1957
  22. Béna M., Le Port R., Albouy F., Denis A.M.: A New Model for Large Interconnected Power Systems Planning Studies. A methodology applied to the East-West Interconnection in Europe. EDF R&D. France, 2001
  23. Berent-Żesławska I., Sobieszkański S.: Opracowanie bazy danych i programu do prognozowania charakterystyk obciążeniowych grup odbiorców wg podziału OECD i wg taryf dla potrzeb PSE SA. Etap II – część 1. Opracowanie IEn nr RB/DR/24/97 (praca niepublikowana)
  24. Bertram T., Demaree K.D., Dangelmaier L.C.: An integrated package for real-time security enhancement. IEEE Trans. on Power Systems, May 1990
  25. Bertsekas D.P. (co-author): Optimal Short-Term Scheduling of Large-Scale Power Systems. IEEE Transactions on Automatic Control, 1983
  26. Biedenbach G., BOOT H.L.M., Wey A.H.: Overhead line local and distributed conductor temperature measurement techniques, models and experience at TZH. CIGRE Session 22-205, 2002
  27. Bierman H., Smidt S.: The Capital Budgeting Decision. Economic Analysis of Investment Projects, MacMillan Publishing Company, Collier Macmillan Publishers, New York, London 1988
  28. Billington R. (co-author): Reliability Issues in Today’s Electric Power Utility Environment. IEE Transactions on Power Systems, vol. 12, No4, November 1997

29. Billington R., Allan R.N.: Reliability Assessment of Large Electric Power System. Kluwer Academic Publishers, 1988
30. Biskas P.N., Bakirtzirs A.G., Macheras N.I.: A Decentralized Implementation of DC Optimal Power Flow on a Network of Computers. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2001
31. Biuletyn Miesięczny PSE S.A. Numery: 5, 6, 7, 8, 10, Warszawa 2003
32. Błaszczyk A.: Zastosowanie modeli statystyczno-probabilistycznych prądu zwarcio-owego do oceny dopuszczalności przekroczeń eksploatacyjnych znamionowej wytrzymałości zwarciowej wyłączników 110kV. Praca doktorska. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Gliwice 1984
33. Braun A.: Equipment and Structure Optimization of High-Voltage Networks. Institute of Power Systems and Power Economics, Aachen University of Technology, 2001
34. Brigham E., Gapenski L.: Zarządzanie finansami. Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2000
35. Buchta F i inni: Raport dotyczący rozwoju systemu przesyłowego. PSE-REGPLAN Sp. z o.o., Katowice, 2001 (praca niepublikowana)
36. Buchta F. i inni: Koncepcja metodyczna programu mikrokomputerowego ROZWÓJ. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Gliwice 1992 (praca niepublikowana)
37. Buchta F. i inni: Optymalizacja rozwoju krajowej sieci przesyłowej jako podsystemu w docelowej sieci europejskiej. KONSORCJUM Pol. Gdańskiej, Pol. Śląskiej i Pol. Warszawskiej. Projekt zamawiany KBN-10-03, Gdańsk 1996 (praca niepublikowana)
38. Buchta F., Bogacz J., Tomasiak G.: O wpływie rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej na rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego. Materiały konferencji „Prognozowanie w elektroenergetyce”, PE'2000, ss. 195-202, Częstochowa 2000
39. Buchta F., Ciura S., Kocot H., Żmuda K.: Kształtowanie stawek opłaty za usługi przesyłowe na rynku systemowym. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE'1999, ss. 267-274, Jurata 1999
40. Buchta F., Gajos I., Dubas A.: Konieczność dostosowania rozwoju sieci przesyłowej do wymagań handlu europejskiego i narastającej tendencji wytwarzania rozproszonego. Materiały seminarium szkoleniowo-technicznego „Rozwój i problemy polskiej energetyki na tle tendencji światowych”, Hurghada, Egipt 2002
41. Buchta F., Kałuża S., Pilch W.: Wpływ rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej na pracę oraz rozwój sieci elektroenergetycznej. Materiały konferencji „Optymalizacja w elektroenergetyce”, OPE'2001, ss. 221-230, Jachranka 2001
42. Buchta F., Kocot H., Lubicki W.: Koszty uniknięte jako czynnik kształtujący cenę zakupu energii elektrycznej na rynku lokalnym. Materiały konferencji „Rynek energii elektrycznej” REE'1996, ss. 369-376, Nałęczów 1996

43. Buchta F., Kocot H., Lubicki W.: O cenach energii elektrycznej wynikających z kosztów unikniętych. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’1997, ss. 35-43, Jurata 1997
44. Buchta F., Kocot H., Lubicki W.: Uwzględnienie niepewności danych w planowaniu rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’1997, ss. 201-208, Jurata 1997
45. Buchta F., Kocot H., Turczak R.: Nowy moduł nieciągłości zasilania w systemie komputerowym ROZWÓJ. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’1997, ss. 253-261, Jurata 1997
46. Buchta F., Kocot H.: Miejsce systemu komputerowego ROZWÓJ w planowaniu rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej s. Elektryka, z. 137, ss. 121-135, Gliwice 1994
47. Buchta F., Kocot H.: O planowaniu rozwoju sieci przesyłowej. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej s. Elektryka, z. 127, ss. 199-213, Gliwice 1992
48. Buchta F., Kocot H.: System mikrokomputerowy ROZWÓJ jako narzędzie planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’1993, ss. 55-71, Gliwice-Kozubnik 1993
49. Buchta F., Kocot H.: Uwzględnienie zdolności przesyłowej sieci w module nieciągłości zasilania systemu komputerowego ROZWÓJ. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej s. Elektryka, z. 153, ss. 101-113, Gliwice 1996
50. Buchta F., Lubicki W., Bogacz J.: Platforma PRiMSP – Informacje wstępne – zarys metody. Biuletyn Miesięczny PSE SA nr 5, maj 2003
51. Buchta F., Lubicki W., Przygodzki M., Tomasik G.: Metoda oceny inwestycji sieciowych w warunkach rynkowych. Materiały konferencji „Rynek energii elektrycznej” REE’2003, ss. 177-184, Kazimierz Dolny, 7-9 maja 2003
52. Buchta F., Lubicki W., Przygodzki M., Tomasik G.: Uwzględnienie uwarunkowań rynkowych w metodyce planowania rozwoju sieci funkcjonalnie przesyłowej. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’2003, ss. 259-266, Jurata 2003
53. Buchta F., Lubicki W., Przygodzki M., Tomasik G.: Uwzględnienie uwarunkowań rynkowych w metodyce planowania rozwoju sieci funkcjonalnie przesyłowej. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, APE’2003, ss. 259-266, Jurata 2003
54. Buchta F., Lubicki W., Przygodzki M., Tomasik G.: Wyniki analizy konkurencyjności energii elektrycznej wytwarzanej w źródle własnym i kupowanej z sieci. Materiały konferencji „Rynek energii elektrycznej” REE’2003, ss. 363-370, Kazimierz Dolny 2003

55. Buchta F., Lubicki W., Przygodzki M.: Optymalny rozptyw mocy a niepewność wynikająca z uwarunkowań rynkowych. Materiały konferencji „Optymalizacja w elektroenergetyce” OPE’2003, ss.123-130, Jachranka 2003
56. Buchta F., Lubicki W., Tomasik G.: O roli operatorów handlowo-technicznych na zdecentralizowanym rynku energii elektrycznej. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’2001, ss. 281-288, Jurata 2001
57. Buchta F., Lubicki W., Tomasik G.: O wymaganiach dla metodyki planowania rozwoju sieci zamkniętej. Materiały konferencji „Prognozowanie w Elektroenergetyce” PE’2002, ss. 166-174, Częstochowa-Złoty Potok, 18-20 wrzesień 2002
58. Buchta F., Lubicki W., Tomasik G.: Wartość rynkowa energii elektrycznej produkowanej w źródłach rozproszonych jako element prognozowania ich rozwoju. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’2003, ss. 189-198, Jurata 2003
59. Buchta F., Lubicki W., Turczak R., Tomasik G.: Konkurencyjność energii elektrycznej dostępnej lokalnie wobec energii z rynku systemowego. Materiały konferencji „Rynek energii elektrycznej” REE’2001, ss. 21-28, Kazimierz Dolny 2001
60. Buchta F., Lubicki W., Turczak R.: O konkurencyjności energii elektrycznej na rynku lokalnym wobec rynku systemowego. Materiały konferencji „Rynek energii elektrycznej”, REE’2000, ss. 17-24, Kazimierz Dolny 2000
61. Buchta F., Lubicki W.: Krańcowe ceny energii elektrycznej w procesie planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej. Biuletyn Miesięczny PSE S.A. nr 6, czerwiec 2003
62. Buchta F., Lubicki W.: O metodzie kosztu unikniętego określania cen energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem. Materiały konferencji „Rynek energii elektrycznej” REE’1999, ss. 19-28, Kazimierz Dolny 1999
63. Buchta F., Lubicki W.: Ostatnio wprowadzone zmiany do systemu komputerowego ROZWÓJ. Materiały konferencji „Optymalizacja w elektroenergetyce” OPE’1995, ss. 167-177, Jachranka 1995
64. Buchta F., Lubicki W.: Zakres prognozy zapotrzebowania mocy i energii elektrycznej dla potrzeb planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Materiały konferencji „Prognozowanie w elektroenergetyce” PE’1994, ss. 25-34, Częstochowa 1994
65. Buchta F., Przygodzki M.: Problem decyzyjny w ocenie konkurencyjności dostaw energii elektrycznej. Materiały konferencji „Optymalizacja w elektroenergetyce” OPE’2003, ss. 165-172, Jachranka 2003
66. Buchta F., Przygodzki M., Tomasik G.: Analizy wrażliwości i ryzyka w ocenie konkurencyjności energii elektrycznej. Materiały konferencji „Rynek energii elektrycznej” REE’2002, ss. 63-70, Kazimierz Dolny 2002



67. Buchta F., Przygodzki M.: Analiza konkurencyjności energii elektrycznej w aspekcie opłat przesyłowych. Materiały konferencji „Zastosowanie komputerów w elektrotechnice”, ss. 281-284, Poznań-Kiekrz 2002
68. Buchta F., Przygodzki M.: Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w horyzontach czasowych w spółkach dystrybucyjnych. Materiały seminarium szkoleniowo-technicznego „Rozwój i problemy polskiej energetyki na tle tendencji światowych”, Hurghada Egipt 2002
69. Buchta F., Tomasik G., Siwy E., Żmuda K.: O metodzie wyznaczania opłaty węzłowej za usługi przesyłowe w sieciach rozdzielczych. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’1999, ss. 123-130, Jurata 1999
70. Buchta F., Tomasik G., Turczak R.: Opłaty za usługi przesyłowe. Taryfy dla przedsiębiorstw sieciowych. Materiały konferencji „Studium taryfowe dla elektroenergetyki polskiej – rynek, taryfy 2000”, Jachranka 1999
71. Buchta F.: Ceny krańcowe energii elektrycznej w węzłach sieci przesyłowej. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej s. Elektryka, z. 186, ss. 15-24, Gliwice 2004
72. Buchta F.: O miarach ryzyka w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej. Materiały na konferencję „Prognozowanie w elektroenergetyce” PE’2004, ss. 134-141, Częstochowa-Poraj-Jastrzęb 2004
73. Buchta F.: Ogólne informacje o systemie mikrokomputerowym ROZWÓJ. Biuletyn PSE SA, Warszawa 1993
74. Bułat T., Popiel G.: Metody i algorytmy dla analiz bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Pakiet programów służących do doboru konfiguracji sieci elektrycznej podczas zwarć trójfazowych. IASE Wrocław, 1992 (praca niepublikowana)
75. Bułat T.: Metoda doboru konfiguracji sieci elektroenergetycznej w warunkach ruchomych. Praca doktorska. Politechnika Wrocławska, Instytut Energoelektryki, Wrocław 1991
76. Camfield R. (co-author): Incorporating Optimal Power Flow Capability Into MCTN. USA, Christensen Associates, Madison 1996 (praca niepublikowana)
77. Camfield R. (co-author): Load Response Modeling Within Network Systems. USA, Christensen Associates, Madison 1996 (praca niepublikowana)
78. Camfield R. (co-author): Transmission Comprehensive Marginal Costing. USA, Christensen Associates, Madison 1996 (praca niepublikowana)
79. Carpentier J.: Contribution e l’étude do Dispatching Economique. Bulletin Society Francaise Electriciens, Vol. 3, August 1962
80. CIGRE Task Force 38.05.10. Optimal network structure in an open market environment. July 2001
81. CIGRE TF 38–05–08: Techniques for power system planning in an open energy market. Final report, Paris 1998



82. CIGRE Working Group 37.10: Methods for planning under uncertainty. ELECTRA No. 161, august 1995
83. Ciura Sz., Korab R., Żmuda K., Buchta F., Tomasik G., Turczak R.: Opłaty za usługi przesyłowe, taryfy dla przedsiębiorstw sieciowych. Elektroenergetyka – technika, ekonomia, organizacja, nr 4'99
84. Cormen T. H., Leiserson C. E., Rivest R. L.: Wprowadzenie do algorytmów. Wydawnictwo Naukowo Techniczne, Warszawa 1997, 2001
85. Correa Sa Jr C.L. (co-author): Key Issues in Energy and Electric Power Reliability Modelling. 13th Power System Computation Conference PSCC'99, Trondheim 1999
86. Dalton J.G., Garrison D.L., Fallon C.M.: Value-Based Reliability Transmission Planning. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, No 3, August 1996
87. Dancre M., Tournebise P., Panciatici P.: Optimal Power Flow applied to state estimation enhancement. 14th PSCC, Sevilla, 28-29 Jun 2002
88. Dialanys E.N., Papakamenos D.J., Koskolos N.C.: Integration of non-utility generating facilities into the reliability assessment of composite generation and transmission power systems. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, No 1, 1997
89. Dobosz M.: Wspomagana komputerowo statystyczna analiza wyników badań. Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa 2001
90. Dommel H.W., Tinney W.F.: Optimal power flow solutions. IEEE Transaction Power Apparatus and Systems, October 1968
91. Dubost L., Ringeissen V., Sellier J.L., Vialas C.: The Challenge of Stochastic Composite Sequential Simulation in a Deregulated Environment. EDF R&D. France, 2001
92. Dyrektywa 2003/54/EC z dnia 26 czerwca 2003 r. Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej
93. Economic Analysis of the Generation and Transmission Sub-Sectors of Polish Power System, Report of Tasks 3.3 and 4.2 in Tariff Project prepared by EPRI and Laurits R. Christensen Associates, Inc of Tariff Project for PSE SA, October 1998
94. EUROSTAG – Software for the simulation of power system dynamics. Trectabel Energy Engineering, EDF, 2001
95. Flatabo N. (co-author): Optimal Network Structure in an Open Market Environment. CIGRE TF 38-05-10. Final draft, Vancouver, July 2001
96. Frank A. Wolak: Designing Market Rules for a Competitive Electricity Market. University of California Energy Institute, USA, Kalifornia 2005
97. Gan D., Thomas R.J., Zimmerman R.D.: A Transient Stability Constrained Optimal Power Flow. Bulk Power System Dynamics and Control IV – Restructuring, August 24-28, Santorini, Grece 2001

98. Garnaev A.: Search games and other applications of game theory. Springer-Verlag, Berlin 2000
99. Goc W., Paska J.: Niezawodność i jakość zasilania w odczuciu odbiorców. Materiały konferencji „Rynek energii elektrycznej” REE’2003, ss. 371-378, Kazimierz Dolny, 7-9 maja 2003
100. Gride Code 2000 – Network and system rules of the German transmission system operators. DVG Deutsche Verbundgesellschaft, May 2000
101. Hanzelka Z.: Jakość dostawy energii elektrycznej w sieciach przesyłowych. EPRI-PSE SA, Warszawa 2002 (praca niepublikowana)
102. Henry S., Schlumberger Y., Lebrevelec C., Bulot M., Tesseron J.M.: Power systems security analysis – new approaches used at EdF. Proc. CIGRE Symposium on Working Plant and Systems Harder. London, June 7-9, paper 320-04, 1999
103. Hirst E., Kirby B.: Transmission Planning for a Restructuring U.S. Electricity Industry (Prepared for Edison Electric Institute). June 2000
104. Horak J., Popczyk J.: Eksploatacja elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1985
105. <http://www.cyme.com/software/cymopf/>
106. <http://www.dis.anl.gov/CEEESA/GTMax.html>
107. <http://www.eurostag.epfl.ch/>
108. <http://www.icfconsulting.com>
109. <http://www.nexant.com/products/PCA/scope2.html>
110. <http://www.plexos.onfo>
111. <http://www.statsoft.pl>
112. Ignasiak E.: Badania Operacyjne. Państwowe Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2001
113. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Warszawa 2001 (z późniejszymi aktualizacjami)
114. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci rozdzielczej. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań 2001 (wersja wzorcowa przyjmowana i uzupełniana przez poszczególnych operatorów Systemów Dystrybucyjnych, z późniejszymi aktualizacjami)
115. Instrukcja użytkownika systemu komputerowego ROZWÓJ wersja 4.0 Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Gliwice 1995 (praca niepublikowana)
116. Jajuga K., Jajuga T.: Inwestycje, instrumenty finansowe, ryzyko finansowe, inżynieria finansowa. PWN, Warszawa 1998
117. Janiczek R.: Rozwój energetyki wiatrowej – zagrożenia dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Biuletyn Miesięczny nr 8, PSE SA, Warszawa 2002

118. Janiczek R.: Zasady planowania i projektowania elektrowni parowych w ujęciu systemowym. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej s. Elektryka, z. 63, Gliwice 1979
119. Jenkins N., Allan R., Crossley P., Kirchen D., Strbac G.: Embedded generation. IEE Power and Energy, Series 31, 2000
120. Jensen J., Jørgensen R.: Development of new planning code as a consequence of rapidly changing capacity structure in the Western power system. Synopsis for CIGRE 2002, April 2001
121. Jensen J., Jørgensen R.: Development the planning practice for the transmission system in the Eltra area. CIGRE 2000, Article 37-113
122. Jensen J.K., Jørgensen R.B.: Development of new planning code as a consequence of rapidly changing capacity structure in the Western Danish power system, ELTRA, April 2001
123. Kacejko P., Machowski J.: Zwarcia w systemach elektroenergetycznych. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2002
124. Kacejko P., Miller P., Wancerz M.: Próba weryfikacji wartości prądów zwarciovych wyznaczonych dla sieci 400, 220 i 110 kV krajowego systemu elektroenergetycznego. Materiały konferencji "Aktualne Problemy w Elektroenergetyce" APE'1997, ss. 73-80, Gdańsk - Jurata, 11-13 czerwca 1997
125. Kałuski J.: Teoria gier. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2002
126. Kamrat W.: Metody oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2004
127. Kawa P., Wydymus S.: Metodologia oceny efektywności projektów inwestycyjnych według standardów Unii Europejskiej. Wyższa Szkoła Zarządzania i Bankowości w Krakowie, Kraków 1998
128. Kierunki rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego do roku 2020 (ZPR-2+). PSE SA, Warszawa 1998 (praca niepublikowana)
129. Kocot H., Korab R., Lubicki W., Przygodzki M.: Ocena celowości zastosowania rozplwywowych modeli AC i DC do kalkulacji krótkookresowych cen węzłowych w KSE. Materiały konferencji Sieci'2004, ss. 19-26, Wrocław, wrzesień 2004
130. Kocot H., Korab R., Żmuda K.: Metodyka krótkookresowych kosztów krańcowych w zastosowaniu do oceny efektywności ekonomicznej inwestycji sieciowych. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej. Elektryka, z. 189, ss. 99-110, Gliwice 2004
131. Kocot H., Korab R., Żmuda K.: Wykorzystanie cen węzłowych mocy do oceny stanu sieci zamkniętej oraz do określenia stawek opłaty przesyłowej. Materiały konferencji „Rynek energii elektrycznej” REE'02, ss. 145-154, Kazimierz Dolny 2002
132. Kocot H.: Planowanie rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV w warunkach rynku energii elektrycznej. Rozprawa doktorska, Gliwice 2000
133. Koncepcja etapowych rozwiązań układów krajowej sieci przesyłowej wraz z prognozą w zakresie aparatury łączeniowej w oparciu o zaktualizowane strategie rozwoju źródeł

- wytwarzania dla pokrycia zapotrzebowania na moc w perspektywie 2020 r. Instytut Energetyki Zakład Rozwoju Systemu, listopad 1995 (praca niepublikowana)
134. Koncepcja rozwoju sieci rozdzielczych w perspektywie 20-25 lat, cz. II. Struktura i układy sieci 110 kV. Instytut Energetyki, nr NSR-647/90, Katowice 1980 (praca niepublikowana)
  135. Korab R., Żmuda K.: Zastosowanie zadania optymalizacji rozptyłu mocy do oceny stanu krajowej sieci przesyłowej i sieci 110 kV w warunkach rynkowych. Materiały konferencji OPE'2003, ss. 131-138, Jachranka 2003
  136. Korab R.: Modele efektywnych taryf przesyłowych. Rozprawa doktorska. Gliwice 2003
  137. Kozubski J. J.: Wprowadzenie do badań operacyjnych. Wydawnictwo Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 1999
  138. Kremens Z., Sobierajski M.: Analiza systemów elektroenergetycznych. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1996
  139. Kujaszczyk S. i inni: Elektroenergetyczne układy przesyłowe. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1997
  140. Kwiesielewicz M.: Analityczny hierarchiczny proces decyzyjny. Nerozmyte i rozmyte porównania parami. Seria: Badania systemowe, t.2. IBS PAN, Warszawa 2002
  141. Lesz M.: Techniczno-ekonomiczne zastosowania metod programowania dynamicznego. Państwowe Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 1968
  142. Lindgren B.W.: Elementy teorii decyzji. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne. Warszawa 1977
  143. Luenberger D.G.: Linear and Non-Linear Programming. Addison-Wesley Publishing Company, 1984
  144. Machowski J., Bernas S.: Stany nieustalone i stabilność systemu elektroenergetycznego, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1989
  145. Malina A., Pawełek B.: Wanat S., Zeliaś A.: Statystyczne metody oceny ryzyka w działalności gospodarczej. Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Krakowie, Kraków 1998
  146. Malko J.: Optymalizacja struktur mocy wytwórczych na rynku lokalnym. Rynek Energii 5(12), 1997
  147. Malko J.: Optymalizacja struktury sieci w warunkach rynkowych. Dokument Zespołu Zadaniowego 05.10 Komitetu Studiów 38 CIGRE. Biuletyn PTOSPEE, Warszawa 2001
  148. Marginal Costing within Transmission Networks Optimal Power Flow, MCTN User's Manual, Prepared by Laurits R. Christensen Associates, Inc. for EPRI, December 1998
  149. Maruejols N.: Long Term Planning under Uncertainties. EDF 2001
  150. MATPOWER user's manual. Cornell University, Ithaca 2004
  151. Methodology for Economic Assessment of Transmission Plans Within Unbundled Power Markets developed for Polish Power Grid Company. Final Report. EPRI. Madison-Warsaw 2002 (praca niepublikowana)



152. Methodology, generation planning criteria and assumptions. Office of Science and Technology, USA, Washington 2005
153. Meyer D., Ringeissen V., Sellier J.L., Vialas C.: Stochastic Producing Costing and Network Analysis Simulation. EDF R&D. France, 2001
154. Mielczarski W. i inni: Rozwój systemów elektroenergetycznych. Wybrane aspekty. Instytut elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, Łódź 2004
155. Mielczarski W.: Rynki energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczno-ekonomiczne. ARE S.A. i Energoprojekt S.A., Warszawa 2000
156. Mińczuk A., Domaszewska I., Marzecki J.: Metody komputerowego projektowania optymalnych struktur i konfiguracji sieci wielokrotnie zamkniętych. Centralny Program Badań Podstawowych 02.18: Wybrane zagadnienia poznawcze energetyki. Politechnika Warszawska, Instytuty Elektroenergetyki, 1987-1988 (praca niepublikowana)
157. Mińczuk A., Parol M., Prystupa K.: Metody komputerowego projektowania optymalnych struktur i konfiguracji sieci wielokrotnie zamkniętych. Centralny Program Badań Podstawowych 02.18: Wybrane zagadnienia poznawcze energetyki. Politechnika Warszawska, Instytuty Elektroenergetyki, 1989-1990 (praca niepublikowana)
158. Momoh J.A., El-Hawary M.E., Adapa R.: A review of selected optimal flow literature to 1993. IEEE Transactions on Power Systems, February 1999
159. Monticelli A., Pereira M.V.F., Granville S.: Security constrained optimal power flow with post-contingency corrective scheduling. IEEE Trans. on Power Systems, Feb. 1987
160. MUST - Managing and Utilizing System Transmission, Version 4.01, Power Technologies, Inc., November 2000
161. Nasiłowski M.: System rynkowy. Podstawy mikro- i makroekonomii. Key Text, Warszawa 1998
162. Ocena wartości rynkowej energii elektrycznej produkowanej przez elektrociepłownię Kraków SA, Partner na Rynku Energii Sp. z o.o., Warszawa czerwiec 1997 (praca niepublikowana)
163. Określenie zakresu niezbędnych inwestycji lub zmian układu sieciowego na terenie OESP Katowice dla osiągnięcia wymaganych przez KDM minimów pracy elektrowni. PSE SA, Warszawa 1998 (praca niepublikowana)
164. Online Documentation PSS/E-27, Power Technologies, Inc., December 2000
165. Optimal network planning in an open market. Optimal structure in an open market environment. CIGRE, 1998
166. Overbye T.J.: Estimating the Actual Cost of Transmission System Congestion. 36th Hawaii International Conference on System Sciences, January 2003
167. Overbye Th., Cheng Xu, Sun Yan: A Comparison of the AC and DC Power Flow Models for LMP Calculations. Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences, January 2004



168. Parker C., Stewart J.: Development of Transmission Planning Techniques in a market Environment and Application to a Project in Australia. CIGRE 2000, Article 37-110
169. Parker C.J., Steward J.R.: Development of transmission planning techniques in a market environment and application to a project in Australia. Session 2000 CIGRE 37-110
170. Parol M., Baczyński D.: Algorytmy ewolucyjne w analizie niezawodności zasilania węzłów sieciowych 11 kV. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’2001, ss. 291-300, Gdańsk-Jurata 2001
171. Parol M., Baczyński D.: NZW110 – program komputerowy do wyznaczania miar niezawodności zasilania węzłów sieci 110 kV. Politechnika Warszawska. Instytut Elektroenergetyki. Warszawa 2000
172. Parol M.: Optymalizacja konfiguracji sieci elektroenergetycznych wielokrotnie zamkniętych 110 kV za pomocą adaptacyjnych technik ewolucyjnych. Politechnika Warszawska, Prace Naukowe Elektryka z. 126, Warszawa 2003
173. Paska J., Bargiel J., Goc W., Sowa P.: Niezawodność systemu elektroenergetycznego a jakość energii elektrycznej. Rynek Energii 5(30), 2000.
174. Paska J., Goc W.: Survey Assessment Of Customer Supply Reliability And Quality. Proceedings of 7th International Conference „Electrical Power Quality And Utilisation”. September 17-19, 2003, ss. 63-70, Cracow, Poland
175. Paska J., Momot A., Bargiel J., Goc W.: Application of TRELSS and Value Based Transmission Reliability Approach at Polish Power Grid Company. Proceedings of 6th International Conference "Electrical Power Quality and Utilization", pp. 487-493, Kraków September 19-21, 2001
176. Paska J.: Niezawodność systemu elektroenergetycznego, jej wskaźniki i ocena. Elektroenergetyka – Technika, Ekonomia, Organizacja, nr 4 1995
177. Paska J.: Ocena niezawodności systemu przesyłowego SEE. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’1999, ss. 185-192, Gdańsk-Jurata 1999
178. Paul J.P., Bell K.R.W.: An operational methodology to assess static and dynamic security of Power Systems facing a large variety of uncertainties. Bulk Power System Dynamics and Control V, August 26-31, 2001, Onomichi, Japan
179. Peterson K.: Competitive Wholesale Markets and Reliability: The new Planning Challenge. CIGRE SC 38 Symposium – Colloquium „Power Systems in 21 St Century”, Vancouver 12 July 2001
180. Petrosjan L. A. and Mazalov V. V.: Game theory and applications. Nova Science Publishers, Huntington 2001
181. Pilipovic D.: Energy Risc. McGraw-Hill Companies, New York, Chicago, San Francisco, Washington, D.C. Auckland, Bogota, Caracas, Lisbon, London, Madrid, Mexico City, Milan, Montreal, New Delhi, San Juan, Singapore, Sydney, Tokyo, Toronto, 1998

182. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną PSE SA. PSE SA, Warszawa, wrzesień 2000 (praca niepublikowana)
183. Polityka energetyczna Polski do roku 2025. Ministerstwo Gospodarki i Pracy, Warszawa 2005
184. Popczyk J., Błaszczyk A., Kołakowski T.: Przekroczenia dopuszczalnych prądów zwarciovych w sieciach 110 kV. *Energetyka* nr 4, 1982
185. Popczyk J., Błaszczyk A.: Modele statystyczno-probabilistyczne wielkości zwarciovych w sieciach rozdzielczych 110 kV. Materiały konferencji „Optymalizacja projektowania i eksploatacji systemów i urządzeń elektrycznych”. Politechnika Warszawska, Warszawa 1980
186. Popczyk J.: Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1991
187. Poradnik Inżyniera Elektryka. Tom 3, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2005
188. Porównawcza analiza techniczno-ekonomiczna możliwości i uwarunkowań budowy linii 400 kV jedno- i dwutorowej po trasie istniejącej linii 220 kV Miłosna-Ostrołęka oraz wykonania remontu tejez linii. Energoprojekt Kraków SA, Kraków sierpień 1998 (praca niepublikowana)
189. Power System Analysis Package. EPRI, May 2002
190. Power System Reliability Analysis: Application Guide. CIGRE WG 03 of SC 38 (Power System Analysis and Techniques), Paris 1987
191. Program i koncepcja rozwoju krajowej sieci przesyłowej w horyzoncie 2020r. (synteza), PSE SA, Warszawa 1996 (praca niepublikowana)
192. Program rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej. EPC SA., Warszawa 2001-2005 (praca niepublikowana)
193. Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa 2004 (praca niepublikowana)
194. Projekt techniczny platformy PRiMSP. EPC S.A., Warszawa 2005 (praca niepublikowana)
195. Rajaraman R., Kirsch L. D., Alvarado F. L., Clark C.: Optimal Self-Commitment Under Uncertain Energy and Reserve Prices, Next Generation of Electric Power Unit Commitment Models (eds. B. F. Hobbs at al.), Int'l Series in Operations Research and Management Science, vol. 36, Kluwer Academic Publishers, Boston, April 2001
196. Raport techniczny nr 207. Grupa robocza 12 Komitetu Studiów CIGRE, 2002
197. Raport w sprawie harmonizacji zasad podziału opłat między wytwórców i odbiorców za dostęp do podstawowych urządzeń transportowych. Fakty i dokumenty nr 1/2001

198. Ray C., Collins P., Hirons A., Friend D. : Probabilistic transmission planning in England and Wales. Proc. PMAPS IV. Vancouver, September 21-25, 1997
199. Rios M.S., Vidal P.V., Kiguel D.L.: Bus-Based Reliability Indices and Associated Costs in Bulk Power System. IEEE Transaction on Power System, vol. 13, No 3, August 1998
200. Rotger J., Felder F.: Promoting Efficient Transmission Investment . The Role of the Market in Expanding Transmission Infrastructure. TransEnergie U.S. Ltd, November 2001 (praca niepublikowana)
201. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci. Dz. U. Nr 2, poz. 6 z 2005 r.
202. Sankarakrishnan A., Billinton R.: Effective Techniques for Reliability Worth Assessment in Composite Power System Networks Using Monte Carlo Simulation. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 10, Nr 3, August 1995
203. Sankarakrishnan A., Billinton R.: Sequential Monte Carlo Simulation for Composite Power System Reliability Analysis with Time Varying Loads. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 10, Nr 3, August 1995
204. Schweppe F., Caramanis M., Tabors R., Bohn R.: Optimal Spot pricing: Practice and Theory. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, No. 9, September 1982
205. Sengbusch K.: Influence of Planning Uncertainties on the Extension of 110 kV Networks. Institute of Power Systems and Power Economics, Aachen University of Technology, 2001
206. Siwy E., Żmuda K.: Przepustowość termiczna linii napowietrznych na potrzeby bieżącej eksploatacji, projektowania oraz planowania rozwoju sieci elektroenergetycznych. Materiały konferencji Sieci'2004, ss. 341-346, Wrocław 2004
207. Sowa P., Bargiel J., Goc W., Paska J.: Power system reliability in local subsystem co-working with power system network. International Conference. Singapore, November 2004
208. Sozański J.: Niezawodność systemu elektroenergetycznego i jakość energii. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1990
209. Stachurski A., Wierzbicki A.: Podstawy optymalizacji. PWN, Warszawa 2001
210. Stott B., Alsac O., Monticelli A.J.; Security analysis and optimization. IEEE, Dec. 1987
211. Straffin Philip D.: Game theory and strategy. Scholar, Warszawa 2004
212. Strategia rozwoju elektroenergetyki w zakresie podsektorów przesyłu i dystrybucji. EPC S.A., Warszawa 2004
213. Strategia rozwoju energetyki odnawialnej. Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2000
214. Studium rozwoju podsystemu wytwarzania energii elektrycznej w Polsce (ZPR-1). PSE SA, Warszawa 1994

215. Takala J.: Analysing and synthesising multifocused manufacturing strategies by analytical hierarchy process. International Journal of Manufacturing Technology and Management. University of Vaasa, Finland, Vaasa 2002
216. Tarczyński W., Mojsiewicz M.: Zarządzanie ryzykiem. Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2001
217. Task Force 05 of Study Committee 38. Techniques for Power System Planning under Uncertainties. CIGRE. 1998
218. Thomas H. Cormen, Charles E. Leiserson, Ronald L. Rivest: Wprowadzenie do algorytmów. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2001
219. Toczyłowski E.: Optymalizacja procesów rynkowych przy ograniczeniach. Exit, Warszawa 2002
220. TPLAN 8.5.1. Shaw Power Technologies, Inc. New York 2005
221. TPLAN Users' Guide, Version 8.3, Power Technologies, Inc., August 2001
222. Transmission Reliability Evaluation of Large Scale Systems, User's Reference Manual, EPRI, 1995.
223. UC-OPF-GRS SOFTWARE ENGINE. USA, Christensen Associates, Madison 2003 (praca niepublikowana)
224. User's Reference Manual of PSLF. General Electric, 1996
225. Using PLEXOS for Power Systems - version 4.09. Elan Energy Consulting BV, 2001
226. Uwarunkowania techniczne i ekonomiczne uczestnictwa Elektrowni Bełchatów na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Elektrownia Bełchatów SA, 1999 (praca niepublikowana)
227. Vose D.: Quantitative Risk Analysis: A Guide to Monte Carlo Simulation Modelling. John Wiley & Sons 1996
228. Waanders B., Bartlett R., Long K., Boggs P., Salinger A.: Large Scale Non-Linear Programming for PDE Constrained Optimization. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, October 2002
229. Wagner H. M.: Badania operacyjne. Zastosowania w zarządzaniu. Państwowe Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 1980
230. Ward C., Bell K., May A., Roddy P.: Transmission Capacity Planning in an Open Energy Market. CIGRE 2000, Article 37-109
231. Ward C.: Transmission Capacity Planning in an Open Energy Market. Proc. CIGRE Symposium on Working Plant and Systems Harder. London, June 7-9, paper 100-06, 1999
232. Weber J.D.: Implementation Of A Newton-Based Optimal Power Flow Into A Power System Simulation Environment. University of Wisconsin - Platteville, 1995
233. Wiśniewski J.W.: Badania operacyjne w zarządzaniu. Wydawnictwo GRAVIS, Toruń 2002

234. Wytyczne programowania rozwoju sieci rozdzielczych (sieci 110 kV, SN i nN). Instytut Energetyki, Zakład Sieci Rozdzielczych, Katowice, 1986
235. Zdun Z.: Algorytmy podstawowych obliczeń systemów elektroenergetycznych. Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1979
236. Zerka M.: Mechanizmy rynkowe w elektroenergetyce – zagadnienia wybrane. Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii, Warszawa 2001
237. Zerka M.: Strategie na rynkach energii. Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii Warszawa 2003
238. Zimmerman R., Gan D.: MATPOWER – a MATLAB Power System Simulation Package Version 2.0, Cornell University, December 1997
239. Zintegrowany program rozwoju źródeł energii elektrycznej do roku 2020 (ZPR-2). PSE SA, Warszawa 1997
240. Zintegrowany program rozwoju źródeł energii elektrycznej-założenia i wstępne wyniki drugiej pętli obliczeniowej. Materiały seminarium, Warszawa listopad 1996
241. Żmuda K., Korab R.: Modele opłat przesyłowych za wykorzystanie sieci oparte na krótkookresowym koszcie krańcowym energii elektrycznej w węzłach sieci. Materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’2003, ss. 181-188, Jurata 2003



# **OPTIMALIZACJA STRATEGII ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ W WARUNKACH RYNKOWYCH Z UWZGLĘDNIENIEM RYZYKA**

## **Streszczenie**

Rozwój rynku energii elektrycznej powoduje konieczność zmiany podejścia metodycznego do planowania rozwoju sieci przesyłowej. Zagadnienie jest szczególnie ważne w obliczu obserwowanego na świecie zmniejszania się tempa rozwoju sieci przesyłowej przy zwiększeniu się częstości występowania wielkich awarii systemowych. Celowość optymalizacji planowania rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej z uwzględnieniem ryzyka wynika przede wszystkim z płynących z tego tytułu korzyści ekonomicznych. Mogą one sięgać kwot wynikających ze zmniejszenia kosztów ograniczeń przesyłowych - w przypadku trafnego przygotowania sieci do fizycznej realizacji transakcji zawartych na rynku energii elektrycznej, poprzez nakłady na pojedyncze obiekty sieciowe - w przypadku zapobiegnięcia realizacji nietrafionych inwestycji, do kwot wręcz niewyobrażalnych, wynikających z braku zasilania milionów odbiorców (pomijając skutki społeczne, w tym zagrożenie zdrowia i życia) - w przypadku zapobiegnięcia wystąpienia rozległych awarii systemowych.

W niniejszej rozprawie sformułowano zadanie optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka, określono funkcję kryterialną, opracowano metodę rozwiązania zadania optymalizacyjnego, opracowano algorytmy, przeprowadzono badania symulacyjne i przedstawiono uogólnione wnioski.

Optymalizacja strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka jest złożonym zagadnieniem techniczno-ekonomicznym. W rozprawie przedstawiono aktualny stan metod z tego zakresu ze szczególnym uwzględnieniem ich rozwoju, wymuszonego warunkami rynkowymi. Przedstawiono także wymagania techniczne i standardy jakościowe, które muszą być spełnione do zachowania bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego i właściwego zasilania odbiorców.

Uwarunkowania rynkowe w sposób zasadniczy zmieniają podejście do niektórych elementów procesu optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej. W warunkach rynkowych przede wszystkim zmienia się sposób prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego, co wpływa bezpośrednio na funkcje realizowane przez sieć przesyłową. Gospodarka rynkowa obnaża z całą ostrością miejsca występowania ograniczeń przesyłowych i pokazuje koszt, który muszą z ich powodu ponieść podmioty działające na rynku. Podstawowym celem rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej w warunkach rynkowych jest uzasadniona ekonomicznie likwidacja ograniczeń przesyłowych. Z powodu konieczności wieloletniego wyprzedzenia w podejmowaniu decyzji rozwojowych, wynikającego z długotrwałego procesu przygotowania inwestycji, a szczególnie uzyskania

decyzji lokalizacyjnych, warunki rynkowe muszą być przedmiotem symulacji, umożliwiających identyfikację ograniczeń przesyłowych w przyszłości.

Do określenia efektu ekonomicznego ze zwiększenia zdolności przesyłowej (poprzez rozwój sieci i modernizację istniejących obiektów sieciowych) zaproponowano nadwyżkę rynkową, której zmiana po zwiększeniu zdolności przesyłowej obejmuje zmianę nadwyżki sieciowej oraz zmianę kosztu wytwarzania energii elektrycznej. Nadwyżka sieciowa określana jest jako różnica między płatnościami odbiorców i płatnościami dla wytwórców na podstawie węzłowych krótkookresowych kosztów krańcowych energii elektrycznej i odwzorowuje jej operacyjne koszty przesyłu. Wartości tych kosztów zostały określone w układzie sieci przesyłowej po realizacji procedury doboru jednostek wytwórczych i optymalnego rozptywu mocy w układach normalnych (bez wyłączeń) oraz w układach z wyłączeniami elementów systemu elektroenergetycznego. W rozprawie przedstawiono przykład wpływu rozbudowy sieci przesyłowej na wartości tych kosztów w postaci wykresów ich wartości, a także ich histogramów.

Jednym z ważniejszych przyczyn ryzyka w optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej jest niepewność stanów pracy systemu elektroenergetycznego. Obejmuje ona niepewność przyszłych warunków pracy, a także niepewność danych wejściowych w procesie optymalizacji. Uwarunkowania rynkowe są przyczyną pogłębienia się tych niepewności. Oddzielnym źródłem niepewności są stany awaryjne pracy systemu elektroenergetycznego, polegające na wyłączeniu jego elementów lub skokowym zmniejszeniu ich zdolności wytwórczych i przesyłowych. Podejmowanie decyzji inwestycyjnych z uwzględnieniem tej niepewności wymaga przeprowadzenia wszechstronnej analizy symulacyjnej. W niniejszej rozprawie do symulacji stanów losowych systemu elektroenergetycznego, obejmujących zmienne ciągłe i dyskretne, zaproponowano metodę *Latin Hypercube Sampling*. Metoda ta jest oszczędną techniką próbkowania, która jest szczególnie efektywna przy ocenie niepewności dla programów symulacyjnych wielkiej skali, jakim jest niewątpliwie zbiór możliwych stanów pracy systemu elektroenergetycznego. Metoda *Latin Hypercube Sampling* w pełni odwzorowuje wielowymiarową nieokreśloność, redukując równocześnie znacznie liczbę koniecznych symulacji. W rozprawie przedstawiono wpływ losowań metodą *Latin Hypercube Sampling* na wartości węzłowych krótkookresowych kosztów krańcowych energii elektrycznej w postaci wykresów wartości tych kosztów, a także ich histogramów.

Do uwzględnienia niepewności przyszłych warunków pracy sieci przesyłowej zaproponowano podejście scenariuszowe, a w analizie optymalizacyjnej, uwzględniającej tę niepewność, zastosowano kryteria decyzyjne: wartości oczekiwanej, Hurwitza i minimum.

W niniejszej rozprawie, po raz pierwszy w takim zakresie, do estymacji ryzyka w procesie optymalizacji strategii rozwoju i modernizacji sieci przesyłowej zastosowano bezpośrednio i pośrednio metody uwzględnienia ryzyka: margines bezpieczeństwa

równoważnik pewności, wartości przeciętne, odchylenia standardowe i współczynniki zmienności statystycznej, także semiwartości przeciętne, semiodchylenia i współczynniki semizmienności wskaźników efektywności ekonomicznej, poziom bezpieczeństwa i poziom aspiracji, a także analizy: wrażliwości, scenariuszy i symulacyjne. W ramach niniejszej rozprawy wyznaczono także krzywą obojętności, pokazującą konieczny stopień zwiększenia efektów wynikających z budowy obiektów sieciowych bądź ich modernizacji w celu uzyskania ekonomicznego uzasadnienia ich realizacji przy zwiększonym ryzyku przepływów finansowych, mierzonym wartością współczynnika ich zmienności statystycznej.

W ramach analizy wrażliwości przedstawiono przykłady wpływu zmiany kosztów paliwa oraz zmiany obciążeń w węzłach odbiorczych na wartości bieżące netto przepływów finansowych wybranych inwestycji. Wynikiem przeprowadzonej analizy symulacyjnej są histogramy oraz dystrybuanty wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji.

Jako uzupełnienie analizy ryzyka inwestycyjnego przedstawiono wyniki analizy ryzyka powstania wielkiej awarii systemowej w warunkach statycznej pracy systemu elektroenergetycznego dla układu sieciowego bez rozbudowy oraz z przewidywaną przez Operatora Systemu Przesyłowego rozbudową sieci przesyłowej do 2015 r. Określono także kapitałochłonność zmniejszenia ryzyka powstania wielkich awarii systemowych poprzez rozbudowę sieci przesyłowej.

# **OPTIMISATION OF STRATEGY FOR THE TRANSMISSION SYSTEM DEVELOPMENT UNDER MARKET CONDITIONS WITH CONSIDERATION OF RISKS**

## **Abstract**

The development of electricity market in Poland necessitates a change in the methodological approach to the transmission system development planning. This problem is of a special significance in view of the worldwide slowdown in the rate of the transmission grid development with a parallel increase in the frequency of major system contingencies. The optimisation of the transmission system development planning and modernisation with consideration of risks is primarily justified by the economic benefits derived from it. These may be as large as the amounts which are saved by reducing the congestion cost – where the network is properly prepared for the physical execution of transactions concluded in the electricity market, investment in individual network facilities – where implementation of inappropriate investment projects is avoided, or the almost unimaginable costs of interruptions in power supply to millions of customers (apart from the social consequences, such as health and life hazard) – where large system outages are prevented.

As part of the present work, the problem of optimisation of the strategy for the transmission system development planning and modernisation under market conditions with consideration of risks has been formulated, the criterion function has been defined, a method for the solution of the optimisation problem has been devised, algorithms have been developed, simulations have been performed and general conclusions presented.

Optimisation of the strategy for the transmission system development under market conditions with consideration of risks is a complex technical and economic problem. The dissertation presents the state-of-the-art methodology in this field, with special emphasis on development as required by market conditions. It also describes the technical requirements and quality standards which must be met to maintain secure operation of the power system and adequate power supply.

Market conditions are a factor which has an essential impact on the approach to some elements of the transmission system development and modernisation strategy optimisation process. What changes primarily under market conditions is the manner of the power system operation, which directly affects the functions carried out by the transmission system. The market economy sharply reveals the points where transmission constraints occur and shows the associated cost that is passed on to market participants. The chief purpose of the transmission system development and modernisation under market conditions is the economically justified removal of congestion. Because the development decisions must be made many years in advance, which is due to the long-lasting process of investment project preparation and, in particular, the long periods before siting decisions are taken, market



conditions must be modelled by means of simulations enabling the identification of transmission constraints in the future.

The proposed metric defining the economic effect of the increase in transmission capacity (achieved via development of networks and modernisation of the existing network facilities) is the market surplus, whose change following the increase in transmission capacity comprises the network surplus change and the change in the electricity generation cost. The network surplus is defined as the difference between amounts paid by customers and amounts paid to generators, based on nodal short-run marginal costs of electricity, and it reflects the operating cost of transmission. The values of these costs have been defined for the transmission system configuration after completion of generating unit commitment and optimal load flow procedures in the normal (i.e. without outages) operational configuration and in configurations characterised by outages of the power system components. The dissertation presents an example of the effect of the transmission system development on the value of these costs (charts and histograms illustrating the different cost values).

One of the chief sources of risks in the optimisation of the transmission system development planning and modernisation strategy is the uncertainty as to the operational conditions of the power system. This includes both the uncertainty as to future operating conditions and the uncertainty as to input data used in the optimisation process. The market conditions further aggravate these uncertainties. A separate source of uncertainty are emergencies in the power system, which involve outages of its components or a sharp decrease in the available generating and transmission capacities. Investment decisions which take this uncertainty into account require a thorough simulation-based analysis. This dissertation proposes the Latin Hypercube Sampling method for simulation of random states of the power system, based on continuous and discrete variables. This sampling technique is particularly efficient when uncertainty assessment for large-scale simulation programmes is the case, such as the set of possible operational states of the power system. Latin Hypercube Sampling fully reflects the multidimensional indeterminacy while considerably reducing the number of necessary simulations. The dissertation presents the effect of Latin Hypercube Sampling on the values of nodal short-run marginal costs of electricity, shown in the form of charts and histograms of the respective cost values.

In order to accommodate the uncertainty of future operating conditions in the transmission system, a scenario-based approach has been proposed, while in the optimisation analysis, which takes the uncertainty concerned into account, decision criteria were used: the expected value, Hurwitz and minimax.

This dissertation, for the first time to such an extent, makes use of direct and indirect methods for risk estimation in optimisation of the transmission system development and modernisation strategy, such as: the security margin, certainty equivalent, expected values, standard deviations and coefficients of variation, as well as expected semi-values, semi-deviations and semi-variation coefficients for economic efficiency indicators, security level



and aspiration level, as well as: sensitivity, scenario and simulation analyses. Also the indifference curve has been determined, which shows the necessary extent to which the effects of the construction/modernisation of network facilities must be increased so that the construction/modernisation projects are economically justified when the cash flow risk, measured by the statistical variation coefficient, is increased.

As part of the sensitivity analysis, examples of the impact of a change in the fuel cost and a change of load in load buses on the net present values (NPV) of cash flow for selected projects have been presented. The result of the simulation analysis are histograms and cumulative distribution functions for the economic efficiency indicators of network projects.

As a supplement to the investment risk analysis, the dissertation presents results of the risk analysis concerning a large-scale system contingency under static operating conditions in the power system for the network configuration without and with the transmission system development planned by the Transmission System Operator by 2015. Furthermore, the dissertation determines the capital-intensity of reducing the risk of large-scale system contingencies via development of the transmission grid.

**WYDAWNICTWO POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ**  
**ul. Akademicka 5, 44-100 Gliwice; tel./fax (0-32) 237-13-81**  
**<http://wydawnictwo.polsl.pl>**

**Sprzedaż i Marketing**  
tel. (0-32) 237-18-48  
[wydawnictwo\\_mark@polsl.pl](mailto:wydawnictwo_mark@polsl.pl)

---

Nakł. 100+50	Ark. wyd. 15	Ark. druk. 11,375	Papier offset. 70x100,80g
Oddano do druku 16.05.2006 r.		Podpisano do druku 16.05.2006 r.	Druk ukończ. w maju 2006

---

Wydrukowano w Zakładzie Graficznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach, ul. Kujawska 1  
zam. 174/06

## Książki Wydawnictwa można nabyć w księgarniach

### GLIWICE

- ◆ Punkt Sprzedaży Wydawnictwa na Wydziale Górnictwa i Geologii – ul. Akademicka 2 (237-17-87)
- ◆ „FORMAT” – Akademicka 5 na Wydziale Budownictwa
- ◆ „LAMBDA” – ul. Akademicka 2 (237-21-40)
- ◆ „MERCURIUS” – ul. Prymasa S. Wyszyńskiego 14 b (032) 230-47-22
- ◆ „ŻAK” – ul. Kaszubska (budynek Biblioteki)

### BIAŁYSTOK

- ◆ Dom Książki (Księgarnia 84) – ul. Wiejska 45 c
- ◆ EKOPRESS Księgarnia Wysyłkowa - ul. Brukowa 28 (085) 746-04-95

### GDAŃSK

- ◆ EKO-BIS – ul. Dyrekcyjna 6 (058) 305-28-53

### KATOWICE

- ◆ Punkt Sprzedaży na Wydziale Transportu – ul. Krasińskiego 8
- ◆ Hurtownia „DIK” – ul. Dulęby 7 (032) 204-82-30
- ◆ Hurtownia „JERZY” – ul. Słoneczna 24 (032) 258-99-58

### KRAKÓW

- ◆ Techniczna – ul. Podwale 4 (012) 422-48-09
- ◆ Punkt Sprzedaży WND – AGH, Al. Mickiewicza 30 (012) 634-46-40

### ŁÓDŹ

- „POLITECHNIKA 100” – ul. Żeromskiego 116 PŁ.
- Hurtownia „BIBLIOFIL” – ul. Jędrzejowska 9a (042) 679-26-77

### OPOLE

- ◆ BK - „POLITECHNIKA” – Wydz. Budownictwa, ul. Katowicka 48 (077) 456-50-58 wew.333

### POZNAŃ

- ◆ Księgarnia „POLITECHNIK” – ul. Piotrowo 3 (061) 665-23-24
- ◆ Księgarnia Techniczna – ul. Półwiejska 28 (061) 659-00-38

### RYBNIK

- ◆ „ORBITA” – ul. Rynek 12
- ◆ „NEMEZIS” – ul. Hallera 26

### TYCHY

- ◆ „IJA TOURS” - ul. Piłsudskiego 10 (217-00-91 w.130)

### WARSZAWA

- ◆ Studencka – Pl. Politechniki 1 (022) 628-77-58
- ◆ Techniczna - ul. Kaliskiego 15 (022) 666-98-02
- ◆ Techniczna – ul. Świętokrzyska 14
- ◆ MDM – ul. Piękna 31

### WROCŁAW

- ◆ „TECH” – ul. Wybrzeże Wyspiańskiego 27

### ZABRZE

- ◆ Punkt Sprzedaży na Wydziale Organizacji i Zarządzania– ul. Roosevelta 26

