



**AKTUALNE PROBLEMY  
W ELEKTROENERGETYCE  
APE'13**

**XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowa  
zorganizowana przez Katedrę Elektroenergetyki  
Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
Politechniki Gdańskiej**



**IEEE  
Polska Sekcja**

Wydawnictwo Wydziału Elektrotechniki i Automatyki  
Politechniki Gdańskiej

Gdańsk 2013

## KOMITET NAUKOWY KONFERENCJI

Przewodniczący  
Ryszard Zajczyk

Członkowie:

Seddik Bacha	Jacek Malko
Janusz Białek	Jacek Marecki
Mirosław Bieliński	Józef Paska
Paweł Bućko	Stefan Paszek
Stanisław Czapp	Maciej Pawlik
Leszek S. Czarnecki	Jan Popczyk
Rafał Czyżewski	Desire Rasolomampionona
Istvan Erlich	Waldemar Rebizant
Irina I. Golub	Andrzej Reński
Piotr Kacejko	Sylwester Robak
Andrzej Kanicki	Artur Różycki
Waldemar Kamrat	Waldemar Skomudek
Józef Lorenc	Marian Sobierajski
Zbigniew Lubośny	Paweł Sowa
Jan Machowski	Zbigniew Styczyński
Krzysztof Madajewski	Zbigniew Szczerba
Henryk Majchrzak	Jacek Wańkowicz
Mark O'Malley	Artur Wilczyński
Om Malik	

## KOMITET ORGANIZACYJNY

Ryszard Zajczyk – przewodniczący (chairman)  
Agnieszka Kaczmarek – Kacprzak – wiceprzewodnicząca  
Jacek Klucznik – sekretarz naukowy  
Małgorzata Pasieczna – kierownik biura  
oraz pozostali pracownicy Katedry Elektroenergetyki

Artykuły po recenzjach zakwalifikował do druku  
Komitet Organizacyjny Konferencji

Tłumaczenia streszczeń i tytułów referatów według propozycji autorów



**PRESENT-DAY PROBLEMS  
OF POWER ENGINEERING  
APE'13**

**XVI International Scientific Conference  
organized by the Department of Electrical Power Engineering  
Faculty of Electrical and Control Engineering  
Gdańsk University of Technology**



**IEEE  
Polish Section**

Published by Faculty of Electrical and Control Engineering  
Gdańsk University of Technology

Gdańsk 2013

ISSN 1425-5766

Copyright © by PTETiS

Copyright © by Politechnika Gdańska,  
Wydział Elektrotechniki i Automatyki

First edition

## SPIS TREŚCI

SŁOWO WSTĘPNE .....	9
1. Piotr Kacejko, Paweł Pijarski Dopasowanie poziomu mocy generowanej do możliwości przesyłowych linii elektroenergetycznych <b>Matching of the generation level with the transmission capability of overhead lines</b> .....	11
2. Paweł Kubek, Edward Siwy Metody analizy przewodów htls pod względem mechanicznym i cieplnym <b>Analysis methods of htls conductors in terms of mechanical and thermal criterias</b> .....	15
3. Wiesław Nowak, Rafał Tarko Analiza możliwości lokalizacji linii 110 kV w pasie technologicznym linii 400 kV w aspekcie oddziaływań elektromagnetycznych <b>Analysis of possibility of 110 kv line location in a 400 kv line technology strip in terms of electromagnetic interaction</b> .....	19
4. Aleksander Kot Bilans mocy biernej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego <b>Balance sheet and analysis of reactive power demand in the polish power system</b> .....	23
5. Jacek Klucznik, Krzysztof Dobrzyński, Zbigniew Lubośny Optymalizacja poziomów napięć i rozpliwów mocy biernej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem logiki rozmytej <b>Voltage and reactive power load flow optimisation in the power system using fuzzy logic</b> .....	27
6. Zbigniew Lubośny, Krzysztof Dobrzyński, Jacek Klucznik Możliwości wykorzystania metody punktu wewnętrznego do optymalizacji rozpliwu mocy biernej w systemie elektroenergetycznym <b>Interior point method evaluation for reactive power flow optimization in the power system</b> .....	31
7. Marcin Połomski, Bernard Baron Optymalizacja rozpliwu mocy w systemie elektroenergetycznym z zastosowaniem nowoczesnych algorytmów optymalizacji interior point oraz non interior point <b>Optimal power flow by using modern interior point and non interior point optimization algorithms</b> .....	35
8. Irina Golub, Oleg Voitov, Evgeny Boloev <b>Preventive control of electric power system state variables by the methods of probabilistic load flow</b> Prewencyjne sterowanie zmiennymi stanu systemu elektroenergetycznego w oparciu o probabilistyczne metody obliczeń rozpliwów mocy .....	39
9. Tomasz Okoń, Kazimierz Wilkosz Wpływ układu połączeń na estymację stanu systemu elektroenergetycznego <b>Impact of connections on power system state estimation</b> .....	43
10. Artur Pasierbek Wyznaczanie parametrów modelu linii przesyłowej na podstawie wskazań dwóch synchronofazorów <b>Estimating the parameters of the model of a power line by means of using a pair of phasor measurement units</b> .....	47
11. Włodzimierz Korniluk, Piotr Petelski Bayesowskie algorytmy obliczeń symbolicznych wskaźników zawodności i niezawodności zasilania energią elektryczną <b>Ayesian algorithms to calculating symbolic rates of the unreliability and the reliability of the electric supply</b> .....	51

12.	Robert Lis, Mirosław Łabuzek Symulacja deficytów mocy biernej w sieci przesyłowej zagrożonej niestabilnością napięciową <b>Simulation of reactive power imbalances in the transmission power grid threatened by the problem of voltage instability</b> .....	55
13.	Piotr Miller, Marek Wancerz Analiza wpływu sposobu modelowania nowych źródeł wytwórczych na wskaźniki oceny stabilności systemu elektroenergetycznego <b>The way of modeling new generation sources and its effect on the power system stability evaluation parameters</b> .....	59
14.	Piotr Pruski, Stefan Paszek Obliczenia elektromechanicznych wartości własnych na podstawie przebiegów mocy chwilowej zarejestrowanych w elektrowni <b>Calculations of electromechanical eigenvalues based on instantaneous power waveforms recorded in power plant</b> .....	63
15.	Zbigniew Lubośny, Jacek Klucznik, Krzysztof Dobrzyński Estymacja wybranych parametrów modelu generatora synchronicznego z wykorzystaniem metody gradientowej <b>Estimation of selected synchronous generator parameters based on gradient method</b> .....	67
16.	Michał Bajor, Michał Kosmecki, Maciej Wilk Metoda identyfikacji parametrów dynamicznych jednostek wytwórczych na podstawie przebiegów pozakłócenio- wych <b>A method of determining generating units dynamic parameters based on dynamic response during disturbances</b> .....	71
17.	Krzysztof Księżyk, Tomasz Zdun Obliczanie prądu początkowego zwarcia w sieciach SN według normy PE-EN 60909 <b>Calculation of initial short-circuit currents in medium voltage networks according to the standard PN-EN60909</b> .....	75
18.	Robert Kowalak Modele kompensatorów energoelektronicznych do analiz pracy systemu elektroenergetycznego <b>Models of power electronic compensators for the analysis of power system operation</b> .....	79
19.	Jerzy Szczepanik, Tomasz Sieńko Nowoczesne urządzenia do kontroli rozplywu mocy w systemie elektroenergetycznym oparte na wielofazowym przekształtniku macierzowym <b>New multiphase matrix converter based device for power flow control</b> .....	83
20.	Artur Zbroński Wybór funkcji przynależności dla wyszukiwania lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej metodą zbiorów rozmytych <b>Choosing membership function for method of localization of additional reactive power sources in power grid using fuzzy logic</b> .....	87
21.	Emil Bartosiewicz, Ryszard Kowalik, Marcin Januszewski Przegląd i wybrane wyniki testów współczesnych układów koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych <b>Overview and example test results of modern pilot schemes for coordination of line distance protection relays</b> .....	91
22.	Marcin Lizer, Sylwia Wróblewska Wpływ kołysań mocy na pracę zabezpieczeń odległościowych bloku na przykładzie zakłócenia w stacji przyelektrownianej <b>Power swings impact on the power unit distance protection relays operation on the example of disturbance in power plant substation logic</b> .....	95
23.	Desire Dauphin Rasolomampionona, Ryszard Kowalik, Marcin Januszewski, Kamil Gontarz Konstrukcja i działanie przykładowego urządzenia merging unit <b>The construction and operation of some examples of merging unit logic</b> .....	99

24.	Mateusz Pustułka, Mirosław Łukowicz, Jan Iżykowski Metody lokalizacji zwarć łukowych w energetycznych liniach przesyłowych <b>Arcing faults location methods for power transmission lines logic</b> .....	103
25.	Krzysztof Glik, Desire Dauphin Rasolomampionona Wyniki testów działania układu falowej lokalizacji miejsca zwarcia w warunkach laboratoryjnych <b>Laboratory test results for the travelling wave fault location scheme logic</b> .....	107
26.	Mariusz Pawlak, Jacek Karczewski Nowa struktura elektrohydraulicznych regulatorów mocy spełniająca wymagania wdrażanego systemu lfc <b>The new structure of governor electrohydraulic power which meets the requirements of the implemented lfc-system</b> .....	111
27.	Bogdan Sobczak, Robert Rink, Rafał Kuczyński, Robert Trębski Szybkie zaworowanie turbin parowych dużych bloków jako środek zwiększenia stabilności krajowego systemu Elektroenergetycznego <b>Fast-valving of large steam turbine units as means of power system security enhancement logic</b> .....	115
28.	Dariusz Kołodziej, Jarosław Klucznik Wykorzystanie farm wiatrowych do regulacji napięcia i mocy biernej na przykładzie węzła Dunowo <b>Usage of wind farms in voltage and reactive power control based on dunowo substation example</b> .....	119
29.	Robert Małkowski, Zbigniew Szczerba Wykorzystanie możliwości regulacyjnych mocy biernej wielkich odbiorców <b>The large customer reactive power control possibilities logic</b> .....	123
30.	Bogdan Sobczak, Robert Rink Kompensacja prądowa w regulatorach napięcia generatorów systemowych <b>Load compensation in voltage regulator of large generators logic</b> .....	127
31.	Wiesław Gil, Przemysław Wronek Wdrażanie urządzeń i systemów do monitoringu i oceny jakości energii elektrycznej <b>Application of devices and systems designed to power quality monitoring and assessment logic</b> .....	131
32.	Michał Białecki, Radosław Izakiewicz, Antonina Kieleczawa, Piotr Pietras, Roman Skakowski, Wojciech Szubert, Edward Ziąja Kompleksowa obsługa obiektów przemysłowych z wykorzystaniem systemu automatyzacji master <b>Automatic control system „master” for power industry logic</b> .....	135
33.	Ryszard Pawełek, Irena Wasiak, Grzegorz Błajszczak, Marian Jurek, Jan Olak Pomiary wyższych harmoniczných napięcia w sieci 400 kV <b>Measurements of voltage harmonics in 400 kV transmission network logic</b> .....	139

## INDEKS AUTORÓW

1. Michał BAJOR.....	71	37. Wiesław NOWAK.....	19
2. Bernard BARON.....	35	38. Tomasz OKOŃ.....	43
3. Emil BARTOSIEWICZ.....	91	39. Jan OLAK.....	139
4. Michał BIAŁECKI.....	135	40. Artur PASIERBEK.....	47
5. Grzegorz BŁAJSZCZAK.....	139	41. Stefan PASZEK.....	63
6. Evgeny BOLOEV.....	39	42. Ryszard PAWEŁEK.....	139
7. Krzysztof DOBRZYŃSKI.....	7, 31, 67	43. Mariusz PAWLAK.....	111
8. Wiesław GIL.....	131	44. Piotr PETELSKI.....	51
9. Krzysztof GLIK.....	107	45. Piotr PIETRAS.....	135
10. Irina GOLUB.....	39	46. Paweł PIJARSKI.....	11
11. Kamil GONTARZ.....	99	47. Marcin POŁOMSKI.....	35
12. Radosław IZAKIEWICZ.....	135	48. Piotr PRUSKI.....	63
13. Jan IŻYKOWSKI.....	103	49. Mateusz PUSTUŁKA.....	103
14. Marcin JANUSZEWSKI.....	91, 99	50. Desire Dauphin RASOLOMAMPIONONA.....	99, 107
15. Marian JUREK.....	139	51. Robert RINK.....	127
16. Piotr KACEJKO.....	11	52. Tomasz SIENKO.....	83
17. Jacek KARCZEWSKI.....	111	53. Edward SIWY.....	15
18. Antonina KIELECZAWA.....	135	54. Roman SKAKOWSKI.....	135
19. Jacek KLUCZNIK.....	27, 31, 67	55. Bogdan SOBCZAK.....	115, 127
20. Jarosław KLUCZNIK.....	119	56. Jerzy SZCZEPANIK.....	83
21. Dariusz KOŁODZIEJ.....	119	57. Zbigniew SZCZERBA.....	123
22. Włodzimierz KORNILUK.....	51	58. Wojciech SZUBERT.....	135
23. Michał KOSMECKI.....	71	58. Rafał TARKO.....	19
24. Aleksander KOT.....	23	60. Robert TRĘBSKI.....	115
25. Robert KOWALAK.....	9	61. Oleg VOITOV.....	39
26. Ryszard KOWALIK.....	91, 99	62. Marek WANCERZ.....	59
27. Krzysztof KSIEŻYK.....	75	63. Irena WASIAK.....	139
28. Paweł KUBEK.....	15	64. Maciej WILK.....	71
29. Rafał KUCZYŃSKI.....	115	65. Kazimierz WILKOSZ.....	43
30. Robert LIS.....	55	66. Przemysław WRONEK.....	131
31. Marcin LIZER.....	95	67. Sylwia WRÓBLEWSKA.....	95
32. Zbigniew LUBOŚNY.....	27, 31, 67	68. Artur ZBRÓŃSKI.....	87
33. Mirosław ŁABUZEK.....	55	69. Tomasz ZDUN.....	75
34. Mirosław ŁUKOWICZ.....	103	70. Edward ZIAJA.....	135
35. Robert MAŁKOWSKI.....	123		
36. Piotr MILLER.....	59		



## SŁOWO WSTĘPNE

Początki konferencji APE sięgają lat 70. ubiegłego wieku, kiedy to prof. Antoni Bogucki z Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, zainicjował i organizował w latach 1971–1993 cykl konferencji, które odbyły się pod hasłem „Aktualne problemy automatyki w energetyce”. Decyzją Komitetu Naukowego od roku 1995 konferencja miała być organizowana przez różne ośrodki naukowe. Organizacji konferencji w roku 1995 podjęła się Katedra Systemów Elektroenergetycznych Politechniki Gdańskiej. Organizatorem Konferencji był Prof. Zbigniew Szczerba. Przyjęto formułę organizacji konferencji co dwa lata oraz, że Komitet naukowy każdorazowo decyduje komu powierzyć realizację kolejnej konferencji. Kolejne Konferencje były organizowane przez Katedrę Systemów Elektroenergetycznych (lata 1995–2001) oraz Katedrę Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej (lata 2003–2011). Konferencje te były organizowane w Juracie na Półwyspie Helskim.

Komitet Naukowy w roku 2009 w dowód uznania za dotychczasową organizację cyklu konferencji APE, przyznał na stałe organizację konferencji Katedrze Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Obecna – XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” stanowi kontynuację idei konferencji branżowej elektroenergetyki. Myślą przewodnią konferencji organizowanych po roku 1995 była integracja środowisk naukowych i zawodowych polskiej elektroenergetyki. Uczestnicy konferencji to przedstawiciele uniwersytetów i uczelni technicznych oraz kadra menadżerska i techniczna koncernów energetycznych, elektrowni i elektrociepłowni oraz firm energetycznych zajmujących się szeroko rozumianą tematyką systemów elektroenergetycznych i energetycznych.

XVI Konferencja APE’13 jest organizowana pod patronatem:

Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk  
Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych – PKWSE  
Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej - PTPiREE

przy współudziale następujących podmiotów:

Partner Konferencji:	GRUPA ENERGA
Współorganizatorzy:	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. EDF Wybrzeże S.A. Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o Environmental Investments Partners III i Greenfield Wind

Komitet Naukowy sprecyzował następujące tematy preferowane:

1. Doświadczenia współpracy KSE w ramach ENTSO-E. Powiązania liniami prądu stałego.
2. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w horyzontach czasowych od sekundowych do wieloletnich. Stan obecny i środki poprawy – inwestycje, algorytmy sterowania, automatyka, prognozowanie rozwoju SEE.
3. Awarie systemowe. Możliwości ich powstania w systemach ENTSO-E i w KSE. Podział na podsystemy, wyspy; ich obrona i odbudowa.
4. Aspekty techniczne wprowadzania nowych technologii do SEE. Technologie „smart grid” w systemach elektroenergetycznych
5. Przyszłość elektrowni jądrowych i nowych technologii wytwarzania w Polsce. Problemy polityczne, społeczne, psychologiczne, ekonomiczne, techniczne i związane z bezpieczeństwem.
6. Źródła generacji rozproszonej i odnawialnej oraz ich wpływ na SEE. Elektrownie wiatrowe w SEE. Problemy techniczne, ekonomiczne, prawne. Oddziaływanie generacji rozproszonej na SEE. Mikroźródła i mikro sieci.
7. Ustalone i nieustalone stany pracy SEE. Stabilność, różne jej formy i środki ich poprawy. Jakość energii elektrycznej.
8. Sterowanie pracą SEE i jego elementów. Środki techniczne poprawiające sterowalność systemu, w tym oparte na elementach energoelektronicznych.
9. Nowe rozwiązania techniczne i doświadczenia z eksploatacji układów automatyki, sterowania, pomiarów i monitorowania. Przesył informacji w SEE. Układy WAMS/WACS w systemie.
10. Funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i usług systemowych w różnych uwarunkowaniach technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych. Rynek energii a bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego. Techniczna adekwatność i optymalizacja usług systemowych.

11. Wpływ struktury własnościowej na pracę i rozwój KSE. Przestrzenne uwarunkowania i potrzeby terytorialne związane z rozwojem systemów infrastruktury energetycznej. Uwarunkowania ekologiczne rozwoju SEE.
12. Modele gospodarki niskowęglowej, optymalizacja „energy mix”. Segmentacja podsektora wytwórczego elektroenergetyki (wielkoskalowe źródła korporacyjne, zintegrowane zasoby rozproszone, segment prokonsumencki), dynamika i perspektywy. Korytarze infrastrukturalne.

Na Konferencję zgłoszono wstępnie wiele tytułów i streszczeń referatów. Po selekcji, w materiałach konferencyjnych zamieszczono 76 referatów podstawowych, które podzielono na cztery sekcje tematyczne:

- I. Systemy elektroenergetyczne
- II. Automatyka i sterowanie
- III. Problemy rozwoju elektroenergetyki
- IV. Energetyka odnawialna i sieci elektroenergetyczne

Podobnie jak na poprzednich konferencjach, wprowadzono dwie formy prezentacji referatów – audytoryjnie oraz za pomocą posterów. Referaty - mające charakter bardziej ogólny - będą skrótowo prezentowane na posiedzeniach sesyjnych, natomiast referaty specjalistyczne - wymagające dyskusji zbliżonych do kularowych – będą prezentowane w postaci posterów na sesji posterowej. Podobnie jak na poprzednich konferencjach APE, do referatów w każdej sekcji opracowywane są referaty generalne. Referaty generalne stanowią wprowadzenie do dyskusji.

Wszystkie przyjęte referaty są opublikowane w materiałach konferencyjnych: w wersji elektronicznej na tabletach oraz w wersji papierowej w czterech numerach ActaEnergetica – każdy numer odpowiada sekcji tematycznej.

Konferencja promuje w referatach plenarnych aktualne problemy pracy systemu elektroenergetycznego. Na obecnej konferencji w referatach plenarnych zostaną przedstawione:

- Aktualne problemy funkcjonowania KSE z punktu widzenia OSP – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
- Techniczne wyzwania OSD związane z wdrożeniem rozwiązań inteligentnych sieci energetycznych – ENERGA-OPERATOR SA

W imieniu organizatorów i uczestników konferencji serdecznie dziękuję za wsparcie udzielone przez Partnera Konferencji oraz Współorganizatorów Konferencji.

Dziękuję również Panom Profesorom, którzy zgodzili się uczestniczyć w pracach Komitetu Naukowego Konferencji i za Ich pomoc w przeprowadzeniu obrad.

Jesteśmy przekonani, że tegoroczna Konferencja będzie stanowiła kolejny, zauważalny wkład w prawidłowy rozwój i poprawę jakości polskiej elektroenergetyki.

W imieniu Komitetu Naukowego życzę: autorom referatów plenarnych i sekcyjnych, referentom generalnym, przewodniczącym obrad i wszystkim uczestnikom Konferencji, owocnych obrad, ożywionych dyskusji w sekcjach, twórczych dyskusji w kularach oraz w czasie spotkań wieczornych.

*Ryszard Zajczyk*

## DOPASOWANIE POZIOMU MOCY GENEROWANEJ DO MOŻLIWOŚCI PRZESYŁOWYCH LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Piotr KACEJKO<sup>1</sup>, Paweł PIJARSKI<sup>1</sup>

1. Politechnika Lubelska,  
Wydział Elektrotechniki i Informatyki  
ul. Nadbystrzycka 38a, 20-618 Lublin, tel: 081 538 4738

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono nowy algorytm likwidowania przeciążeń prądowych linii elektroenergetycznych w trybie rzeczywistym. Polega on na połączeniu metody optymalizacyjnej z metodą śledzenia przepływów mocy, być może nieco futurystyczną, ale pozwalającą skutecznie wyeliminować powstałe przekroczenia dopuszczalnej przepustowości linii. Zadaniem tego algorytmu jest wyznaczanie cyklicznie takiej dopuszczalnej wartości chwilowej mocy generowanej w każdej farmie wiatrowej, aby wyeliminować powstałe przeciążenia, przy spełnieniu ograniczeń sieciowych.

**Słowa kluczowe:** farma wiatrowa, linie elektroenergetyczne.

### 1. WSTĘP

W ciągu ostatnich kilku lat nastąpił w Polsce gwałtowny wzrost liczby inwestorów starających się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej źródeł wytwórczych, głównie farm wiatrowych, o różnych mocach znamionowych. Przyłączenie na danym obszarze sieci kilku-kilkunastu źródeł, może znacząco wpływać na możliwość pojawiania się przeciążeń gałęzi (linii i transformatorów) zlokalizowanych w ich pobliżu lub w pewnej odległości. W związku z tym pojawia się pytanie o sposoby eliminowania powstałych przekroczeń dopuszczalnych przepustowości gałęzi w trybie on-line.

Dobrym sposobem wydaje się poddanie pracy sieci optymalizacji – maksymalizacji sumy mocy możliwej do generowania w wybranych węzłach przy spełnieniu ograniczeń sieciowych. Można określić dla każdej gałęzi liniowej zależności pomiędzy wartością prądu płynącego przez wybrany element a wektorem mocy wprowadzanych do danych węzłów sieci (oraz odbieranych z nich), przy zastosowaniu metody stałoprądowej i poddać optymalizacji, np. przy użyciu metody simplex [1], [2], [3], [4]. Innym sposobem, bardziej dokładnym, jest zastosowanie heurystycznych algorytmów optymalizacji [5], [6] i wyznaczenie maksymalnych, chwilowych wartości mocy dla wybranych węzłów sieci, w danym stanie pracy sieci, przy użyciu dowolnej metody do wyznaczania rozpyłów mocy.

Alternatywną metodą, łączącą cechy obydwu powyższych (szybkość działania, tak jak w metodzie liniowej i dokładność tak jak w przypadku metod heurystycznych),

może być wykorzystanie krokowej metody śledzenia przepływów mocy [7], która jest tematem niniejszego artykułu.

### 2. METODA ŚLEDZENIA PRZEPŁYWÓW MOCY CZYNNEJ

Metoda śledzenia przepływów mocy czynnej pozwala śledzić moc pochodzącą od wybranych źródeł, a tym samym określać wpływ ich generacji na obciążanie się poszczególnych gałęzi. Możliwe jest zatem wytypowanie tych elektrowni, które w największym stopniu odpowiadają za moc przepływającą wybraną linią czy transformatorem. Metoda ta została wprowadzona do energetyki w latach dziewięćdziesiątych [8], [9].

Wykorzystując założenia metody śledzenia przepływów mocy, moc brutto (w przypadku pominięcia strat mocy) przepływającą rozpatrywaną gałęzią  $i-l$  można wyznaczyć ze wzoru [9]

$$P_{il}^{br} \approx \frac{P_{il}}{P_i^{\rightarrow}} \times \sum_{k \in N} \hat{a}_{wik} \times P_{Gk}, \quad i \in N, l \in \alpha_i^u, \quad (1)$$

gdzie:  $\hat{a}_{wik}$  – element  $(i, k)$  macierzy  $A_u^{-1}$ ,  $A_u$  – macierz dystrybucji „pod prąd” wyznaczona na podstawie znajomości przepływów mocy, poszczególne wyrazy tej macierzy wyznacza się ze wzoru [9].

$$a_{wij} = \begin{cases} 1, & i = j \\ -\frac{|P_{ji}|}{P_j^{\rightarrow}}, & j \in \alpha_i^u, P_j^{\rightarrow} \neq 0 \\ 0, & \text{w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (2)$$

$P_{ji}$  – moc czynna w gałęzi  $ij$  (wzięta od węzła  $j$ ).

$P_{Gk}$  – moc czynna generowana w węźle  $k$ ,

$P_i^{\rightarrow}$  – moc czynna przepływająca przez węzeł  $j$ .

$P_{il}$  – moc czynna w gałęzi  $i-l$  (wzięta od węzła  $l$ ).

Korzystając z powyższego wyrażenia można obliczyć współczynnik określający wykorzystanie gałęzi  $i-l$  przez źródło zlokalizowane w węzle  $k$  (współczynnik udziałowy) ze wzoru

$$u_{il,k} = \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \times \hat{a}_{wik} . \quad (3)$$

Należy podkreślić, że węzeł  $k$ , w którym przyłączone jest źródło, nie musi mieć bezpośredniego powiązania topologicznego z gałęzią  $i-l$ .

### 3. METODA ITERACYJNEGO ŚLEDZENIA PRZEPLYWÓW MOCY

Metoda śledzenia przepływów mocy pozwala wytypować źródło, które w największym stopniu odpowiada za obciążenie danej linii. Jednak nie jest przesądzone, że po zmniejszeniu mocy generowanej w tym źródle, rozprawy mocy zmienią się w taki sposób, że linia zostanie skutecznie odciążona. Może dojść do sytuacji, w której osiągnie się skutek odwrotny, a mianowicie wzrośnie obciążenie badanej linii spowodowane zmianą rozprawy mocy w sieci. Ubytek mocy wynikający ze zmniejszenia generacji w danej elektrowni może zostać uzupełniony mocą, która dopłyne od innych źródeł lub węzła bilansującego i w efekcie pogorszy sytuację rozprawy. Innym skutkiem takiego zmniejszenia może być przeciążenie się innej (innych) gałęzi, które wcześniej nie były przeciążone. Tym samym, aby linia została skutecznie odciążona należało metodę śledzenia przepływów odpowiednio uzupełnić. W niniejszym artykule przedstawiona została modyfikacja tej metody. Ogólnie rzecz biorąc polega ona na przyjęciu stałości współczynników opisanych wzorem (3) (współczynników udziałowych) tylko w otoczeniu rozpatrywanego stanu sieci i zastosowaniu podejścia iteracyjnego.

Moce przepływające gałęziami  $i-l$ ,  $s-t$  oraz  $m-n$  w stanie ich przeciążenia można przedstawić za pomocą zależności [7]

$$P_{il} = \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \times \hat{a}_{ui1} \times P_{G1} + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \times \hat{a}_{ui2} \times P_{G2} + \dots + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \times \hat{a}_{uiN_G} \times P_{GN_G} \quad (4)$$

$$P_{st} = \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \times \hat{a}_{us1} \times P_{G1} + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \times \hat{a}_{us2} \times P_{G2} + \dots + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \times \hat{a}_{usN_G} \times P_{GN_G} \quad (5)$$

$$P_{mn} = \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \times \hat{a}_{um1} \times P_{G1} + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \times \hat{a}_{um2} \times P_{G2} + \dots + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \times \hat{a}_{umN_G} \times P_{GN_G} \quad (6)$$

Z uwagi na przeciążenie konieczne staje się ograniczenie mocy w źródłach, o sumaryczną wartość  $\Delta P$ , tak aby zmniejszyć moc przepływającą przeciążonymi liniami (odpowiednio o wartości  $\Delta P_{il}$ ,  $\Delta P_{st}$ ,  $\Delta P_{mn}$ ) do wartości eliminujących wszystkie te przeciążenia.

Wyodrębniając w każdym źródle odpowiednią wartość mocy do redukcji, zależności (4, 5, 6), w stanie bez przeciążenia (po redukcji), można zapisać w następujący sposób [7].

$$P'_{il} = \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \times \hat{a}_{ui1} \times (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{il}^{br}}{P_i^{br}} \times \hat{a}_{uiN_G} \times (P_{GN_G} - \Delta P_{GN_G}) \quad (7)$$

$$P'_{st} = \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \times \hat{a}_{us1} \times (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{st}^{br}}{P_s^{br}} \times \hat{a}_{usN_G} \times (P_{GN_G} - \Delta P_{GN_G}) \quad (8)$$

$$P'_{mn} = \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \times \hat{a}_{um1} \times (P_{G1} - \Delta P_{G1}) + \dots + \frac{P_{mn}^{br}}{P_m^{br}} \times \hat{a}_{umN_G} \times (P_{GN_G} - \Delta P_{GN_G}) \quad (9)$$

Warunek braku przeciążeń zostanie spełniony, gdy będą zachodziły zależności

$$P'_{il} \leq P_{il(dop)} , \quad (9)$$

$$P'_{st} \leq P_{st(dop)} , \quad (10)$$

$$P'_{mn} \leq P_{mn(dop)} . \quad (11)$$

Całkowita wartość redukcji mocy generowanej wyraża się wzorem

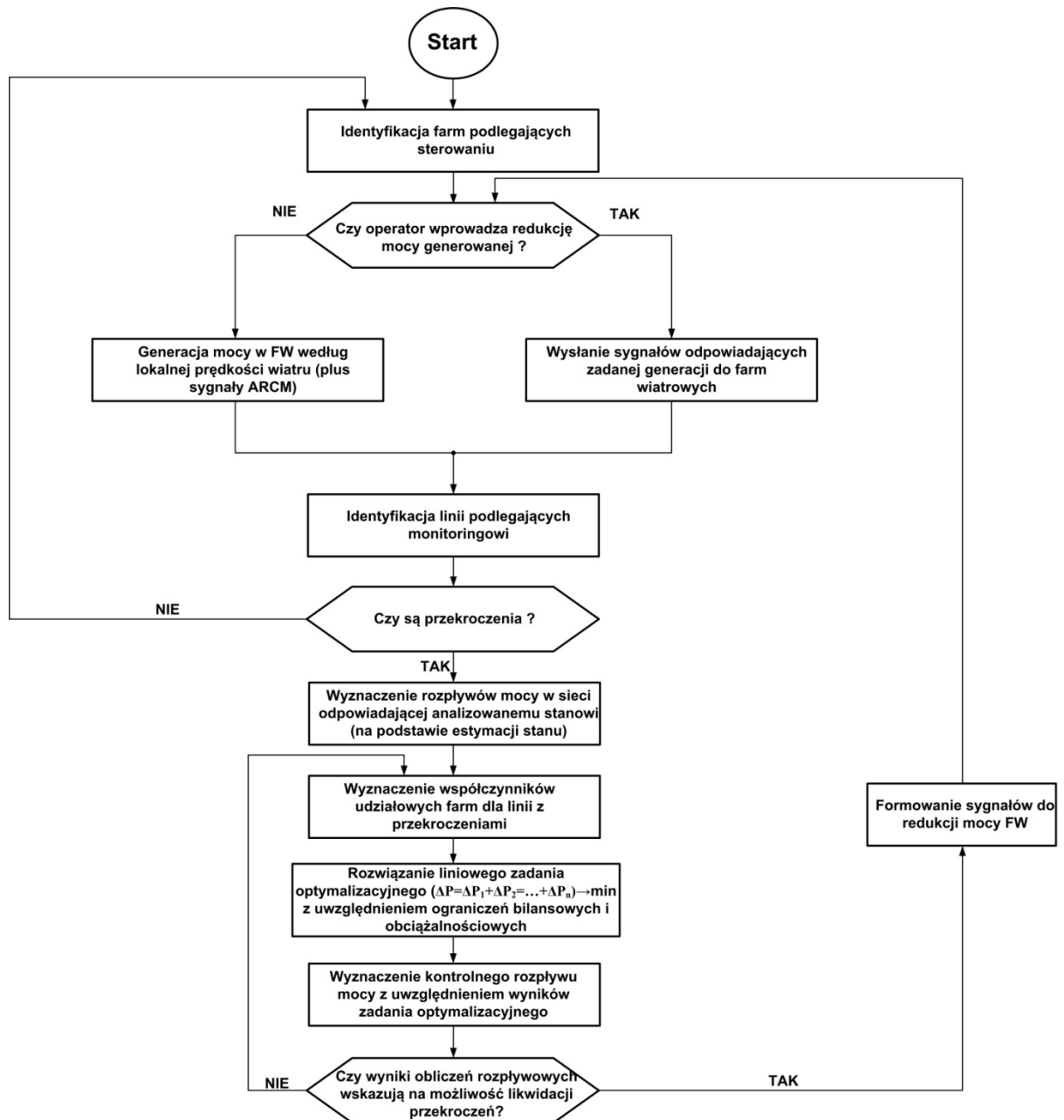
$$\Delta P = \Delta P_{G1} + \Delta P_{G1} + \dots + \Delta P_{GN_Z} \quad (12)$$

Rozpatrywane zagadnienie można potraktować jako zadanie optymalizacji liniowej z ograniczeniami, gdzie funkcja celu przyjmie postać [7]

$$F_c = \min(\Delta P_{G1} + \Delta P_{G1} + \dots + \Delta P_{GN_Z}) \quad (13)$$

Wartość mocy przepływającej daną linią (liniami) teoretycznie zależy od wszystkich źródeł w analizowanej sieci. Tak też jest w przypadku metody opisanej w niniejszym artykule. Redukcja generacji dotyczy natomiast tylko wybranych źródeł (farm wiatrowych) w analizowanym obszarze sieci. Ponieważ niektóre z nich mogą mieć współczynniki udziałowe równe zero toteż liczba tych źródeł ulega zmniejszeniu i przy poszczególnych składnikach wzorów (12) oraz (13) pojawia się indeks „ $N_Z$ ”.

Należy mieć na uwadze fakt, że w trakcie zmian mocy generowanej w poszczególnych źródłach, może dochodzić do zmian współczynników udziałowych tych źródeł w przepływie mocy daną gałęzią sieci. Istota metody śledzenia przepływów polega bowiem na wykorzystywaniu wartości mocy uzyskanych w wyniku analizy nieliniowej sieci systemu, stąd wykorzystanie jej wyników w procesie optymalizacji liniowej opisanej wyżej wiąże się z uproszczeniami, kompensowanymi następnie w kolejnych iteracjach. Na rys. 1 przedstawiono algorytm realizujący proces likwidacji przeciążeń gałęzi według niniejszej metody [7].

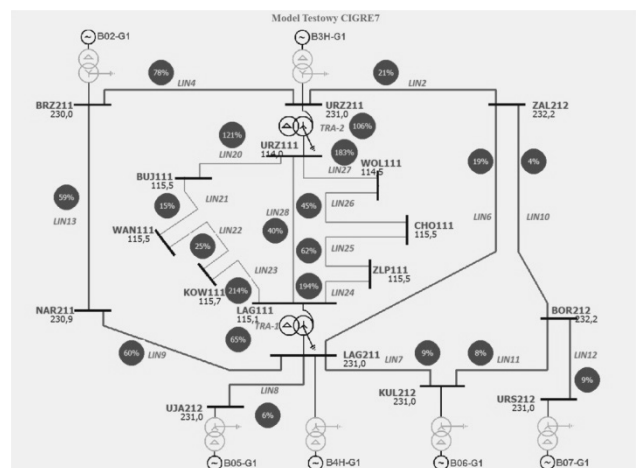


Rys. 1. Schemat blokowy algorytmu do likwidacji przekroczeń dopuszczalnej obciążalności linii [7].

#### 4. WYNIKI DLA SIECI TESTOWEJ CIGRE

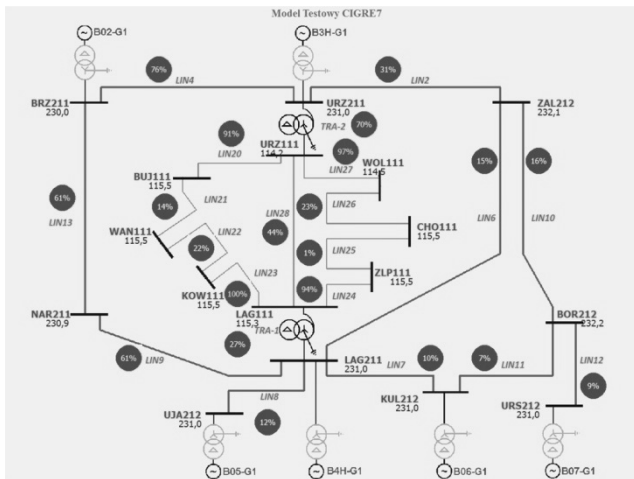
Badania przeprowadzono dla sieci testowej CIGRE. Sieć testowa CIGRE jest siecią składającą się z 12 generatorów, 17 węzłów, 19 linii oraz 2 autotransformatorów. Schemat sieci pokazany jest na poniższym rysunku. Kolorem żółtym oznaczono źródła klasyczne, natomiast kolorem czerwonym farmy wiatrowe.

Stan bazowy sieci charakteryzował się występowaniem przeciążeń pięciu gałęzi – czterech linii i jednego transformatora (rys. 2), co zostało zobrazowane procentowymi wartościami obciążenia poszczególnych gałęzi (czerwone i zielone okręgi nad i przy gałęziach). Sumaryczna moc generowana przez farmy wiatrowe wynosiła 750 MW.



Rys. 2. Stan bazowy sieci testowej CIGRE

Dla takiego stanu sieci wykonano obliczenia polegające na wyznaczeniu współczynników udziałowych dla sześciu źródeł (farm wiatrowych), a następnie przeprowadzeniu optymalizacji liniowej, w celu wyeliminowania istniejących przeciążeń gałęzi. Wyniki obliczeń przedstawione zostały na rys. 3. W jednej iteracji udało się osiągnąć stan sieci bez przeciążeń. Skuteczność metody jest więc bardzo dobra. Sumaryczna moc generowana przez farmy wiatrowe ograniczona została o wartość 154,5 MW. Jest to redukcja najmniejsza z możliwych dająca efekt skutecznego odciążenia elementów przeciążonych. Ubytek mocy w farmach wiatrowych skompensowany został przez źródła klasyczne, tak aby zachowany był bilans mocy w sieci (tablica 3).



Rys. 3. Stan sieci testowej CIGRE po obliczeniach optymalizacyjnych

Zmodyfikowana metoda śledzenia przepływów mocy łączy w sobie zalety podejścia nieliniowego (dokładność obliczeń) oraz liniowego (szybkość działania). Tym samym, z uwagi na właściwości może być wykorzystywane w trybie on-line.

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

Rozwój elektroenergetyki, wzrost liczby odbiorów o różnych charakterystykach czasowych oraz źródeł, wymusza konieczność stosowania nowych, elastycznych, adaptacyjnych metod, pozwalających w trybie rzeczywistym sterować pracą sieci elektroenergetycznej. Stare, wysłużone niekiedy, elementy systemu nie są na czas modernizowane czy też wymieniane co niekorzystnie wpływa na bezpieczeństwo pracy sieci. Dlatego też należy szukać innych sposobów na radzenie sobie z powstałymi

zagrożeniami typu np. przeciążenia dopuszczalnych przepustowości pracujących urządzeń. Oczywiście jest, że „pojemność” danej sieci jest ograniczona względami technicznymi i nie tylko, i należy ją sukcesywnie rozwijać. Niemniej jednak nie zawsze idzie to w parze z przyłączaniem nowych obiektów, które pośrednio wpływają na taką konieczność. W artykule poruszono tą problematykę. Zaproponowano metodę, na dzień dzisiejszy może nieco futurystyczną, ale pozwalającą skutecznie dopasowywać generację do przepustowości sieci, przy jednoczesnym spełnieniu ograniczeń sieciowych. Być może, wkrótce stanie się czymś normalnym wykorzystywanie zaawansowanych metod matematycznych do przewidywania przyszłych, ewentualnych zagrożeń oraz ich eliminowania.

## BIBLIOGRAFIA

1. Kacejko P., Pijarski P.: Optymalizacja rozdziału ograniczeń mocy źródeł przyłączonych do sieci zamkniętej w warunkach przekroczenia obciążalności jej elementów. Sieci 2008, 10–12 września 2008, Szklarska Poręba.
2. Kacejko P., Pijarski P.: Przyłączanie farm wiatrowych – ograniczenia zamiast przewymiarowanych inwestycji. Rynek Energii nr 1 (80), luty 2009 r., s. 10–15, ISSN 1425-5960.
3. Amborski K. Podstawy metod optymalizacji. Warszawa 1980, ISBN 978-83-7207-794-3.
4. Stadnicki J. Teoria i praktyka rozwiązywania zadań optymalizacji. WNT, Warszawa 2006, ISBN 83-204-3140-9.
5. Michalewicz Z., Fogel D. B. Jak to rozwiązać czyli nowoczesna heurystyka. WNT, Warszawa 2006, ISBN 83-204-3108-5.
6. Trojanowski K. Metaheurystyki praktycznie. Warszawa 2005, ISBN 83-88311-78-6.
7. Pijarski P.: Algorytm dynamicznego dopasowania poziomu mocy generowanej do możliwości przesyłowych linii elektroenergetycznych. Rozprawa doktorska. Politechnika Lubelska 2011.
8. Białek J.W.: Tracing the flow of electricity. IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib., vol. 143, July 1996, s. 313–320.
9. Ziemięć S.: Modele matematyczne alokacji strat przesyłu mocy metodami śledzenia przepływów mocy czynnej i biernej. Politechnika Warszawska, Prace Naukowe, elektryka z. 127. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2003, ISSN 0137-2319.

## MATCHING OF THE GENERATION LEVEL WITH THE TRANSMISSION CAPABILITY OF OVERHEAD LINES – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** wind farm, overhead lines

The article presents a new algorithm for real-time current overload clearance in power lines. It combines the optimization method with the method of load flow tracing, which may seem a little futuristic but it makes an effective clearance of the effects of exceeding the allowed transmission capability possible. The algorithm is meant for cyclical determination of such an allowed instantaneous value of the generated power in each wind farm, that the overload clearance was possible at meeting the network constraints.

## METODY ANALIZY PRZEWODÓW HTLS POD WZGLĘDEM MECHANICZNYM I CIEPLNYM – REFERAT KONFERENCYJNY

Paweł KUBEK<sup>1</sup>, Edward SIWY<sup>1</sup>

1. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, Politechnika Śląska w Gliwicach  
tel: + 48 32 237 12 52, fax: + 48 32 237 14 86, e-mail: Pawel.Kubek@polsl.pl, Edward.Siwy@polsl.pl

**Streszczenie:** Problem niskiej przepustowości termicznej dotyczy głównie starych linii napowietrznych, zaprojektowanych dla temperatury granicznej roboczej +40°C. W referacie pokazano efekty uzyskane wskutek wymiany tradycyjnych przewodów AFL na przewody HTLS w wybranych liniach WN. Artykuł zawiera przegląd zagadnień związanych z doбором odpowiedniego przewodu HTLS nadającego się do zastąpienia przewodu istniejącego. W artykule zawarto także wybrane aspekty związane z rozszerzeniem modeli mechanicznych, cieplnych i elektrycznych stosowanych dotychczas na potrzeby analiz przewodów niskozwisiowych.

**Słowa kluczowe:** modernizacja termiczna linii napowietrznych; przewody HTLS; cieplne, elektryczne i mechaniczne modele przewodów.

### 1. WPROWADZENIE

Budowa nowych linii z przewodami o większym przekroju lub z wyższymi słupami jest kosztowna oraz stwarza poważne problemy z uzyskaniem zgody właścicieli gruntów w pasie linii. Długotrwałe wyłączenie danej linii stwarza także duże utrudnienie w pracy całej połączonej sieci oraz w zasilaniu wybranych odbiorców. W Polsce i na świecie ugruntował się obecnie pogląd, potwierdzony uzyskanymi dotychczas wynikami (technicznymi i ekonomicznymi), że najlepszym rozwiązaniem jest modernizacja termiczna istniejących linii, wykonywana bez istotnych zmian w rozwiązaniach konstrukcyjnych starych linii (bez wymiany słupów i fundamentów). Umożliwiają to przewody HTLS, oferowane przez światowych producentów po konkurencyjnych cenach.

W wymaganych analizach związanych z optymalnym doбором przewodów nie zawsze wystarczające są podstawowe modele cieplne i mechaniczne stosowane do tej pory w przypadku przewodów AFL. W referacie przedstawione zostaną wybrane aspekty związane z rozszerzeniem stosowanych modeli na potrzeby analiz przewodów niskozwisiowych. Aspekty te mogą również być istotne przy zastosowaniu bezpośredniego monitoringu linii napowietrznych.

### 2. OPTYMALIZACJA KONSTRUKCJI PRZEWODU DLA MODERNIZOWANEJ LINII

Proces selekcji i optymalizacji konstrukcji przewodów nadających się szczególnie do modernizacji termicznej jest zróżnicowany dla każdej linii, przy czym na ogół ważną rolę odgrywa w nim zwis w funkcji temperatury przewodu. Nowe przewody należy umiejętnie wkomponować w istniejącą linię – słupy, wysięgniki, przewody odgromowe, odstępki izolacyjne wewnętrzne i zewnętrzne.

Optymalny dobór przewodu polega na wyborze technologii w jakiej będzie wykonany dobierany przewód HTLS, a następnie określeniu jego parametrów konstrukcyjnych. Dla przewodów bimateriałowych dobiera się parametry rdzenia oraz oplotu. W ramach danej technologii możliwe jest zróżnicowanie parametrów w zależności od wyboru materiału. Dla określonej średnicy przewodu istotna jest relacja pomiędzy przekrojem rdzenia i oplotu decydująca z jednej strony o wytrzymałości mechanicznej, a z drugiej o uzyskanej rezystancji przewodu. Biorąc powyższe pod uwagę, składowe wektora zmiennych decyzyjnych  $X$  w problemie optymalizacji, można ograniczyć do następujących parametrów:

- technologia budowy przewodu  $T$ ,
- rodzaj przewodu w danej technologii (sektorowy, z drutami okrągłymi)  $R$ ,
- klasa wytrzymałości termicznej materiału oplotu  $K_O$ ,
- klasa wytrzymałości mechanicznej rdzenia  $K_R$  (dla rdzeni stalowych),
- średnica zewnętrzna przewodu  $D$ ,
- relacja pomiędzy przekrojem rdzenia i oplotu  $A_R/A_O$ .

Daje to w konsekwencji wektor zmiennych decyzyjnych  $X$  w postaci:

$$X^T = [T, R, K_O, K_R, D, A_R/A_O].$$

Podstawowym kryterium przyjmowanym w optymalizacji konstrukcji przewodu do modernizowanej linii napowietrznej powinno być kryterium sumarycznych kosztów związanych z całym cyklem życia obiektu technicznego jakim jest modernizowana linia. Koncepcja szacowania kosztu cyklu życia *LCC* (*Life Cycle Costing*) jest przedmio-

tem coraz szerszego zainteresowania w wielu gałęziach przemysłu. Dotyczy to również energetyki. Polska norma [1] definiuje *LCC* jako łączny koszt ponoszony w cyklu życia wyrobu, obiektu itp. W przypadku modernizowanej linii formalnie będzie on obejmował grupy składników związane z samą wymianą przewodów  $K_{wym}$ , następnie eksploatacją linii  $K_{eks}$  oraz na zakończenie cyklu życia likwidacją lub ewentualnie ponowną modernizacją linii  $K_{lik}$ .

Przyjmowane ograniczenia wynikają przede wszystkim z wymaganej minimalnej obciążalności linii  $I_{dmin}$ , dopuszczalnych zwisów związanych z dopuszczalnymi odległościami  $Z_{dop}$  do ziemi i krzyżowanych obiektów oraz dopuszczalnych obciążeń mechanicznych samych przewodów i konstrukcji wsporczych w różnych warunkach pracy linii (wyrażone najczęściej w postaci dopuszczalnego naciągu przewodów  $N_{dop}$ ). Te ostatnie zależą w głównym stopniu od średnicy zewnętrznej przewodu (m.in. oblodzenie, obciążenia wiatrowe), determinują więc warunki jakie musi spełniać średnica przewodu ze względu na obciążenia mechaniczne. Dodatkowym czynnikiem wpływającym na dopuszczalną minimalną średnicę zewnętrzną przewodu  $D_{min}$  jest ulot. Oczywiście jest również, że sam przewód musi mieć odpowiedni poziom wytrzymałości mechanicznej (*RTS*) zapewniany przede wszystkim przez odpowiednią wytrzymałość rdzenia. Determinuje ona więc minimalne jego wymiary.

Przy podanych wyżej założeniach i przyjętym kryterium zadanie optymalizacji konstrukcji przewodu można sformułować następująco:

$$\left. \begin{array}{l} \min LCC(\mathbf{X}), \\ \text{przy ograniczeniach:} \\ I_d(\mathbf{X}) \geq I_{dmin}, \\ Z_{imax}(\mathbf{X}) \leq Z_{idop}, \quad \text{dla wszystkich } h \quad i \in P \\ k\% RTS(\mathbf{X}) \geq N_{jpod}, \\ N_{jmax}(\mathbf{X}) \leq N_{jdop}, \quad \text{dla wszystkich } h \quad j \in S \\ D \geq D_{min}, \\ \text{warunki dodatkowe} \end{array} \right\} \quad (1)$$

gdzie: *LCC* – sumaryczne koszty związane z cyklem życia modernizowanej linii,  $I_d$  – obciążalność prądowa linii,  $Z_{imax}$  – maksymalny zwis w *i*-tym przęśle linii,  $N_{jmax}$  – maksymalny naciąg przewodów w *j*-tej sekcji linii,  $D$  – średnica przewodu,  $S$  – zbiór sekcji odciągowych w linii,  $P$  – zbiór przęseł w linii.

### 3. MODELE CIEPLNE I MECHANICZNE WYKORZYSTYWANE W ANALIZACH

Wielkości występujące w przedstawionym powyżej zadaniu optymalizacyjnym wymagają zastosowania w analizach odpowiednich modeli cieplnych i mechanicznych. Stosowane powszechnie modele mają określone ograniczenia. Podobnie jest w przypadku monitorowania linii. Zastosowanie znanych modeli do wyznaczania np. obciążalności linii wymaga zwykle ich modyfikacji.

#### 3.1. Modele cieplne

Obecny, powszechnie stosowany w Europie, algorytm obliczeń temperatury przewodu w linii napowietrznej jest podany w raporcie CIGRE [2] i opiera się na zmierzonych w czasie rzeczywistym wartościach prędkości i kierunku wiatru, temperatury powietrza, promieniowania słonecznego

oraz prądu obciążenia linii. Jest to klasyczny model obliczeniowy dla przewodów niez izolowanych. Opisano go szerzej m.in. w [3,4]. Podobny model, dający bardzo zbliżone wyniki obliczeń, jest stosowany w USA (IEEE Standard 738-1993).

Zmierzona punktowo (np. anemometrem na słupie) prędkość wiatru nie odzwierciedla w prawidłowy sposób rzeczywistej prędkości wiatru panującej na całej długości sekcji. Ze względu na zmienny charakter wiatru spowodowany turbulencjami, ukształtowaniem powierzchni terenu itp. prędkość wiatru jak i jego kierunek są różne w różnych miejscach sekcji odciągowej. Należy więc korzystać z określonej równoważnej prędkości wiatru, która oddawałaby w prawidłowy sposób naturę chłodzenia konwekcyjnego przewodu. Można ją wyznaczyć jako:

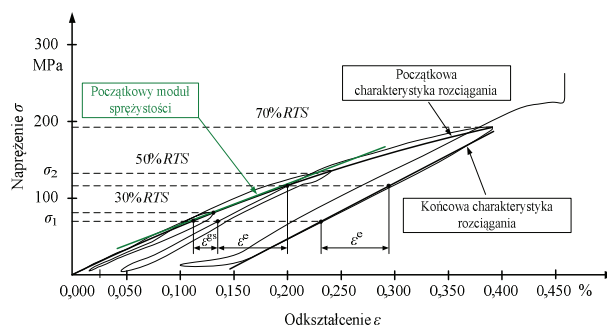
$$V_r = \frac{v}{\rho_r D} \cdot \eta \sqrt{\frac{P_k}{\pi \lambda_f (T_{pm} - T_{ot}) B_1}} \quad (2)$$

gdzie:  $v$  – kinematyczna lepkość powietrza,  $\rho_r$  – względna gęstość powietrza,  $D$  – średnica przewodu,  $B_1$  i  $n$  – współczynniki zależne od wartości liczby Reynoldsa i chropowatości powierzchni przewodu,  $P_k$  – moc cieplna oddawana przez konwekcję,  $\lambda_f$  – przewodność cieplna powietrza,  $T_{pm}$  – zmierzona wartość temperatury przewodu,  $T_{ot}$  – temperatura otoczenia

Dla zadanej dopuszczalnej temperatury granicznej przewodów  $T_{gr}$  można teraz określić jego dopuszczalną obciążalność prądową.

#### 3.2. Modele mechaniczne

Wszystkie przewody linii napowietrznych poddawane są standardowym badaniom laboratoryjnym w celu określenia ich właściwości mechanicznych. Do podstawowych prób należy próba rozciągania (*stress-strain test*), wykonywana zwykle na odpowiednio przygotowanym odcinku przewodu (zakńczonym za pomocą uchwytych odciągowych z żywicy epoksydowej) o długości ok. 12÷14 m, w kontrolowanej temperaturze występującej w laboratorium ( $T_{lab}$ ). W przypadku przewodów bimateriałowych próba ta jest wykonywana dla całego przewodu oraz dla rdzenia przewodu, co pozwala na wyznaczenie oddzielnych charakterystyk rozciągania dla oplotu i rdzenia przewodu.



Rys. 1. Przebieg próby rozciągania przewodu bimateriałowego

W Polsce, podobnie jak w większości krajów europejskich, obliczenia zwisów i naciągów tradycyjnych przewodów (AL, AFL, AAL itd.) prowadzi się do tej pory jeszcze w oparciu o najprostszy model odkształceń przewodu, nazywany modelem liniowym sprężystym (*linear elastic model*) [5]. Przewód modeluje się w nim jako liniową sprężynę o efektywnym (wypadkowym) module sprężystości  $E$  i o



efektywnym współczynnikiem wydłużenia termicznego  $\alpha$ . Pomija się wszelkie plastyczne wydłużenia przewodu. Wiadomo, że taki model obliczeń jest właściwy jedynie dla charakterystyki końcowej przewodu

W sytuacji długich i bardzo długich przeseł (w liniach przesyłowych) powyższy model jest modyfikowany w celu uproszczonego uwzględnienia odkształceń plastycznych, które modeluje się za pomocą równoważnego przyrostu temperatury przewodu. Istota modelu pozostaje jednak bez zmian, czyli odnosi się on także do końcowego stanu przewodu.

Według informacji zawartych w Broszurze Technicznej nr 324 CIGRE [5], najbardziej odpowiednie jest stosowanie modelu eksperymentalnego odkształceń plastycznych EPE (*experimental plastic elongation model*). Przewód modeluje się w nim jako nieliniową sprężynę, której odkształcenia liniowe  $\varepsilon^e$  i  $\varepsilon^p$  są funkcją naciągu i temperatury, zaś odkształcenia plastyczne  $\varepsilon^{gs}$  i  $\varepsilon^{mc}$  są funkcją naciągu ( $\varepsilon^{mc}$  jest także funkcją czasu). Odkształcenia oplotu i rdzenia przewodu są uwzględniane oddzielnie, zaś obliczenia wykonuje się dla przyjętej sekwencji zdarzeń obciążeniowych w czasie życia linii. Stosowanie metody uproszczonej (*linear elastic model*) jest dopuszczalne jedynie dla niewielkiej grupy przewodów, w których do budowy oplotu wykorzystane jest aluminium twarde lub stop aluminium Al-Mg-Si, cechujące się niewysoką temperaturą pracy ciągłej oraz stosunkowo małą nieliniowością charakterystyki początkowej.

W przewodach bimateriałowych własności związane z rozszerzalnością mechaniczną i termiczną różnią się dla oplotu i rdzenia. Istotny z punktu widzenia prowadzonych analiz może być również gradient temperatury wewnątrz przewodu. Przy dużych gęstościach prądu w zależności od warunków chłodzenia, a nawet od występującego naprężenia w przewodzie [6] temperatura oplotu może się znacznie różnić w stosunku do temperatury rdzenia przewodu. Wpływ gradientu temperatury na zwis przykładowych przewodów pokazano w tablicy 1.

Tablica 1. Wpływ gradientu temperatury na zwis końcowy trzech wybranych przewodów HTLS. Naciąg podstawowy 46750 N, przęsło 300 m,  $T_A$  – temperatura powierzchni przewodu,  $T_R$  – temperatura osi przewodu,  $f$  – zwis końcowy przewodu,  $T^2$  – fikcyjna temp. przewodu, której odpowiada obliczony zwis  $f$

Typ przewodu	$T_A$	$T_R$	$f$	$T^2$
	°C	°C	m	°C
ACCC/TW Warsaw-3 2010	35,0	40,0	8,79	35,1
		60,0	8,81	35,5
ACSS Condor UMS	39,0	44,0	8,80	40,0
		54,0	8,88	42,0
		64,0	8,96	43,8
ACCR Condor 800 T13	70,0	75,0	9,2	70,6
		85,0	9,25	72,0
		95,0	9,3	73,2

### 3.3. Wyznaczanie strat mocy i energii w liniach napowietrznych

Chwilowe straty mocy w linii napowietrznej są zależne od obciążenia i rezystancji przewodów. Aktualna temperatura przewodu, więc również jego rezystancja (liniowo zależna od temperatury), jest silnie i w sposób złożony, uzależniona od jego obciążenia prądowego oraz warunków atmosferycznych jakie panują na linii.

Zarówno prąd obciążenia, jak i przede wszystkim warunki pogodowe (w tym zwłaszcza wiatr) są wielkościami nieustannie zmieniającymi się w czasie. Z tego względu straty energii w linii przesyłowej należałoby wyznaczać z zależności:

$$\Delta E = 3 \cdot \int_0^{T_r} I^2(t) \cdot R_{20} [1 + \alpha_R (T(t) - 20)] dt, \quad (3)$$

gdzie  $T_r$  jest okresem, w którym straty te się określa. Wyznaczanie strat energii z powyższych zależności może być w praktyce uciążliwe. Wymaga ono przeprowadzenia symulacji pracy linii przy zmiennym obciążeniu w zmiennych warunkach atmosferycznych. Można się także posłużyć parametrami statystycznymi. Konieczna jest w tym przypadku znajomość wartości średniej  $I_{sr}$  oraz współczynnika zmienności statystycznej  $v_I$  prądu obciążenia oraz wartości średniej rzeczywistej temperatury przewodu  $T_{sr}$  (uzyskanej np. z wyników monitoringu linii). Straty energii są wtedy określone zależnością:

$$\Delta E = 3 \cdot I_{sr}^2 (1 + v_I^2) \cdot R_{20} [1 + \alpha_R (T_{sr} - 20)]. \quad (4)$$

Należy podkreślić, że często przy oszacowaniu strat w liniach korzysta się ze średniej wartości obciążenia i katalogowej (podstawowej) wartości rezystancji przewodów. Może to prowadzić do znacznych błędów w ocenie strat.

## 4. PRZYKŁADY MODERNIZACJI TERMICZNEJ KRAJOWYCH LINII WN

Na przestrzeni ostatnich lat, według wiedzy autorów, działania modernizacyjne zostały podjęte przez niektórych krajowych operatorów sieci dystrybucyjnej oraz operatora sieci przesyłowej. Do tej pory dokonano wymiany przewodów w kilku liniach 220 kV oraz w kilkunastu liniach 110 kV. Głównym celem modernizacji było uzyskanie maksymalnej obciążalności prądowej linii, przy zachowaniu odległości do ziemi i krzyżowanych obiektów, takich samych lub większych niż dla istniejącego przewodu aluminiowo-stalowego. Efekty uzyskane wskutek wymiany przewodów w wybranej linii 110 kV pokazano w tablicy 2.

Tablica 2. Porównanie możliwości zwiększenia przepustowości linii poprzez zastosowanie technologii przewodów HTLS w liniach 110 kV, na tle przewodu AFL-6 185 mm<sup>2</sup>

Typ przewodu	Temp. przy dop. zwisie	Obciążalność przy dop. zwisie
AFL-6 185 mm <sup>2</sup>	40°C	132 A
	60°C	392 A
	80°C	525 A
ACSS/TW Linnet hs 285	110°C	645 A
	145°C	761 A
	185°C	866 A
ACCR Linnet	110°C	663 A
	170°C	855 A
	210°C	954 A
ACCC/TW Linnet	180°C	983 A
GTACSR 190	120°C	697 A
	160°C	822 A
	200°C	925 A

W tablicy 2 podano maksymalną temperaturę pracy przewodu oraz odpowiadającą jej maksymalną obciążalność

prądową, przy której zwis każdego z proponowanych przewodów niskozwisowych nie przekracza zwisu przewodu AFL-6 185 mm<sup>2</sup> w temperaturze +40°C, a także po dostosowaniu linii z przewodami AFL do pracy w temperaturach +60°C oraz +80°C.

W celu określenia i porównania wartości strat jakie będą występować po wymianie przewodów dokonano symulacji pracy przykładowej linii w rzeczywistych warunkach pogodowych. Symulację przeprowadzono w okresie zimowym dla rzeczywistych zarejestrowanych obciążeń linii. Parametry pogodowe wyznaczono na podstawie wskazań stacji meteorologicznych zlokalizowanych w pobliżu linii. Średnia wartość temperatury otoczenia w analizowanym okresie wyniosła ok. 0°C, średnia prędkość wiatru ok. 3 m/s, przy przeciętnym zarejestrowanym obciążeniu linii na poziomie ok. 300 A. Wyniki obliczeń w postaci przesyłowych strat energii występujących w ciągu przeciętnego miesiąca okresu zimowego oraz podane w wartościach względnych odniesionych do strat występujących w istniejących przewodach przedstawiono w tablicy 3.

Tablica 3. Straty energii wyznaczone na podstawie symulacji pracy linii 220 kV w rzeczywistych warunkach pogodowych

Straty energii	Przewody istniejące	AFL-8 525 mm <sup>2</sup>	ACSS Condor UMS	ACCR Condor 800-T13	G(Z)TACSR 370	ACCC/TW Warsaw-3-2010
MWh/mc	724	501	612	616	715	485
%	100,0	69,2	84,5	85,1	98,8	67,0

## 5. PODSUMOWANIE

Obecnie wielu krajowych operatorów sieci 110 kV oraz operator sieci przesyłowej, podejmuje działania związane z przygotowaniem newralgicznych odcinków linii napowietrznych do modernizacji termicznej. Jak wykazały doświadczenia, modernizacja termiczna linii napowietrznej jest możliwa w krótkim okresie czasu (ok. 1 miesiąca) przy wykorzystaniu przewodów HTLS, w których oplot i rdzeń zbudowane zostały na bazie nowych materiałów. Modernizacja poprzez wymianę istniejących przewodów aluminiowo-stalowych na przewody niskozwisowe odbywa się zazwyczaj bez wykonywania podwyższeń czy wzmocnień konstrukcji wsporczych.

Problemem na etapie projektowania jest odpowiedni dobór przewodu. Należy go zawsze dokonywać indywidual-

nie dla konkretnego przypadku modernizowanej linii przy wykorzystaniu odpowiednich modeli cieplnych i mechanicznych.

Przedstawione w artykule przykłady wskazują na znaczne możliwości zwiększenia obciążalności przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury sieciowej. Należy jednak podkreślić, że nie jest możliwe najczęściej pełne wykorzystanie katalogowej obciążalności przewodu HTLS ze względu na ograniczenia związane z dopuszczalnym zwisem przewodów. Dotyczy to zwłaszcza wybranych pręseł krytycznych w linii.

## BIBLIOGRAFIA

1. PN-EN 60300-3-3:2006 Zarządzanie niezawodności. Przewodnik zastosowań. Szacowanie kosztu życia.
2. Thermal behaviour of overhead conductors. Technical Brochure No. 207. Working Group 22.12 CIGRE Paris 2002 (ELECTRA No.203, August 2002).
3. Żmuda K.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze. Wyd. Pol. Śl., Gliwice 2012, ISBN 978-83-7335-934-5.
4. Żmuda K., Siwy E.: Nowe metody obliczania przewodów linii napowietrznych pod względem mechanicznym i cieplnym. Nowe rodzaje przewodów, [w:] Bartodziej G., Tomaszewski M. (red.): Problemy rozległych awarii sieci elektroenergetycznych. Wydawnictwo „Nowa Energia”, Racibórz 2010.
5. Sag-tension methods of overhead lines. Technical Brochure No. 324. Task force B2.12.3 CIGRE (ELECTRA No. 232, June 2007).
6. Clairmont B., Douglas D., Inglesias J., Peter Z.: Radial and longitudinal temperature gradients in bare stranded conductors with high current densities. CIGRE 2012, Paris, B2-108.
7. Kubek P., Siwy E., Żmuda K.: Eliminacja ograniczeń przesyłowych w ciągach liniowych 110÷220 kV przy wykorzystaniu przewodów niskozwisowych. Konferencja SIECI 2012.
8. Siwy E., Żmuda K., Paszek G.: Zwiększenie możliwości przesyłowych linii napowietrznych SN i WN poprzez modernizację termiczną linii, Konferencja KABEL 2008.
9. Siwy E., Żmuda K.: Zwiększenie zdolności przesyłowej istniejących linii napowietrznych 110 kV, Przegląd Elektrotechniczny 9/2006.
10. Kubek P., Siwy E., Żmuda K.: Likwidacja ograniczeń przesyłowych ważnym problemem na polskim rynku energii. Konferencja Rynek Energii 2011.

## ANALYSIS METHODS OF HTLS CONDUCTORS IN TERMS OF MECHANICAL AND THERMAL CRITERIAS – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** increase the thermal rating of overhead lines; HTLS conductors; thermal, electrical and mechanical models of conductors

A thermal modernization allows to increase the thermal rating of the existing lines. Especially it concerns the older overhead lines designed for the +40°C temperature conductor limit. This paper presents reconductoring the attractive method of existing lines thermal modernization. Article provides an overview of issues related to the selection of HTLS conductor for thermal upgrading of existing overhead transmission lines. Some aspects related to the extension of the thermal, electrical and mechanical models used so far for analysis of HTLS conductors are presented in the paper.

## ANALIZA MOŻLIWOŚCI LOKALIZACJI LINII 110 kV W PASIE TECHNOLOGICZNYM LINII 400 kV W ASPEKCIE ODDZIAŁYWAŃ ELEKTROMAGNETYCZNYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Wiesław NOWAK<sup>1</sup>, Rafał TARKO<sup>2</sup>

1. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie  
tel: (12) 617-28-24 fax: (12) 617-48-25 e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl
2. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie  
tel: (12) 617-36-53 fax: (12) 617-48-25 e-mail: rafal.tarko@agh.edu.pl

**Streszczenie:** Artykuł dotyczy analizy możliwości lokalizacji linii 110 kV w pasie technologicznym linii 400 kV w aspekcie oddziaływań elektromagnetycznych. Analizę przeprowadzono w układzie modelowym z wykorzystaniem programu symulacyjnego *EMTP-ATP*. Rozważono zarówno warunki budowy linii 110 kV, jak i jej późniejszej eksploatacji, w stanie pracy normalnej oraz zwarcie w linii 400 kV. Wyznaczono spodziewane w tych warunkach w linii 110 kV napięcia dotykowe i prądy rażeniowe.

**Słowa kluczowe:** napowietrzne linie elektroenergetyczne, oddziaływanie elektromagnetyczne, projektowanie

### 1. WSTĘP

Problem oddziaływania elektromagnetycznego linii elektroenergetycznych nie jest zagadnieniem nowym. Już w latach 1880–1890, zaobserwowano zjawisko negatywnego wpływu budowanych wówczas linii napowietrznych na obwody telekomunikacyjne. Od tego momentu aż do chwili obecnej problem pól elektromagnetycznych i ich oddziaływań pozostaje ważnym elementem zarówno projektowania, jak i eksploatacji obiektów elektroenergetycznych [1].

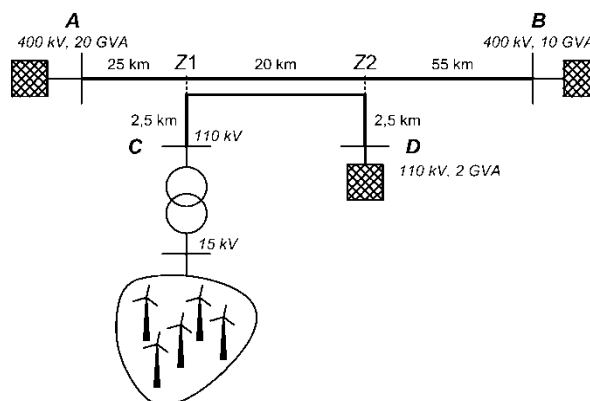
Oddziaływanie pól elektromagnetycznych rozpatrywane jest w dwóch podstawowych aspektach. Pierwszy z nich to wpływ pól na organizmy żywe i zagrożenia z tego wynikające. Drugi aspekt – stricte techniczny – dotyczy oddziaływań, których skutkiem są napięcia i prądy indukowane w obiektach zbliżonych do obiektów elektroenergetycznych.

Oddziaływanie linii elektroenergetycznych (np. [2, 3, 4]) na inne linie elektroenergetyczne nie było przedmiotem szczególnych zainteresowań, co wynikało przede wszystkim z faktu minimalizowania skutków oddziaływań przez unikanie zbyt długich odcinków zbliżeń oraz przyjmowania odpowiednich wartości kątów skrzyżowań.

Trudności w budowie nowych linii elektroenergetycznych wymuszają poszukiwanie koncepcji projektowych, np. w postaci usytuowania linii w pasie technologicznym linii istniejącej. Przedmiotem niniejszego artykułu jest analiza możliwości realizacji właśnie takiej koncepcji.

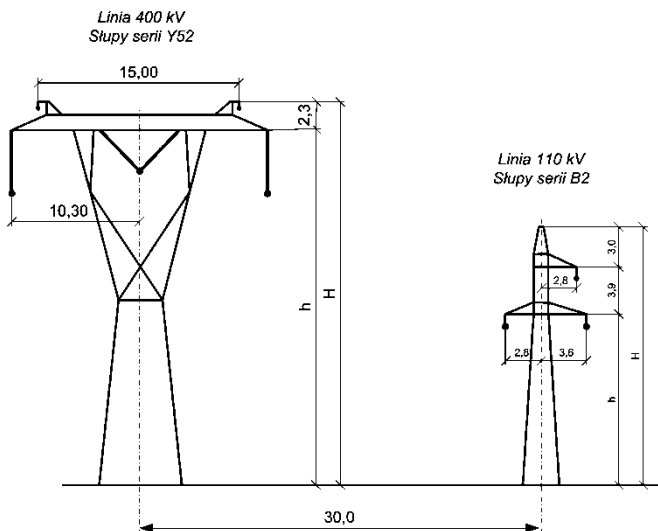
### 2. CHARAKTERYSTYKA ROZWAŻANEGO UKŁADU

Przedmiotem analizy jest układ przedstawiony na rysunku 1. Stanowią go dwie jednotorowe linie elektroenergetyczne: o napięciu 400 kV (linia istniejąca) i 110 kV (linia projektowana). W odległości 25 km od rozdzielni *A*, planowane jest poprowadzenie na długości 20 km (odcinek *Z1–Z2*) trasy linii 110 kV w pasie technologicznym linii 400 kV, który zgodnie z dokumentem [5] ma szerokość 70 metrów (po 35 m od osi linii w obie strony). W rozważanej koncepcji usytuowania linii 110 kV odległość pomiędzy osiami linii wynosi 30 m – rysunek 2.



Rys. 1. Schemat linii 110 kV zblizonej do linii 400 kV

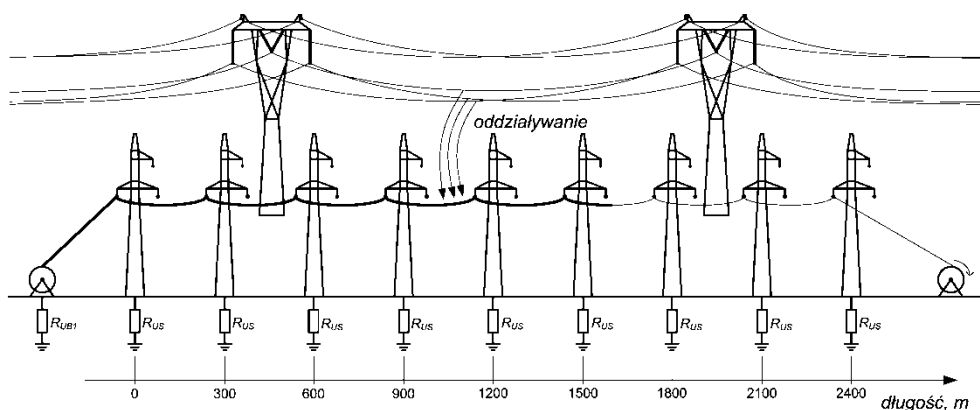
W analizie oddziaływania należy rozważyć sprzężenia pojemnościowe oraz magnetyczne. Szczególne znaczenie ma oddziaływanie magnetyczne w stanach zwarcie w sieciach wysokich i najwyższych napięć. Teoretyczne metody analizy oddziaływań pojemnościowych oparte są na prawach elektrostatyki, natomiast oddziaływań magnetycznych na teorii obwodów ziemnopowrotnych. W niniejszej analizie zastosowano modele makroskopowe oddziaływań, wykorzystując modele linii zaimplementowane w programie *EMTP-ATP*.



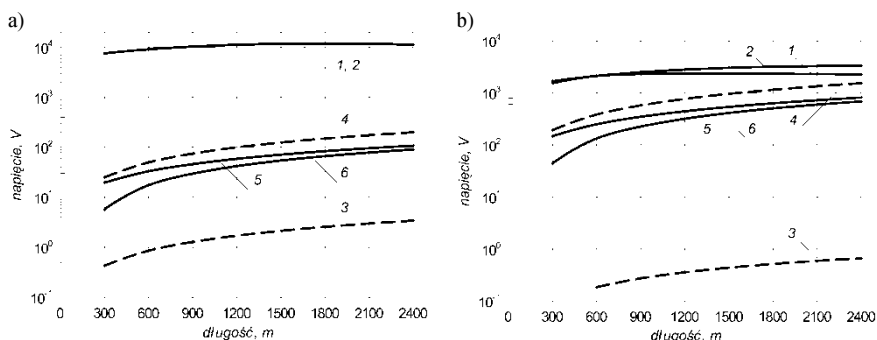
Rys. 2. Linia 110 kV usytuowana w pasie technologicznym linii 400 kV

Modele oddziaływań tworzone w programie *EMTP-ATP* zostały pozytywnie zweryfikowane w obiektach rzeczywistych [3, 4]. Takie podejście daje kompleksowe ujęcie obu rodzajów oddziaływań oraz możliwość łatwego wyznaczenia wielkości oddziaływujących w linii 400 kV.

Analizując skutki oddziaływania linii 400 kV rozpatrzono trzy grupy problemów: 1) warunki budowy linii 110 kV; 2) wpływ linii 400 kV na pracę linii 110 kV w stacjach ustalonych i nieustalonych; 3) warunki wykonywania prac eksploatacyjnych na wyłączonej linii 110 kV.



Rys. 3. Model montażu sekcji odciągowej linii 110 kV



Rys. 4. Napięcia dotykowe indukowane na początku (krzywe 1, 3, 5) i końcu (krzywe 2, 4, 6) rozwijanego odcinka podczas montażu sekcji odciągowej linii 110 kV: a) w stanie pracy normalnej linii 400 kV, b) podczas zwarcia jednofazowego linii 400 kV  
1, 2 – wariant A; 3, 4 – wariant B; 5, 6 – wariant C

### 3. WARUNKI BUDOWY LINII 110 kV

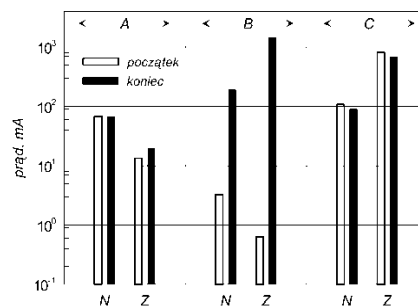
Z punktu widzenia zagrożenia porażeniowego istotne jest rozważenie oddziaływań w postaci indukowania napięć i prądów. Napięcia te można traktować jako napięcia dotykowe, czyli różnice potencjałów między dwoma punktami, z którymi mogą zetknąć się jednocześnie ręce lub ręka i noga człowieka. Sytuacja taka może mieć miejsce w przypadku wykonywania prac montażowych, jak również podczas późniejszej eksploatacji linii. Z chwilą dotknięcia punktów, pomiędzy którymi występuje napięcie dotykowe, przez ciało człowieka płynie prąd rażenia. Do analizy indukowanych napięć i prądów podczas budowy linii 110 kV przyjęto układ modelowy przedstawiony na rysunku 3. Dotyczy on etapu montażu sekcji odciągowej, związanego z rozciąganiem linki pilotującej.

Rozpatrzono następujące przypadki montażu:

- brak uziemiaenia bębna i rolek prowadzących zawieszonych na izolatorach liniowych – *wariant A*,
- uziemiaenie bębna przez rezystancję  $R_{UB1} = 50 \Omega$  oraz brak uziemiaenia rolek prowadzących – *wariant B*,
- uziemiaenie bębna przez rezystancję  $R_{UB1} = 50 \Omega$  oraz uziemiaenie rolek prowadzących przez rezystancje słupów  $R_{US} = 15 \Omega$  – *wariant C*.

Rozważono następujące warianty pracy linii 400 kV:

- stan pracy normalnej, przy wartości napięcia 420 kV i prądu fazowego 2060 A,
- stan zwarcia jednofazowego fazy *L3* linii 400 kV, przy wartości prądu oddziaływującego = 8,16 kA.



Rys. 5. Prądy rażeniowe dla maksymalnej długości 2400 m rozwijanego odcinka w stanie pracy normalnej linii 400 kV (N) i podczas zwarcia jednofazowego linii 400 kV (Z) A, B, C – warianty uziemiaenia

Na rysunku 4 przedstawiono napięcia dotykowe indukowane na początku i końcu rozwijanego odcinka, natomiast na rysunku 5 wartości prądów rażeniowych dla maksymalnej długości odcinka 2400 m. Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że podczas budowy linii 110 kV w pasie technologicznym linii 400 kV może wystąpić zagrożenie porażeniowe nie tylko podczas zwarć, ale również w warunkach normalnej pracy linii 400 kV. Występowanie zagrożenia porażeniowego jest praktycznie niezależne od sposobu uziemienia bębna, z którego rozwijana jest linka, oraz uziemienia rolek prowadzących.

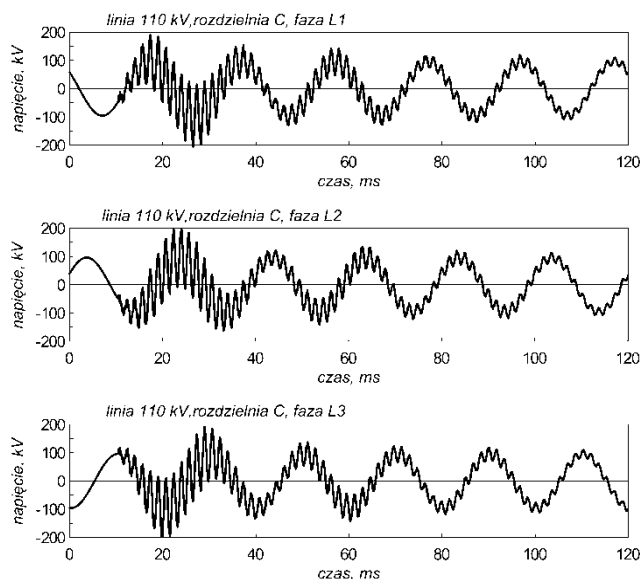
#### 4. WPŁYW LINII 400 KV NA PRACĘ LINII 110 KV W STANACH USTALONYCH I NIEUSTALONYCH

Analizując wpływ linii 400 kV na pracę linii 110 kV rozważono następujące przypadki:

- stan pracy normalnej linii 400 kV i 110 kV,
- załączanie linii 400 kV
- zwarcie jednofazowe w linii 400 kV

Stwierdzono, że w stanie ustalonym linia 400 kV nieznacznie zwiększa asymetrię napięć w linii 110 kV. Nie jest to jednak istotna zmiana, a udział składowej zerowej napięć i prądów nie przekracza wartości 1% składowej zgodnej.

W analizie niestabilnego oddziaływanie linii 400 kV, założono jej załączenie w stanie nieobciążonym w rozdzielni A. Procesowi załączenia linii 400 kV towarzyszą niestabilne przebiegi napięć i prądów, które są przyczyną zaburzeń przebiegów napięć i prądów w sieci 110 kV – rysunek 7.



Rys. 7. Przebiegi napięć w rozdzielni C 110 kV

Procesy łączeniowe w linii 400 kV są źródłami przepięć przejściowych w linii 110 kV. Ich wartości szczytowe nie przekraczają ok. 200 kV, a tym samym są poniżej poziomu ochrony przeciwprzepięciowej realizowanej przy użyciu ograniczników przepięć, których napięcie obniżone dla prądu wyładowczego 30/60  $\mu$ s wynosi 214 kV. W symulacjach uwzględniono również ograniczniki przepięć w rozdzielni A i B sieci 400 kV, przy czym ich napięcie obniżone wynosiło 656 kV.

Przedmiotem badań była również analiza oddziaływania linii 400 kV w stanie zwarcia jednofazowego. Zwarcie jednofazowe w linii 400 kV, z uwagi na największą asymetrię fazową, wywołuje największe efekty prądowe i napięciowe w linii zbliżonej. Obliczenia przeprowadzono przy założeniu najbardziej niekorzystnych warunków z punktu widzenia wartości prądu zwarciovego (miejsce Z2 na rys. 1 i moment wystąpienia zwarcia wywołujący największą wartość udarową) oraz w fazie najbardziej zbliżonej do linii 110 kV (faza L3). Stwierdzono, że przepływ prądów zwarciovych w linii 400 kV jest źródłem przepięć przejściowych o wartościach szczytowych nieprzekraczających 200 kV.

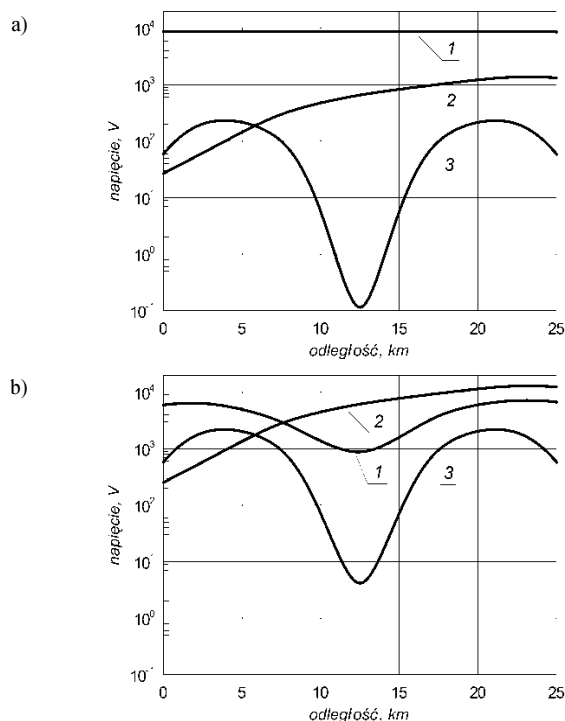
#### 5. ANALIZA WARUNKÓW WYKONYWANIA PRAC EKSPLOATACYJNYCH

Analizę warunków wykonywania prac eksploatacyjnych na wyłączonej linii 110 kV przeprowadzono dla trzech wariantów jej obustronnego odłączenia od zasilania (rys. 1):

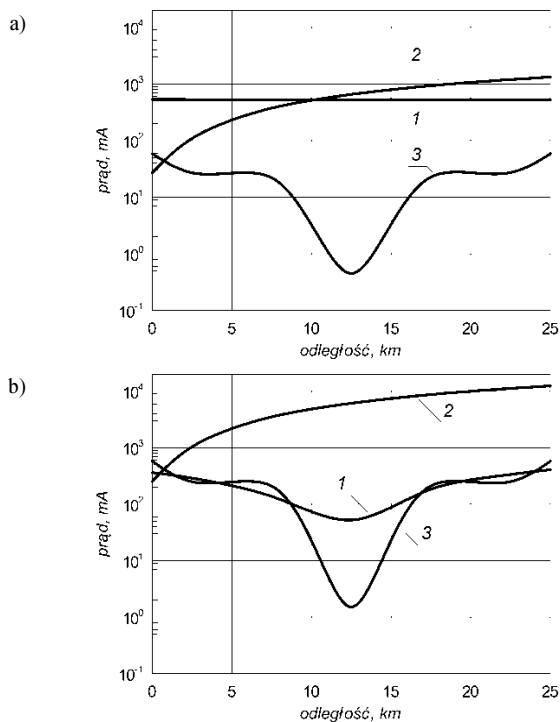
- przy nieuziemianiu końców,
- przy uziemianiu linii w rozdzielni C,
- przy uziemianiu linii w rozdzielni C i D.

Otrzymane wartości skuteczne napięć dotykowych i prądów rażeniowych wzdłuż linii 110 kV w funkcji odległości od rozdzielni C przedstawiono na rysunkach 8 i 9. Z obliczeń wynika, że podczas wykonywania prac eksploatacyjnych na linii 110 kV może wystąpić zagrożenie porażeniowe nie tylko podczas zwarć, ale również w warunkach normalnej pracy linii 400 kV.

Występowanie zagrożenia porażeniowego jest praktycznie niezależne od sposobu uziemienia odłączonych od zasilania linii 110 kV.



Rys. 8. Wartości napięć dotykowych wzdłuż linii 110 kV w funkcji odległości od rozdzielni C: a) w stanie pracy normalnej linii 400 kV, b) podczas zwarcia jednofazowego linii 400 kV  
1 – brak uziemienia linii 110 kV; 2 – uziemienie w rozdzielni C; 3 – uziemienie w rozdzielniach C i D



Rys. 9. Wartości prądów rażeniowych wzdłuż linii 110 kV w funkcji odległości od rozdzielni C: a) w stanie pracy normalnej linii 400 kV, b) podczas zwarcia jednofazowego linii 400 kV  
 1 – brak uziemienia linii 110 kV; 2 – uziemienie w rozdzielni C; 3 – uziemienie w rozdzielniach C i D

## 6. PODSUMOWANIE

Przeprowadzona analiza wykazała, że podczas budowy linii 110 kV w pasie technologicznym istniejącej linii 400 kV, może wystąpić zagrożenie porażeniowe. Zagrożenie to może wystąpić nie tylko podczas zwarcę w linii 400 kV, ale również w warunkach normalnej pracy tej linii.

Analiza wykazała, że po wybudowaniu linii 110 kV, wpływ linii 400 kV na linię 110 kV jest znikomy. Dotyczy to

zarówno normalnej (ustalonej) pracy linii 400 kV, jak i oddziaływań w stanach nieustalonych wynikających z procesów łączeniowych i zwarcę w linii 400 kV.

W przypadku wykonywania prac eksploatacyjnych na odłączonej od zasilania linii 110 kV należy liczyć się z występowaniem niebezpiecznych napięć dotykowych i prądów rażeniowych. Zagrożenie to może występować nie tylko podczas zwarcę, ale również w warunkach normalnej pracy linii 400 kV. Należy podkreślić, że występowanie zagrożenia porażeniowego jest praktycznie niezależne od sposobu uziemienia odłączonych od zasilania linii 110 kV.

## BIBLIOGRAFIA

1. Bąchorek W., Kot A., Nowak W., Szpyra W., Tarko R.: Problemy projektowania i eksploatacji napowietrznych linii elektroenergetycznych w aspekcie pól elektromagnetycznych, V konferencja Naukowo-Techniczna „Elektroenergetyczne linie napowietrzne”, PTPIREE, Dźwirzyno, 15 maja 2012 r., s. 6–11.
2. Szostek T., Kurpanik B., Wojciechowski J.: Analiza indukowanych napięć w obustronnie odłączonej linii 750 kV Chmielnicka Elektrownia Jądrowa – Rzeszów, Energetyka, 1988, nr 10, s. 365–370.
3. Nowak W., Tarko R., Jaglarz A., Koziół J.: Analiza warunków eksploatacyjnych linii 110 kV Klikowa-Połaniec i 220 kV Klikowa-Niziny w aspekcie oddziaływania elektromagnetycznego, Energetyka, 2006, nr 2, s. 118–123.
4. Nowak W., Tarko R., Jaglarz A., Koziół J.: Analysis of overhead lines working conditions – case study of electromagnetic coupling effect, 51. Internationales Wissenschaftliches Kolloquium, Ilmenau, 11–15 September 2006, dysk optyczny, s. 1–10.
5. PSE Operator SA, Linia napowietrzna 400 kV, Standardowe Specyfikacje Techniczne, Konstancin-Jeziorna, 2009.

## ANALYSIS OF POSSIBILITY OF 110 kV LINE LOCATION IN A 400 kV LINE TECHNOLOGY STRIP IN TERMS OF ELECTROMAGNETIC INTERACTION – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** overhead power lines, electromagnetic interaction, designing

In this paper the analysis of possibility of 110 kV line location in a 400 kV line technology strip in terms of electromagnetic interaction is presented. The analysis was performed in a model system with the usage of the simulation program EMTP-ATP. Construction conditions of the 110 kV line and its subsequent operation were considered. Normal operation conditions and short-circuit in 400 kV line were taken into account. The paper presents the results of the calculation of the prospective touch voltages and touch currents in the 110 kV line.

## XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowa

## AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE APE'13

Jurata, 12–14 czerwca 2013

Referat nr 4

## BILANS MOCY BIERNEJ KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO – REFERAT KONFERENCYJNY

Aleksander KOT<sup>1</sup>

1. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków  
tel: 012 617 40 66                      fax: 012 634 57 21                      e-mail: akot@agh.edu.pl

**Streszczenie:** Artykuł podejmuje próbę analizy bilansu i zapotrzebowania na moc bierną Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Bilanse mocy biernej sporządzono dla charakterystycznych stanów pracy systemu. Przeanalizowano występujące tendencje zmian na tle warunków regulacji wynikających z bilansów mocy i sformułowano wnioski.

**Słowa kluczowe:** moc bierna, zapotrzebowanie mocy, system elektroenergetyczny.

### 1. WSTĘP

Prawidłowa praca systemu elektroenergetycznego wymaga ciągłego bilansowania zarówno mocy czynnej, jak i mocy biernej. Zbilansowanie zapotrzebowania i generacji mocy czynnej związane jest z utrzymaniem ogólnosystemowego parametru jakim jest częstotliwość, natomiast zbilansowanie mocy biernych znajduje swoje odzwierciedlenie w poziomach napięć węzłów sieci zamkniętej. Oba wymienione parametry:  $f$  oraz  $U$  mają zasadnicze znaczenie dla bezpiecznej pracy systemu i zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

Niniejszy artykuł stanowi próbę przedstawienia aktualnej sytuacji w zakresie bilansu mocy biernej w polskim systemie elektroenergetycznym, a także prezentuje tendencje związane ze zmianami zapotrzebowania mocy biernej na przestrzeni ostatnich kilku lat.

Dane wejściowe dla przygotowania prezentowanych wielkości stanowiły modele rozplływowe systemu elektroenergetycznego dla poszczególnych stanów charakterystycznych oraz niektóre, wybrane wyniki obliczeń rozplwywu mocy w sieci zamkniętej 400, 220 i 110 kV.

### 2. BILANS MOCY BIERNEJ KSE

W tablicy 1 przedstawiono orientacyjne bilanse mocy biernej systemu elektroenergetycznego dla charakterystycznych stanów jego pracy: szczytu zimowego 2011/2012, szczytu letniego 2012, doliny letniej lata 2012 oraz doliny letniej w dni świąteczne.

Tablica 1. Przybliżone bilanse mocy biernej KSE dla charakterystycznych stanów pracy systemu.

Grupa elementów systemu	Szczyt zimowy 2011	Szczyt letni 2012	Dolina letnia 2012	Dolina letnia 2012 dni św.
zapotrzebowanie na moc czynną [MW]	-25 152	-20 633	-14 248	-10 532
<b>Zapotrzebowanie Q [Mvar]</b>				
zapotrzebowanie węzłów odbiorczych	-5 626	-5 220	-2 956	-2 648
zapotrzebowanie zespołów wytwórczych	-1 217	-1 001	-889	-738
praca pojemnościowa generatorów	-37	-16	-400	-917
straty podłużne w liniach	-2 780	-2 549	-1 016	-640
straty podłużne w transformatorach sieciowych	-931	-878	-343	-199
straty poprzeczne w transformatorach sieciowych	-85	-79	-80	-81
straty podłużne w transformatorach blokowych	-2 700	-2 353	-1 121	-700
dławiki			-514	-649
<b>Razem zapotrzebowanie</b>	<b>-13 375</b>	<b>-12 097</b>	<b>-7 321</b>	<b>-6 571</b>
<b>Generacja Q [Mvar]</b>				
wytwarzanie w generatorach	6 781	5 511	1 469	758
przekompensowane węzły odbiorcze	53	92	122	157
generacja w liniach	5 801	5 843	5 878	5 841
baterie kondensatorów	696	678		
<b>Razem wytwarzanie</b>	<b>13 331</b>	<b>12 124</b>	<b>7 469</b>	<b>6 756</b>

Analizując strukturę zapotrzebowania mocy biernej w szczycie zimowym należy zauważyć, że zapotrzebowanie węzłów odbiorczych stanowi jedynie około 42% ogółu potrzeb. Resztę (niemal 58%) stanowią potrzeby własne sieci oraz zespołów wytwórczych. Do najbardziej znaczących pozycji należą straty podłużne w liniach (około 21% zapotrzebowania) oraz straty podłużne w transformatorach blokowych (około 20%), w dalszej kolejności potrzeby zespołów wytwórczych (około 9%) oraz straty w transformatorach sieciowych (około 8%). W rozważanym stanie pracy syste-

mu występujące zapotrzebowanie na moc bierną pokrywane jest z dwóch zasadniczych źródeł: zespołów wytwórczych elektrowni (około 51%) oraz generacji w liniach sieci zamkniętej (około 44%) przy niewielkim wsparciu baterii kondensatorów (około 5%).

W szczycie letnim 2012 roku zapotrzebowanie mocy biernej węzłów odbiorczych było nieznacznie mniejsze (o około 400 Mvar) niż dla szczytu zimowego przy różniącym się o około 4500 MW zapotrzebowaniu na moc czynną. Całkowite zapotrzebowanie (brutto) było mniejsze latem niż zimą o około 1300 Mvar z uwagi na zmniejszone przepływy, a co za tym idzie mniejsze potrzeby własne systemu. Po stronie wytwarzania zmniejszonemu zapotrzebowaniu odpowiadała adekwatnie mniejsza produkcja mocy biernej w zespołach wytwórczych.

Analizując przedostatnią kolumnę tabeli można stwierdzić, że obraz bilansu mocy biernej systemu ulega istotnej zmianie w letniej dolinie obciążenia. Znacząco spada zapotrzebowanie węzłów odbiorczych na moc bierną (o ponad 2200 Mvar w stosunku do szczytu letniego). Zmniejszeniu ulegają potrzeby zespołów wytwórczych (mniejsza liczba pracujących jednostek). Z uwagi na zmniejszone przepływy w sieci radykalnie zmniejszają się straty podłużne w liniach i transformatorach (o około 3300 Mvar w stosunku do szczytu letniego). Redukcji po stronie zapotrzebowania brutto o około 5500 Mvar odpowiada redukcja produkcji mocy biernej w generatorach o około 4000 Mvar. Dodatkowo część zespołów wytwórczych zostaje wysterowana do pracy pojemnościowej, to jest pobierania mocy biernej indukcyjnej na poziomie ponad 400 Mvar. Załączenie dławików powoduje pobór dodatkowo ponad 500 Mvar.

Wymowa liczb jest jeszcze bardziej znacząca dla stanu doliny letniej odpowiadającej dniom świątecznym (ostatnia kolumna tabeli 1). Zapotrzebowanie węzłów odbiorczych jest jeszcze niższe, straty podłużne w liniach i transformatorach także spadają. System zostaje zbilansowany dzięki znacznej redukcji wytwarzania w generatorach, głębokiej pracy pojemnościowej znacznej grupy zespołów wytwórczych oraz zwiększonej w stosunku do doliny w dniach roboczych mocy dławików.

Warto zwrócić uwagę na znaczną (ponad 5800 Mvar) i praktycznie niezależną od stanu pracy systemu wartość mocy biernej produkowanej przez linie. Wynika ona z pojemności doziemnych sieci. Z kolei podłużne straty mocy biernej w liniach i transformatorach zmieniają się w szerokim zakresie przy zmianach obciążenia systemu, co wynika z kwadratowej zależności strat od obciążenia oraz znacznych wartości reaktancji linii i transformatorów.

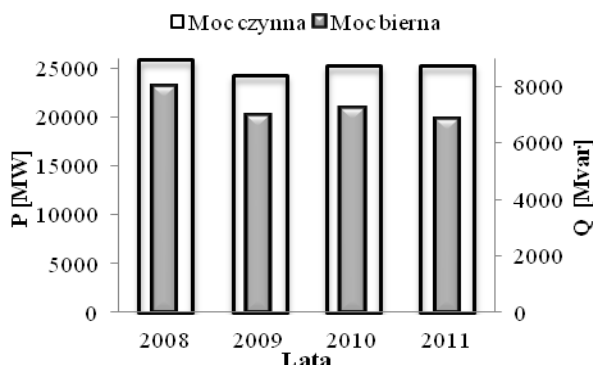
Godna odnotowania jest także sytuacja przekompensowania węzłów odbiorczych, czyli stanu, w którym w punkcie odbioru (stacja 110 kV/SN) zamiast zapotrzebowania mocy biernej pojawia się oddawanie mocy biernej do sieci zamkniętej. Tego typu przypadki jak wynika z tabeli 1 występują w każdym stanie pracy systemu, lecz zjawisko to narasta w dolinach obciążenia.

Niskie zapotrzebowanie mocy przez węzły odbiorcze, któremu towarzyszą znikome przepływy mocy w sieci zmusza do korzystania z intensywnej regulacji przy użyciu generatorów (zarówno w zakresie redukcji produkcji mocy biernej, jak i wykorzystania pracy pojemnościowej). Taki stan może w pewnych fragmentach systemu prowadzić do niebezpieczeństwa utraty zdolności regulacji napięć i trudności z opanowaniem wysokich napięć w węzłach sieci przesyłowej.

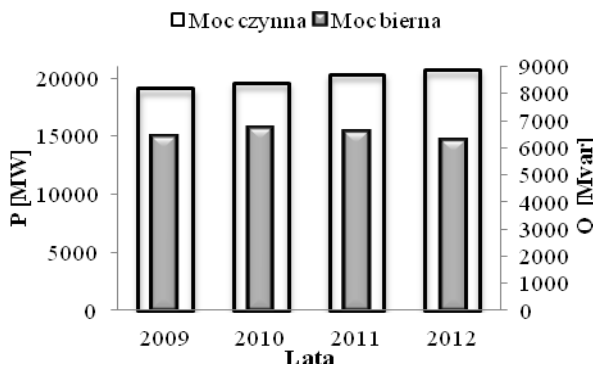
### 3. ZAPOTRZEBOWANIE NA MOC BIERNĄ W OSTATNICH LATACH

Poza sporządzeniem bilansów mocy biernej dla charakterystycznych stanów pracy systemu elektroenergetycznego dokonano analizy zmian zapotrzebowania mocy czynnej i biernej w takich stanach na przestrzeni ostatnich kilku lat. Wyniki zestawiono na rysunkach 1–3, przedstawiających wielkość zapotrzebowania na moc czynną i bierną w KSE odpowiednio: w szczytach zimowych z lat 2008–2011, w szczytach letnich z lat 2009–2012 oraz w letnich dolinach nocnych z lat 2009–2012. Wielkość prezentowana jako zapotrzebowanie na moc bierną odpowiada pozycjom bilansu obejmującym łącznie zapotrzebowanie węzłów odbiorczych oraz jednostek wytwórczych.

Analizując wykres zamieszczony na rysunku 1 można stwierdzić, że największe zapotrzebowanie na moc czynną w analizowanym okresie miało miejsce zimą 2008 roku i wynosiło ponad 25 700 MW. W roku następnym – 2009 – spadło do nieco ponad 24 000 MW, a potem w 2010 zwiększyło się do poziomu około 25 000 MW i niemal dokładnie powtórzyło się w ostatnim szczycie. Maksymalnemu zapotrzebowaniu mocy czynnej w roku 2008 towarzyszyło znaczne zapotrzebowanie mocy biernej, które zmniejszyło się wraz z obciążeniem czynnym w następnym roku. Potem – w 2009 roku – wzrostowi  $P$  towarzyszył wzrost  $Q$ , a w ostatnim roku odnotowano spadek zapotrzebowania mocy biernej przy stałym poziomie mocy czynnej. Gdyby posłużyć się „tangensem systemu” jako stosunkiem mocy zapotrzebowanej biernej do czynnej, to dla zimowych szczytów obciążenia wynosiłby on kolejno: w roku 2008 – 0.31, w 2009 – 0.29, w 2010 – 0.29 i w 2011 – 0.27.



Rys. 1. Zapotrzebowanie węzłów KSE na moc czynną i bierną w szczytach zimowych w latach 2008÷2011.



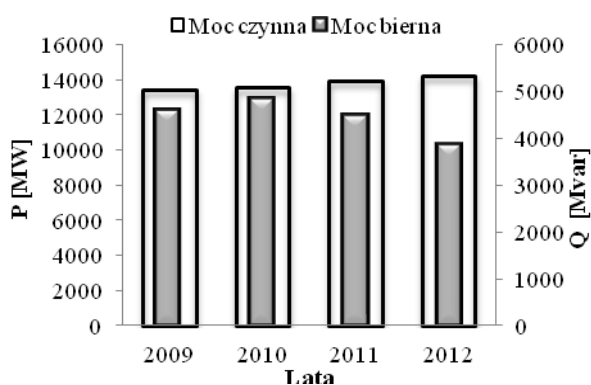
Rys. 2. Zapotrzebowanie węzłów KSE na moc czynną i bierną w szczytach letnich w latach 2009÷2012.



Rysunek 2 prezentuje zapotrzebowanie mocy czynnej i biernej w szczytach letnich od 2009 do 2012 roku. W tym okresie obserwuje się wzrost zapotrzebowanej mocy czynnej od około 19 000 MW do ponad 20 600 MW.

Zapotrzebowanie na moc bierną zwiększyło się w 2010 roku, ale w ostatnich dwóch latach maleje mimo rosnącej mocy czynnej. Odpowiada to wartościom „tangensów systemu”: w roku 2009 – 0.34, w 2010 – 0.34, w 2011 – 0.32 i w 2012 – 0.30.

Na rysunku 3 przedstawiono wielkości zapotrzebowania systemu na moc czynną i bierną w dolinach letnich od 2009 do 2012 roku. Tendencje w zakresie zmian P i Q wyglądają podobnie jak dla szczytu letniego z rysunku 2. Z roku na rok zwiększa się zapotrzebowanie mocy czynnej w letnich dolinach obciążenia od ponad 13 400 MW w roku 2009 do ponad 14 200 MW w roku 2012. Zapotrzebowanie na moc bierną nieco wzrosło w 2010 roku, ale w kolejnych latach spada. Wyznaczone według przyjętej wcześniej zasady „tangensy systemu” przyjmują wartości: w roku 2009 – 0.34, w 2010 – 0.35, w 2011 – 0.32 i w 2012 – 0.27. Ostatnia zmiana jest szczególnie znacząca.



Rys. 3. Zapotrzebowanie węzłów KSE na moc czynną i bierną w letnich dolinach nocnych w latach 2009÷2012.

#### 4. PODSUMOWANIE

Bilans mocy biernej ma bardzo istotne znaczenie dla pracy systemu elektroenergetycznego z uwagi na jego bezpośredni związek z poziomami napięć węzłowych. Poziomy napięć z kolei stanowią jeden z podstawowych wyznaczników bezpieczeństwa pracy sieci zamkniętej.

Analiza bilansów mocy biernej KSE sporządzonych dla charakterystycznych stanów pracy systemu pozwala stwierdzić podobieństwo sytuacji w zakresie gospodarki mocą bierną w obu szczytowych stanach obciążenia: zimowym oraz letnim. W tych stanach pracy uwagę zwraca bardzo znaczny poziom potrzeb własnych systemu w ogólnym zapotrzebowaniu.

Obraz sytuacji istotnie zmienia się w stanach niskich obciążeń (dolina letnia). Redukcja zapotrzebowania węzłów odbiorczych połączona z bardzo dużym spadkiem potrzeb własnych sprawia, że zapotrzebowanie brutto kształtuje się na poziomie połowy wartości spotykanej w szczycie. Wysoka i stale obecna generacja mocy biernej na pojemnościach doziemnych sieci może stanowić wyzwanie do wyregulowania zwłaszcza przy niskim poborze mocy i towarzyszących takiemu stanowi niewielkich przepływach.

Podstawowy środek regulacji napięcia w systemie (bilansu mocy biernej węzłów) stanowią jednostki wytwórcze przyłączone do sieci zamkniętej. Ich dopuszczalny obszar pracy w zakresie mocy biernej wyznaczają po stronie wytwarzania mocy biernej parametry konstrukcyjne (gabaryty układów wzbudzenia oraz stojana), a po stronie jej poboru granica równowagi statycznej.

Obserwacja poziomu zapotrzebowania na moc czynną i bierną w systemie na przestrzeni ostatnich kilku lat w charakterystycznych stanach obciążenia, prowadzi do stwierdzenia tendencji malejącego zapotrzebowania na moc bierną zarówno w okresach szczytów, jak i dolin. Widoczna jest tendencja do wzrostu zapotrzebowania mocy czynnej w szczytach letnich oraz dolinach letnich. Wskazana tendencja malejąca w obszarze zapotrzebowania mocy biernej wynika w znacznym stopniu ze zmniejszającego się zapotrzebowania na moc bierną węzłów 110 kV/SN.

Występujące w węzłach sieci zamkniętej zagregowane zapotrzebowanie jest wypadkową zjawisk zachodzących w pracujących w konfiguracjach otwartych podsystemach dystrybucyjnych. Można wskazać grupy zjawisk, które mogą być odpowiedzialne za zmniejszanie się zapotrzebowania mocy biernej w sieciach rozdzielczych. Należą do nich: wzrost liczby urządzeń kompensacyjnych o działaniu ciągłym, wzrost liczby elementów w wykonaniu kablowym w sieciach SN i nn czy wielkoskalowa wymiana odbiorników energii przez odbiorców detalicznych. Ustalenie stopnia wpływu poszczególnych czynników na obserwowaną tendencję wymagałoby przeprowadzenia dodatkowych, obszernych badań.

Ponadto należy zwrócić uwagę na fakt, że dostępne w modelach sieci zamkniętej wielkości zapotrzebowania mocy biernej przez systemy dystrybucyjne – zwłaszcza w stanach niskich poborów – mogą nie do końca odzwierciedlać rzeczywistość, z uwagi na nie wszędzie dostępny dwukierunkowy pomiar mocy biernej w GPZ.

Obserwowane przemieszczanie się składowej stałej przebiegu rocznego poboru mocy biernej w KSE w kierunku niższych wartości, może powodować problemy regulacyjne objawiające się trudnościami w opanowaniu wysokich napięć węzłowych w pewnych obszarach systemu w dolinach zapotrzebowania. Z uwagi na lokalny charakter relacji U-Q ogólnokrajowe zbilansowanie środków regulacyjnych nie jest wystarczające. Bardzo istotna jest właściwa alokacja zasobów regulacyjnych w KSE.

Mając powyższe na uwadze niezbędnym wydaje się prowadzenie całościowych i wszechstronnych analiz systemu elektroenergetycznego w zakresie gospodarki mocą bierną. Analizy te winy prowadzić do opracowania racjonalnych rozwiązań w zakresie:

- budowania adekwatnych taryf i zasad rozliczeń za moc bierną z elektrowniami systemowymi, lokalnymi wytwórcami oraz odbiorcami końcowymi,
- koordynacji działań OSP i OSD w obszarze zarządzania istniejącymi zasobami regulacji mocy biernej w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych,
- oceny ewentualnych potrzeb, wskazania lokalizacji oraz parametrów nowych środków regulacji,
- tworzenia rozwiązań organizacyjnych, proceduralnych i rozliczeniowych dotyczących niwelowania naturalnego konfliktu interesów: z jednej strony OSD dążących do uzasadnionego z ekonomicznego punktu widzenia minimalizowania przepływów mocy biernej, a z drugiej strony OSP patrzącego kategoriami bezpieczeństwa sieci zamkniętej.

## BIBLIOGRAFIA

1. Kot A., Szpyra W.: „Moc bierna w systemach dystrybucyjnych – przegląd problematyki”, Materiały Konferencji „Problematyka Mocy Biernej w Sieciach Dystrybucyjnych i Przesyłowych”, Wisła, 7–8 grudnia 2010, s. 01.1–01.13
2. Kot A., Szpyra W.: „Problemy mocy biernej w systemach dystrybucyjnych”, XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” APE'11, Gdańsk–Jurata, 8–10 czerwca 2011, Tom IV, s. 99–106, ISBN 978-83-931317-0-9.

## BALANCE SHEET AND ANALYSIS OF REACTIVE POWER DEMAND IN THE POLISH POWER SYSTEM – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** reactive power, power demand, electric power system

The paper presents an analysis of the balance sheet and the reactive power demand of the Polish Power System. Reactive power balance sheets were made for the specific operating conditions of the system: the last winter peak, summer peak and summer off peak load. The basis of the study was load flow models and selected load flow calculation results. In addition, changes in demand for active and reactive power in recent years were presented.

## OPTIMALIZACJA POZIOMÓW NAPIĘĆ I ROZPŁYWÓW MOCY BIERNEJ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM Z WYKORZYSTANIEM LOGIKI ROZMYTEJ – REFERAT KONFERENCYJNY

Jacek KLUCZNIK<sup>1</sup>, Krzysztof DOBRZYŃSKI<sup>2</sup>, Zbigniew LUBOŚNY<sup>3</sup>

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
tel: 58 347 17 98 fax: 58 347 18 98 e-mail: j.klucznik@ely.pg.gda.pl
2. Miejsce pracy  
tel: 58 347 17 98 fax: 58 347 18 98 e-mail: k.dobrzynski@ely.pg.gda.pl
3. Miejsce pracy  
tel: 58 347 20 98 fax: 58 347 18 98 e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl

**Streszczenie:** Referat prezentuje zagadnienia związane ze sterowaniem poziomami napięć w systemie elektroenergetycznym. Rozważane jest autorska metody optymalizacji rozplywu mocy biernej, prowadząca do poprawy warunków napięciowych w systemie elektroenergetycznym i ograniczenia strat mocy czynnej. Opracowana metoda optymalizacyjna bazuje na procedurze opartej o logikę rozmytą, wspomaganą algorytmem gradientowym. Metoda została zaimplementowana w programie PLANS i poddana weryfikacji.

**Słowa kluczowe:** logika rozmyta, optymalizacja, system elektroenergetyczny.

### 1. WSTĘP

Optymalizacja rozplywów mocy w systemie elektroenergetycznym, u której podstaw leży dobór odpowiednich poziomów napięć w węzłach wytwórczych i wynikające z nich poziomy napięcia w węzłach wytwórczych oraz generacja mocy biernej w węzłach wytwórczych są reprezentowane przez stosunkową wąską grupę publikacji. Publikacje dotyczące w/w problematyki cechuje fakt, że metoda zbiorów rozmytych stanowi dodatek, narzędzie oceny stanu pracy systemu dla właściwego algorytmu optymalizacji. Nie napotkano w literaturze metody optymalizacji wykorzystującej wprost zbiory rozmyte w procesie poszukiwania najlepszego rozwiązania problemu. W publikacjach spotyka się tandem: logika rozmyta i algorytm optymalizacyjny, gdzie wskaźniki oparte o zbiory rozmyte do służą ocenie stanu systemu uzyskanego w wyniku optymalizacji, dając przesłanki do kolejnego kroku optymalizacji.

Niniejszy referat podejmuje tematykę wykorzystania zbiorów rozmytych w celu optymalizacji napięć w systemie elektroenergetycznym. Postawionym przez autorów celem optymalizacji jest uzyskanie właściwych poziomów napięć w węzłach systemu oraz ograniczenie strat mocy czynnej. Jednocześnie zaproponowana metoda musi być możliwa do zaimplementowania w komercyjnych programach służących do obliczeń poziomów napięć i rozplywów mocy.

### 2. ALGORYTM DZIAŁANIA PROPONOWANEJ METODY ZBIORÓW ROZMYTYCH

Proponowana metoda optymalizacji napięć i generacji mocy biernej opiera się o wykorzystanie logiki rozmytej. Jednakże same mechanizmy logiki rozmytej nie są wystarczające do przeprowadzenia efektywnego procesu optymalizacji. Dlatego zaproponowano algorytm, w którym funkcje logiki rozmytej wykorzystywane są do oceny uzyskiwanych wyników, a metoda poszukiwania optymalnego rozwiązania bazuje na procedurach z grupy algorytmów gradientowych. Taka kombinacja logiki rozmytej i algorytmu gradientowego daje możliwość implementacji w standardowych programach rozplywowych do analiz systemów elektroenergetycznych, jak np. program PLANS.

W metodzie optymalizacja jest wykonywana według trzech zasadniczych kryteriów o różnych priorytetach, które ogólnie mogą być określone jako:

1. Doprowadzić w systemie do stanu, w którym napięcia we wszystkich węzłach będą zawierać się w dopuszczalnym przedziale, pomiędzy wartościami granicznymi właściwymi dla danego węzła.
2. Jeżeli punkt 1 jest spełniony doprowadzić do stanu, w którym praca systemu elektroenergetycznego odbywa się przy minimum strat mocy czynnej.
3. Jeżeli nie możliwe jest zapewnienie właściwych poziomów napięć we wszystkich węzłach systemu doprowadzić do stanu, w którym napięcia węzłów zagrożonych będą najbardziej zbliżone do wartości granicznych.

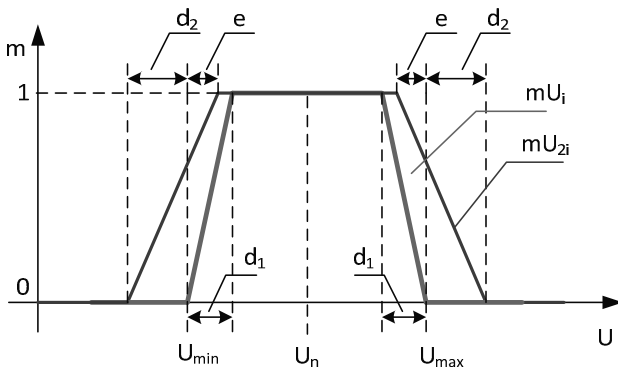
Aby spełnić powyższe cele optymalizacji konieczna jest ocena poziomów napięć i wartości strat mocy w sieci oraz ocena wpływu sterowania generatorami (w zakresie generacji mocy biernej) i transformatorami (w zakresie zmiany przekładni) na zmienność napięć i strat mocy. Do przeprowadzenia tej oceny wykorzystano wskaźniki bazujące na logice rozmytej.

Podstawowym wskaźnikiem zaproponowanym do oceny napięcia w dowolnym  $i$ -tym węzle jest wskaźnik  $mU_i$ , definiowany zgodnie z rysunkiem 1 (kolor zielony). Wskaźnik ten przyjmuje wartość 1 jeżeli napięcie w  $i$ -tym węzle jest w dopuszczalnych granicach, z przyjętym zapasem  $d_1$ , tj.  $U_{\min i}(1+d_1) \leq U_i \leq U_{\max i}(1-d_1)$ . Dla wartości napięcia  $U_i \leq U_{\min i} \cup U_i \geq U_{\max i}$  wskaźnik przyjmuje wartości 0, zaś dla pozostałych napięć wartość z zakresu  $0 \div 1$ , zgodnie z rys. 1.

Dla analizowanego systemu wprowadza się globalny wskaźnik  $mU$  będący iloczynem wskaźników dla poszczególnych węzłów:

$$mU = \prod_{i=1}^n mU_i \quad (1)$$

gdzie  $n$  jest liczbą węzłów systemu podlegających optymalizacji.



Rys. 1. Kształt funkcji przynależności napięć węzłowych

Powyższy wskaźnik, przy założeniu małej wartości współczynnika  $d_1$  (przyjęto wartość 1%) daje wyraźną informację o jakości napięć w systemie. Wartość  $mU$  równa 1 oznacza właściwe poziomy napięcia we wszystkich  $n$  węzłach systemu. Wartość równa 0 oznacza, że w dowolnym węzle panuje niewłaściwe napięcie. Z kolei wartość z zakresu  $0 \div 1$  mówi, że napięcie w przynajmniej jednym węzle jest zbliżone do wartości granicznych.

Jednak, jeżeli w analizowanym systemie obserwuje się w stanie początkowym, przy rozpoczęciu optymalizacji, wartości napięć wykraczające poza dopuszczalne granice zmienności napięć wskaźnik  $mU$  (przyjmujący wówczas wartość zero) staje się niemiernodajny, nie dający informacji w jakim kierunku podążać, aby uzyskać właściwe poziomy napięcia. Dlatego konieczne jest wprowadzenie drugiego wskaźnika napięcia, także opartego o logikę rozmytą. Kształt funkcji przynależności oznaczonej jako  $mU_{2i}$  definiowany jest podobnie jak wskaźnika  $mU_i$ , ale inny jest obszar, w którym wskaźnik przyjmuje niezerowe wartości. Kształt wskaźnika oraz wielkości, które go definiują, przedstawiono na rysunku 1 kolorem czerwonym.

W algorytmie optymalizacyjnym, którego wyniki działania prezentowane są w niniejszym referacie, przyjęto wartości współczynników:

- $d_2 = 10\%$  – zakładając, że jeżeli napięcia odbiegają więcej niż 10% od wartości granicznych to algorytm optymalizacyjny nie jest rozpoczynany i konieczna jest interwencja użytkownika w celu wprowadzenie niezbędnych korekt w systemie.
- $e = 0,25\%$  – aby uzyskać „zakładkę” pomiędzy funkcjami przynależności potrzebną ze względu na wykorzystywany algorytm optymalizacji.

Do globalnej oceny systemu w zakresie zbyt dużych i zbyt małych napięć stosowany jest wskaźnik mówiący o „odległości” napięcia wszystkich węzłów od wartości granicznej. Ma on następującą postać:

$$mU_2 = \sum_{i=1}^n (mU_{2i} - 1)^2 \quad (2)$$

Wartość wskaźnika  $mU_2$  wynosząca zero świadczy o tym, że napięcia we wszystkich analizowanych węzłach są poprawne, tj.  $U_i > U_{\min i} \cap U_i < U_{\max i}$

Ostatnim wskaźnikiem wykorzystywanym w optymalizacji jest wartość start mocy czynnej (oznaczana dalej jako  $P_{\text{loss}}$ ). Wartość ta nie podlega fuzyfikacji i wykorzystywana jest w algorytmie optymalizacji bez dalszych przekształceń.

Tabela 1. Wskaźniki optymalizacji metody zbiorów rozmytych ( $ngen$  – liczba węzłów wytwórczych podlegających optymalizacji,  $ntran$  – liczba transformatorów podlegających optymalizacji,  $\Delta U$  – przyrost napięcia zadanego generatora,  $\Delta \mathcal{G}$  – przyrost przekładni zadanej transformatora).

Wstępna optymalizacja napięć	Zasadnicza optymalizacja napięć	Optymalizacja strat mocy czynnej
$[mU_2] = \begin{bmatrix} f(U_{zad1} \pm \Delta U) \\ \dots \\ f(U_{zadngen} \pm \Delta U) \\ f(\mathcal{G}_{zad1} \pm \Delta \mathcal{G}) \\ \dots \\ f(\mathcal{G}_{zadntran} \pm \Delta \mathcal{G}) \end{bmatrix}$	$[mU] = \begin{bmatrix} f(U_{zad1} \pm \Delta U) \\ \dots \\ f(U_{zadngen} \pm \Delta U) \\ f(\mathcal{G}_{zad1} \pm \Delta \mathcal{G}) \\ \dots \\ f(\mathcal{G}_{zadntran} \pm \Delta \mathcal{G}) \end{bmatrix}$	$[P_{\text{loss}}] = \begin{bmatrix} f(U_{zad1} \pm \Delta U) \\ \dots \\ f(U_{zadngen} \pm \Delta U) \\ f(\mathcal{G}_{zad1} \pm \Delta \mathcal{G}) \\ \dots \\ f(\mathcal{G}_{zadntran} \pm \Delta \mathcal{G}) \end{bmatrix}$
Kryterium optymalizacji		
$\min(mU_2)$	$\max(mU)$	$\min(P_{\text{loss}})$

Algorytm optymalizacji opiera się o ocenę kierunku zmian wskaźników, które wynikają ze zmian napięcia zadane w węzłach wytwórczych oraz ze zmian przekładni transformatorów. Dla każdego kroku optymalizacji poszukuje się wartości wskaźników ( $mU$ ,  $mU_2$  i  $P_{\text{loss}}$ ) przy zmianach napięć zadanych kolejnych generatorów ( $U_{\text{zad } i}$ ) i przekładni kolejnych transformatorów ( $\mathcal{G}_{\text{zad } i}$ ). W zależności od obliczonego wskaźnika różnie definiowane jest kryterium optymalizacji. Sposoby obliczania wskaźników, oraz kryteria optymalizacji zestawiono w tabeli 1.

Przy wstępnej optymalizacji napięć oblicza się wskaźniki  $mU_2$ , a następnie spośród zbioru wskaźników wybierana jest **minimalna** wartość wskaźnika  $mU_2$  wskazująca, w którym generatorze lub transformatorze, i w jakim kierunku (zwiększyć lub zmniejszyć) należy zmienić wartość zadaną.

Z kolei przy zasadniczej optymalizacji napięć oblicza się wskaźniki  $mU$ , a następnie spośród zbioru wskaźników wybierana jest **maksymalna** wartość wskaźnika  $mU$  wskazująca, w którym generatorze lub transformatorze, należy zmienić wartość zadaną.

Wreszcie przy optymalizacji strat mocy czynnej oblicza się wskaźniki  $P_{\text{loss}}$ , a następnie spośród zbioru strat mocy czynnej wybierana jest **minimalna** wartość strat  $P_{\text{loss}}$  wskazująca, w którym generatorze lub transformatorze, należy zmienić wartość zadaną.

### 3. WERYFIKACJA DZIAŁANIA METODY

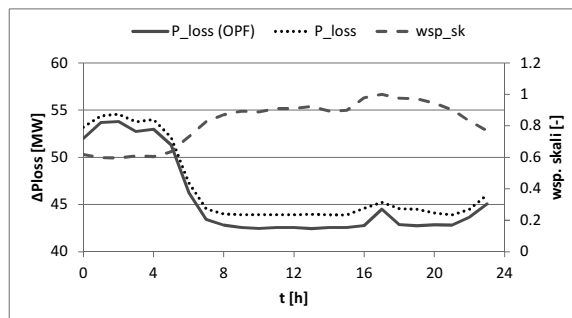
Zaprezentowany algorytm optymalizacji poziomów napięć i rozplywów mocy biernej został zaimplementowany w programie PLANS z wykorzystaniem języka makropoleceń, a następnie poddany badaniom na testowym systemie 28 węzłowym.

Założono, że analizowany jest stan, w którym system podlega dobowym zmianom obciążenia, podobnym jak ma to miejsce w KSE. Prezentowane wyniki obejmują więc okres 24 h, w którym w każdej godzinie występuje inne zapotrzebowanie na moc. W analizach zakłada się, że obciążenie wszystkich węzłów odbiorczych zmienia się (co do mocy czynnej i biernej) zgodnie z przyjętym współczynnikiem skali w zakresie 0,6–1,0.

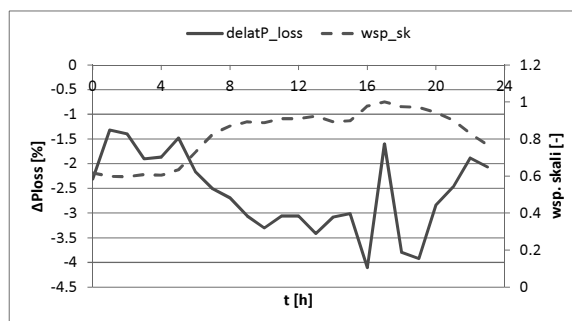
Na rysunku 2 przedstawiono przebieg zmienności wartości strat mocy czynnej w ciągu doby, w testowym systemie elektroenergetycznym. Na wykresach porównano wartości strat dla stanu wyjściowego, tj. stanu wynikającego z zadanych napięć i mocy generowanych w węzłach wytwórczych oraz przyjętych obciążeń, ze stanem będącym wynikiem działania algorytmu optymalizującego. Wyniki oznaczane jako (OPF) donoszą się do stanu, gdzie wartości napięć w węzłach wytwórczych (i tym samym generacja mocy biernej przez jednostki wytwórcze) oraz wartości przekładni transformatorów zostały ustalone na drodze optymalizacji. Dla wygodniejszej oceny efektywności metody na rysunku 3 przedstawiono względną różnicę pomiędzy stratami mocy w systemie bez optymalizacji i po dokonaniu optymalizacji proponowaną metodą.

Na kolejnym rysunkach (rys. 4 i 5) przedstawiono wyjściowe oraz uzyskane w wyniku optymalizacji wartości napięcia w węzłach wytwórczych i dwóch wybranych węzłach odbiorczych. Dla uproszczenia analizy otrzymanych wyników w referacie prezentowane są jedynie wyniki dla dwóch wybranych węzłów odbiorczych – tych, w których obserwu-

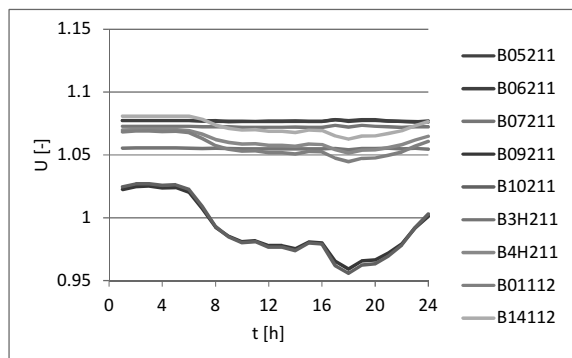
je się najniższe poziomy napięcia. Są to węzły B09211 i B10211.



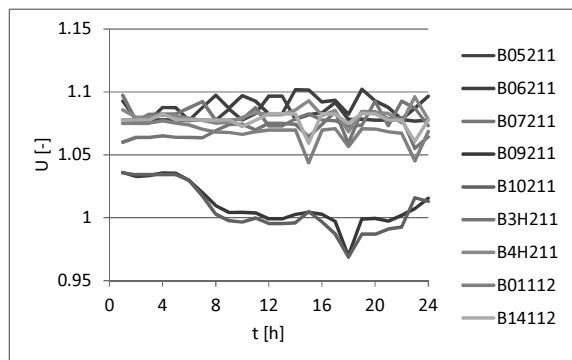
Rys. 2. Zmienność dobowa - straty mocy czynnej przed i po optymalizacji.



Rys. 3. Zmienność dobowa - względne straty mocy czynnej po optymalizacji.



Rys. 4. Zmienność dobowa napięć wybranych węzłów przed optymalizacją



Rys. 5. Zmienność dobowa napięć wybranych węzłów po optymalizacji

Uzyskane wyniki wskazują, że przyjęty algorytm optymalizacji jest w stanie zmniejszyć straty mocy czynnej

w badanym systemie od wartości 1,5% do 4% względem strat w systemie nie poddanym optymalizacji, a jednocześnie poprawie ulegają profile napięcia w węzłach odbiorczych. Zmniejszenie strat uzyskiwane jest poprzez ustalenie optymalnych wartości napięć w węzłach wytwórczych, generalnie wyższych niż w wariancie gdy system nie podlega optymalizacji.

#### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

- W wyniku wykonanych badań można ocenić przydatność zaproponowanego algorytmu do sterowania poziomami napięć i rozpiętościami mocy biernej w systemie. Oceniając działanie algorytmu można sformułować następujące wnioski.
- Dzięki zaproponowanej metodzie możliwe jest ograniczenie strat mocy czynnej w zakresie dochodzącym do około 5%.
- Jeżeli w wyniku optymalizacji uzyskuje się w pewnych przypadkach zwiększenie strat mocy czynnej, to stan uznany za optymalny zawsze charakteryzuje się poziomami napięć spełniających ograniczenia dopuszczalnych poziomów w węzłach lub jest do niego możliwie najbardziej zbliżony.
- Zastosowana metoda optymalizacji charakteryzuje się algorytmem możliwym do implementacji w dowolnym komercyjnym programie obliczającym rozpiętość napięć i poziomy napięć.
- Zastosowana metoda jest wrażliwa na punkt startowy, gdyż jako metoda z rodziny gradientowych ma tendencję do znajdowania lokalnych ekstremów nieliniowej funkcji celu rozpiętej na  $n$  wymiarowej płaszczyźnie sterowania jednostkami wytwórczymi i transformatorami.
- Jako punkty startowe dla metody zalecane są wyższe poziomy napięcia, wówczas algorytm optymalizacyjny ma większe szanse na znalezienie stanu zbliżonego do optymalnego.
- Zaproponowana metoda jest w stanie przeprowadzić proces optymalizacji napięć również wówczas, gdy w stanie początkowym napięcia pojedynczego węzła lub wielu węzłów wychodzą poza przedział dopuszczalnych napięć w węzłach.
- Proponowana metoda charakteryzuje się umiarkowaną szybkością działania, co nie wyklucza możliwości wykorzystania jej do optymalizacji dużych systemów elektroenergetycznych. Szybkość działania metody obniża się, jeżeli poziomy napięć w węzłach drastycznie odbiegają od przedziału dopuszczalnych napięć.

- Zastosowanie funkcji celu opartych o zbiory rozmyte pozwala dość łatwo rozbudować metodę o nowe ograniczenia – np. ustalenie zapasu mocy biernej dla źródeł wytwórczych, ocenę obciążenia elementów systemu, czy inne.
- Zaproponowane rozmyte wskaźniki oceny stanu systemu elektroenergetycznego mogą być stosowane z innymi metodami optymalizacyjnymi, np. genetycznymi, które są bardziej odporne na wykrywanie lokalnych ekstremów.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Bansal, R.C., Bibliography on the fuzzy set theory applications in power systems (1994-2001), *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 18, no. 4, pp. 1291–1299, Nov. 2003
2. Momoh J. A., Tomsovic K.: Overview and literature survey of fuzzy set theory in power systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, August 1995.
3. Zajczyk R., Lubośny Z., Klucznik J., Kowalak R., Małkowski R., Dobrzyński K., Zbroński A.: Optymalizacja gospodarki mocą bierną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, Umowa zawarta w dniu 20.06.2011 roku, w Poznaniu pomiędzy: Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej a Politechniką Wrocławską.
4. Ameli, M.T., Shokri, V., Shokri, S., Using Fuzzy Logic & Full Search for Distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile, *Computer Information Systems and Industrial Management Applications (CISIM)*, 2010 International Conference on , vol., no., pp.626-630, 8-10 Oct. 2010
5. Eremia M., Simon P., Petricica D., Gheorghiu D.: Some Aspects of Hierarchical Voltage – Reactive Power Control, *IEEE* 2001.
6. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*, New York, NY: John Wiley & Sons, Inc., 1996, pp. 39,517.
7. Kujaszczyk S., Brociek S., Flisowski Z., Gryko J., Nazarko J., Zdun Z.: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1997.
8. X. Lin, A. K. David and C. W. Yu, "Reactive power optimization with voltage stability consideration in power market systems", *IEE proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 150, no. 3, pp. 305–310, May 2003.

### VOLTAGE AND REACTIVE POWER LOAD FLOW OPTIMISATION IN THE POWER SYSTEM USING FUZZY LOGIC– CONFERENCE PAPER

**Key-words:** fuzzy sets, optimisation, electric power system

The paper presents the issues related to the voltage levels control in the power system. An authors' method of optimization of reactive power flow, leading to the improvement of the voltages in the power system and reducing active power losses is considered. The method is based on the process optimization using fuzzy logic, supported by a gradient search algorithm. The method has been implemented and verified on PLANS software.

## OCENA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA METODY PUNKTU WEWNĘTRZNEGO DO OPTYMALIZACJI ROZPŁYWU MOCY BIERNEJ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM – REFERAT KONFERENCYJNY

Zbigniew LUBOŚNY<sup>1</sup>, Krzysztof DOBRZYŃSKI<sup>2</sup>, Jacek KLUCZNIK<sup>3</sup>

1. Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej  
tel: 58 3471641      fax: 58 347 1898      e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl
2. Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej  
tel: 58 3471798      fax: 58 347 1898      e-mail: k.dobrzynski@ely.pg.gda.pl
3. Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej  
tel: 58 3471798      fax: 58 347 1898      e-mail: j.klucznik@ely.pg.gda.pl

**Streszczenie:** W referacie poddano weryfikacji metodę punktu wewnętrznego pod kątem jej wykorzystania do optymalizacji rozptywu mocy biernej w systemie elektroenergetycznym. Rozważania przeprowadzono na 28 węzłowym systemie CIGRE, z wykorzystaniem zaimplementowanej metody punktu wewnętrznego w programie Power Factory firmy DIGSILENT.

**Słowa kluczowe:** optymalizacja rozptywu mocy biernej, metoda punktu wewnętrznego.

### 1. WSTĘP

Właściwe gospodarowanie mocą bierną w systemie wydaje się być uzasadnione z wielu powodów. Jako podstawowe argumenty można wymienić minimalizację strat mocy czynnej w systemie, minimalizację kosztów wytwarzania, czy optymalizację poziomów napięć w węzłach systemu. Osiągnięcie wybranego celu optymalizacji jest możliwe z wykorzystaniem odpowiedniej metody optymalizacyjnej działającej w powiązaniu z programem obliczającym rozptywu na modelu matematycznym systemu. W niniejszym artykule zamieszczono wyniki analiz przeprowadzonych pod kątem możliwości wykorzystania metody punktu wewnętrznego do minimalizacji strat mocy czynnej w systemie.

### 2. PODSTAWY TEORETYCZNE

Metoda punktu wewnętrznego jest jedną z metod optymalizacji znajdującą zastosowanie w zagadnieniach programowania liniowego jak i nieliniowego. Metoda ta jest szczególnie zalecana dla problemów wielowymiarowych. Tym samym nadaje się do rozwiązywania problemów optymalizacji w systemach elektroenergetycznych. W tym przypadku, ze względu na charakter zależności opisujących sieć elektroenergetyczną oraz (często) optymalizowaną funkcję celu, lokuje się w grupie zagadnień programowania nieliniowego.

Zadanie optymalizacji funkcji  $f(X)$  w wielowymiarowej przestrzeni rozpiętej na wektorze  $X = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$ , ograniczonej wektorami funkcji linowych  $G(X)$  i nieliniowych  $H(X)$  można sformułować następująco [4]:

$$\min_X f(X) \quad (1)$$

przy ograniczeniach:

$$G(X) = 0 \quad (2)$$

$$H(X) \leq 0 \quad (3)$$

z (ewentualnym) uwzględnieniem dodatkowych warunków:

$$X_{\min} \leq X \leq X_{\max} \quad (4)$$

Ograniczenia nierównościowe  $H(X)$  przekształcane są do postaci ograniczeń równościowych z wykorzystaniem tzw. funkcji barierowej (często jest to funkcja logarytmiczna dodatkowej zmiennej  $Z$ ). Po tym przekształceniu zagadnienie (1) przybiera postać:

$$\min_X \left[ f(X) - \gamma \sum_{m=1}^{n_i} \ln(Z_m) \right] \quad (6)$$

przy ograniczeniach:

$$G(X) = 0 \quad (7)$$

$$H(X) + Z = 0 \quad (8)$$

$$Z > 0 \quad (9)$$

gdzie:  $\gamma$  jest parametrem zaburzenia, a  $n_i$  określa liczbę ograniczeń nierównościowych.

Dla wartości parametru zaburzenia  $\gamma$  zbliżonej do zera problem optymalizacji (6) staje się zbliżony do problemu wyjściowego (1). Wprowadzenie logarytmicznej funkcji barie-

rowej prowadzi do stanu, w którym w kolejnych iteracjach procesu optymalizacji rozwiązanie zawsze znajduje się w obszarze ograniczonym.

Forma optymalizowanej funkcji  $f(X)$ , tj. funkcji celu, zależy od rozważanego zagadnienia. Do powszechnie rozważanych zagadnień zaliczyć można:

- Minimalizację strat mocy czynnej (energii) w sieci elektroenergetycznej.
- Minimalizację kosztów wytwarzania energii elektrycznej.
- Optymalizację poziomów napięć w sieci elektroenergetycznej.
- Minimalizację przepływów mocy biernej w sieci elektroenergetycznej lub w jej fragmencie.
- Optymalizację wartości generowanej mocy biernej przez źródła mocy biernej w sieci elektroenergetycznej (w tym optymalizacja rozmieszczenia źródeł mocy biernej).
- Optymalizację kosztu mocy (energii) pobieranej w węzle przez odbiory, dla których względy techniczno-ekonomiczne umożliwiają (uzasadniają) uzależnienie poboru mocy od ceny energii.

Wektor zmiennych, w podstawowej formie może mieć postać:

$$X = [\Theta \ U \ P_g \ Q_g]^T \quad (10)$$

$X = [\Theta \ U \ P_g \ Q_g]^T$  tj. może składać się odpowiednio z wektorów kątów napięć, modułów napięć, mocy czynnych węzłowych oraz mocy biernych węzłowych danej sieci elektroenergetycznej. W przypadku, gdy w rozwiązywanym problemie uwzględnia się regulację transformatorami, wektor zmiennych powinien być poszerzony o przekładnie tych transformatorów. W ogólności o przekładnie poprzeczne  $\mathcal{G}_p$  i podłużne  $\mathcal{G}_d$ . Wektor  $X$  przyjmuje wówczas następującą postać:

$$X = [\Theta \ U \ P_g \ Q_g \ \mathcal{G}_p \ \mathcal{G}_d]^T \quad (11)$$

Funkcje ograniczeń równościowych  $G(X)$  wynikają tu z równań węzłowych sieci, formułowanych oddzielnie dla mocy czynnych i mocy biernych. Funkcje te w postaci podstawowej mają następującą postać:

$$G_p(X) = P(\Theta, U) + P_o - P_g = 0 \quad (12)$$

$$G_Q(X) = Q(\Theta, U) + Q_o - Q_g = 0 \quad (13)$$

gdzie  $P_o$ ,  $Q_o$  oznaczają odpowiednio moc czynną i bierną odbioru przyłączonego do danego węzła sieci<sup>1</sup>.

Z kolei funkcje ograniczeń nierównościowych  $H(X)$  wynikają z różnego rodzaju ograniczeń technicznych lub ekonomicznych (w zależności od rozważanego problemu). Funkcje te, przykładowo, w odniesieniu do maksymalnego obciążenia gałęzi (linii, transformatora) wyrażonego przez prąd, mają następującą postać:

$$H_p(X) = |I_p(\Theta, U)| - I_{\max} \leq 0 \quad (14)$$

$$H_k(X) = |I_k(\Theta, U)| - I_{\max} \leq 0 \quad (15)$$

gdzie  $I_p$ ,  $I_k$ ,  $I_{\max}$  są odpowiednio prądami na początku i na końcu gałęzi oraz prądem maksymalnym gałęzi. W ogólności

ści prąd graniczny  $I_{\max}$  może być wyrażony w postaci funkcji różnych zmiennych, w tym prądu danej linii.

W grupie funkcji ograniczeń nierównościowych  $H(X)$  wystąpić mogą również ograniczenia wynikające z obszaru dopuszczalnych stanów pracy generatora synchronicznego (lub innego źródła energii).

Ostatnią grupę ograniczeń stanowią ograniczenia odnoszące się do poszczególnych zmiennych wektora  $X$ , tj. do napięć węzłowych, mocy wprowadzanej przez źródła i ewentualnie do przekładni transformatorów:

$$u_{i,\min} \leq u_i \leq u_{i,\max} \quad i \in 1 \dots n_b \quad (16)$$

$$P_{gi,\min} \leq P_i \leq P_{gi,\max} \quad i \in 1 \dots n_g \quad (17)$$

$$q_{gi,\min} \leq q_i \leq q_{gi,\max} \quad i \in 1 \dots n_g \quad (18)$$

$$\mathcal{G}_{pi,\min} \leq \mathcal{G}_{pi} \leq \mathcal{G}_{pi,\max} \quad i \in 1 \dots n_t \quad (19)$$

$$\mathcal{G}_{di,\min} \leq \mathcal{G}_{di} \leq \mathcal{G}_{di,\max} \quad i \in 1 \dots n_t \quad (20)$$

$$\Delta\Theta_{ij} \leq \Delta\Theta_{ij,\max} \quad i, j \in 1 \dots n_b \quad (21)$$

gdzie  $n_b$ ,  $n_g$ ,  $n_t$  oznaczają odpowiednio liczbę węzłów, liczbę węzłów generacyjnych oraz liczbę transformatorów. Warunek (21) określający maksymalną różnicę kąta napięć w węzłach  $i$  oraz  $j$  może być wprowadzony ze względu na wymóg zachowania odpowiedniego zapasu stabilności lokalnej systemu.

### 3. PRZYKŁADOWE WYNIKI BADAŃ

W badaniach dotyczących optymalizacji napięć i mocy biernej wykorzystujących metodę punktu wewnętrznego zastosowano przykładowy model systemu elektroenergetycznego CIGRE składający się z 28 węzłów. Na potrzeby analiz system CIGRE został zamodelowany w programie PowerFactory firmy DlgSILENT. Program ten udostępnia zaimplementowaną metodę punktu wewnętrznego opartą na algorytmie Newtona – Lagrange'a, gdzie poszukiwanym rozwiązaniem jest minimalna wartość funkcji celu (1), przy spełnieniu ograniczeń równościowych (2), które odpowiadają równaniom rozplwowym sieci oraz przy spełnieniu ograniczeń nierównościowych (3). Ograniczenia nierównościowe w podjętych rozważaniach reprezentowane są przez dopuszczalne zakresy napięć w węzłach ( $U_{\min}$ ,  $U_{\max}$ ) oraz mocy biernych generatorów ( $Q_{g\min}$ ,  $Q_{g\max}$ ).

W badaniach weryfikujących działanie metody punktu wewnętrznego przeanalizowano szereg wariantów pracy testowego systemu. Z jednej strony postać wariantów wynikała z przyjęcia określonego programu badania metody, a z drugiej strony z uwzględnienia dobowego obciążenia systemu. W ogólności przyjęto szereg założeń, a w tym między innymi:

- Przyjęto, że w optymalizacji bierze udział wybrana część generatorów w systemie. Odpowiada to podejściu, które zostałoby zastosowane w rzeczywistym systemie, gdzie centralnie regulowana byłaby tylko określona część generatorów (tak jak ma to miejsce np. podczas regulacji wtórnej).
- Podczas regulacji optymalizacji podlegają napięcia wzbudzenia wybranych generatorów, czyli de facto ich moce bierne. Moc czynna dla każdego wariantu pozostaje na ustalonym, niezmiennym poziomie.

<sup>1</sup> W przypadku modelowania odbiorów w postaci admittancji moce czynne i bierne odbiorów w postaci jawnej w zależnościach (12) i (13) nie występują.



- Jako ograniczenia przyjęto dopuszczalne napięcia w węzłach, które w zależności od poziomu napięcia są następujące (w wartościach względnych):

□ Sieć 110 kV:  $U_{\min} = 0,955$ ;  $U_{\max} = 1,118$ ,

□ sieć 220 kV:  $U_{\min} = 0,955$ ;  $U_{\max} = 1,114$ ,

□ sieć 400 kV:  $U_{\min} = 0,9$ ;  $U_{\max} = 1,1$ ,

- węzły generatorowe (poziomu SN):

$$U_{\min} = 0,9; \quad U_{\max} = 1,1,$$

oraz dopuszczalne moce bierne generatorów ( $Q_{g\min}$ ,  $Q_{g\max}$ ).

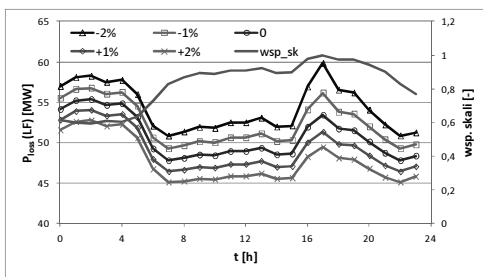
- Jako funkcję celu przyjęto minimalizację strat w sieci.
- Warianty rozważane w badaniach. – Podstawowym podejściem jest różne obciążenie systemu, które wynika z przyjęcia przykładowej krzywej zapotrzebowania. Przyjęto, że stan (obciążenie, generacja, struktura) wykorzystanego w badaniach testowego systemu CIGRE stanowi obciążenie szczytowe w odniesieniu do krzywej zapotrzebowania, które przypada na godzinę 17. Założono, że wariantów wynikających z krzywej zapotrzebowania jest 24, czyli wariant obciążenia dla każdej pełnej godziny (krzywa obciążenia dobowego widoczna jest na wykresach z wynikami zamieszczonymi w dalszej części i została oznaczona jako 'wsp\_sk').

Ponadto założono następujące warianty badania wrażliwości metody punktu wewnętrznego:

- wpływ zmiany napięć zadanych generatorów,
- wpływ lokalizacji generatora bilansującego w systemie,
- wpływ sposobu bilansowania sieci,
- wpływ zmiany dopuszczalnych wartości napięć w węzłach systemu.

### 3.1. Wpływ zmiany napięć zadanych generatorów

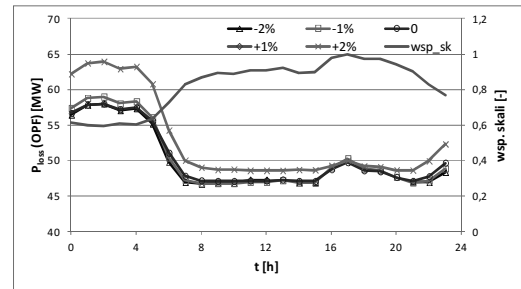
Poniżej zamieszczono wybrane wyniki badań pokazujące wpływ zmiany wartości napięć zadanych generatorów. Założono, że napięcia te zmieniają się o  $\pm 1\%$  i  $\pm 2\%$  w stosunku do wariantu referencyjnego (na wykresach wariant referencyjny oznaczono jako '0'), przy czym zmiana dokonywana jest równocześnie we wszystkich generatorach.



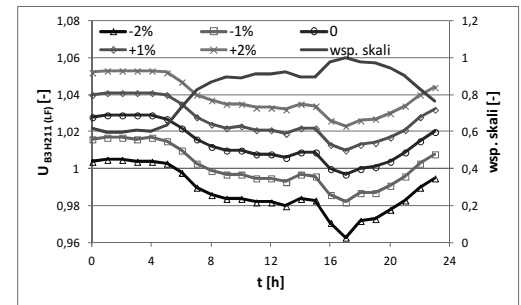
Rys. 1. Straty mocy w sieci. Wpływ zmiany napięć zadanych generatorów. Bez optymalizacji (LF)

Na zamieszczonych przebiegach na rysunkach 1–2 można zauważyć, że różnica strat w sieci uzyskana bez (LF) i z optymalizacją (OPF) silnie zależy od wartości napięć zadanych generatorów. Wynika to jednak głównie ze zmiany tych strat (w przeciągu doby) przy obliczeniach wykonanych bez optymalizacji.

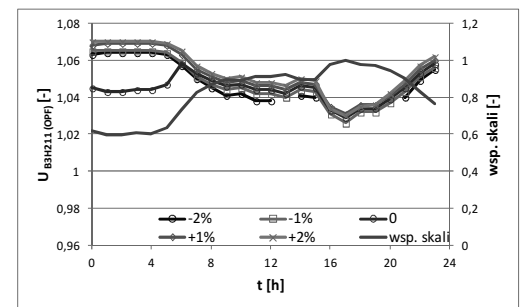
W przypadku wykorzystania optymalnego rozplwy w sieci, straty dla poszczególnych zmian napięć zadanych generatorów są do siebie zbliżone. Zauważalnie odbiega tu tylko wariant, w którym napięcia zadane generatorów zostały w stosunku do wartości wyjściowej zwiększone o 2%.



Rys. 2. Straty mocy w sieci. Wpływ zmiany napięć zadanych generatorów. Z optymalizacją (OPF)



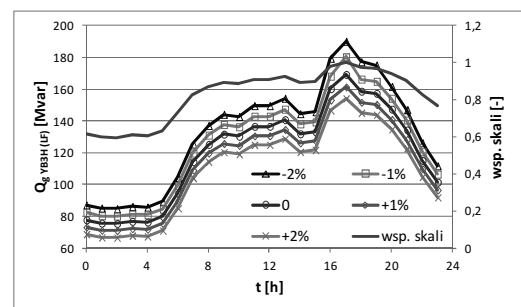
Rys. 3. Napięcia w wybranym węzle sieci: B3H211. Bez optymalizacji (LF)



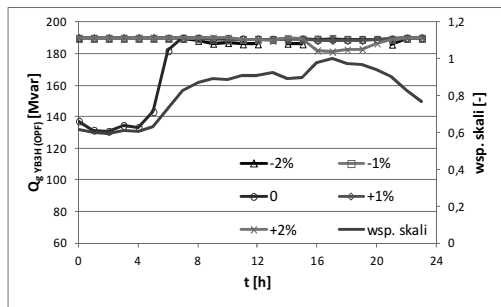
Rys. 4. Napięcia w wybranym węzle sieci: B3H211. Z optymalizacją (OPF)

Na rysunkach 3 i 4 zamieszczono wartości napięć w węzle B3H211. Wpływ zmiany napięć zadanych generatorów jest wyraźnie widoczny dla obliczeń wykonanych bez optymalizacji (LF). Znacznie mniejsze rozbieżności w napięciach obserwuje się dla wyników uzyskanych z wykorzystaniem optymalnego rozplwy (OPF).

W przypadku mocy biernej przykładowego generatora YB3H (rys. 5 i 6) można zauważyć, że osiąga on swoją wartość graniczną mocy biernej.



Rys. 5. Moc bierna wybranego generatora: YB3H. Bez optymalizacji (LF)



Rys. 6. Moc bierna wybranego generatora: YB3H. Z optymalizacją (OPF)

#### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

Na podstawie przeprowadzonych analiz dotyczących działania metody optymalizacyjnej punktu wewnętrznego można sformułować następujące wnioski:

- W analizach wykorzystano metodę punktu wewnętrznego zaimplementowaną w komercyjnym programie PowerFactory firmy DlgSILENT. Należy uznać, że zastosowana tam metoda jest kompletna i poprawnie zrealizowana.
- Czasy działania metody punktu wewnętrznego na wykorzystanym w analizach przykładowym systemie kształtują się na poziomie 1-2 sekund. Nie były wykonywane analizy na pełnym systemie, ale należy się spodziewać, że czasy te nie przekroczą 1 minuty.
- Z przebiegów napięć wynika, że w wielu przypadkach są one w wyniku optymalizacji lokowane przy górnej wartości dopuszczalnej dla węzłów. Wynika to z przyjętej w badaniach funkcji celu, która opierała się na minimalizacji strat w sieci. Z tego też powodu w niektórych wariantach moce bierne generatorów biorących udział w procesie optymalizacji osiągają swoją górną granicę mocy biernej. W ogólności należy zwrócić uwagę na dużą zmienność mocy biernej poszczególnych generatorów w przekroju całej doby.
- Nie dla każdego obciążenia godzinowego w rozważanych wariantach obliczany jest optymalny rozptyw. Wynika to z zasady działania metody punktu wewnętrznego przyjętej w programie PowerFactory, która nie uruchamia procesu optymalizacji jeżeli w stanie wyjściowym nie jest speł-

nione dowolne ograniczenie (np. jeżeli napięcie w dowolnym węzle znajduje się poza ograniczeniem).

- W badaniach przeprowadzono optymalizację dla 304 wariantów. Dla 174 wariantów uzyskano wynik lepszy od wartości wyjściowej, co stanowi 57,2% wariantów. Gorszy wynik od wartości wyjściowej uzyskano dla 42,8% wariantów i co charakterystyczne, są to przede wszystkim warianty (28,6%) o niskim obciążeniu systemu (w godzinach 23-6). Należy tu zauważyć, że metoda punktu wewnętrznego jest silnie zależna od stanu wyjściowego systemu.

#### BIBLIOGRAFIA

1. D. Xiaoying, W. Xifan, S. Yonghua and G.Jian: *The interior point branch and cut method for optimal power flow*, 0-7803-7459-2/02/\$17.00 © 2002 IEEE, pp. 651–655.
2. Dobrzyński K., Klucznik J., Kowalak R., Lubośny Z., Małkowski R., Zajczyk R., Zbroński A.: *Optymalizacja gospodarki mocą bierną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym*, Część 1: *Analizy techniczne – wybór metody/metod optymalizacji gospodarki mocą bierną*. Praca na zlecenie PTPiREE pod kierownictwem prof. K. Wilkosza, Politechnika Wroclawska 2012.
3. M.J. Rider, V.L. Paucar, A.V. Garcia: *Enhanced higher-order interior-point method to minimize active power losses in electric energy system* [J]. IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., 2004, 151(4): 517–525
4. MATPOWER 4.1, *User's Manual*, grudzień 2011.
5. S. Granville: *Optimal reactive dispatch through interior point methods*, IEEE Trans. Power Syst., vol. 9, no. 1, pp. 136–146, Feb. 1994.
6. Wei Yan, J. Yu, D. C. Yu and K. Bhattarai: *A new optimal reactive power flow model in rectangular form and its solution by predictor corrector primal dual interior point method*, IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, no. 1, pp. 61–67, Feb. 2006.
7. Y. Wu, A. S. Debs and R. E. Marsten: *Direct Nonlinear Predictor-Corrector Primal-Dual Interior Point Algorithm for Optimal Power Flows*, 1993 IEEE Power Industry Computer Applications Conference, pp. 138–145.

### INTERIOR POINT METHOD EVALUATION FOR REACTIVE POWER FLOW OPTIMIZATION IN THE POWER SYSTEM – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** reactive power flow optimization, interior point method

The paper verifies an interior point method for reactive power flow optimization in the power system. The study was conducted on 28 node CIGRE system, using the interior point method optimization procedures implemented in Power Factory software.

## OPTIMALIZACJA ROZPŁYWU MOCY W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM Z ZASTOSOWANIEM NOWOCZESNYCH ALGORYTMÓW OPTIMALIZACJI INTERIOR POINT ORAZ NON INTERIOR POINT – REFERAT KONFERENCYJNY

Marcin POŁOMSKI<sup>1</sup>, Bernard BARON<sup>1</sup>

1. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektrotechniki i Informatyki  
ul. Akademicka 10, 44-100 Gliwice, tel: 032 2371229, fax: 032 2371258

**Streszczenie:** W artykule zaprezentowano algorytm prymalno-dualnej metody punktu wewnętrznego oraz nowy wariant metody optymalizacji non interior point w zastosowaniu do zadania optymalizacji rozpyływu mocy w systemie elektroenergetycznym (OPF). Opisane algorytmy zostały zaimplementowane w autorskim oprogramowaniu. Przeprowadzone eksperymenty obliczeniowe wskazują przydatność zaimplementowanych algorytmów w zakresie wyznaczenia rozwiązania zadania OPF, w tym dla modelu systemu o rozmiarach porównywalnych z rozmiarami Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

**Słowa kluczowe:** optymalizacja rozpyływu mocy, non interior point.

### 1. METODA INTERIOR POINT W ZADANIU PROGRAMOWANIA NIELINIOWEGO

Poszukiwanie optymalnego rozpyływu mocy w systemie elektroenergetycznym (ang. Optimal Power Flow, OPF) wymaga znalezienia minimum pewnej funkcji celu, najczęściej formułowanej jako sumaryczny koszt bilansowania zapotrzebowania [0], [0], przy jednoczesnym spełnieniu wszystkich ograniczeń, tj. ograniczeń wynikających z równań bilansu mocy czynnej i biernej w węzłach systemu oraz ograniczeń technicznych urządzeń służących do wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej. Tak sformułowane zagadnienie stanowi w istocie zadanie programowania nieliniowego [0]:

$$\min_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) \text{ przy } \mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \mathbf{g}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0}, \quad (1)$$

gdzie:  $\mathbf{x}$  – wektor zmiennych zadania optymalizacji zawierający moduły i kąty napięć węzłowych, moce czynne i bierne generowane w węzłach wytwórczych,  $f$  – funkcja celu zadania optymalizacji,  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  – wektor ograniczeń równościowych, zawierający równania bilansu mocy w węzłach systemu,  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  – wektor ograniczeń nierównościowych, wynikający z technicznych właściwości urządzeń służących do wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej.

W klasycznym przypadku stosuje się funkcję celu  $f$ , w postaci zmiennych całkowitych kosztów wytwarzania energii [0]:

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^{N_g} (a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i), \quad (2)$$

gdzie:  $P_{gi}$  – wartość mocy czynnej generowanej w  $i$ -tym węzle wytwórczym,  $Q_{gi}$  – wartość mocy biernej generowanej w  $i$ -tym węzle wytwórczym,  $a_i, b_i, c_i$  – współczynniki charakterystyki kosztów wytwarzania  $i$ -tego węzła wytwórczego,  $N_g$  – liczba węzłów wytwórczych.

Mając na uwadze konstrukcję algorytmu metody IP [0], podstawowym przekształceniem wykonywanym w celu jego zastosowania dla problemu (1), biorąc pod uwagę własności metody *logarytmicznej funkcji barierowej*, jest zdefiniowanie problemu zastępczego:

$$\min_{\mathbf{x}} (f(\mathbf{x}) - \mu_k \sum_{i=1}^{n_g} \ln(z_i)), \quad \mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{z} = \mathbf{0}, \mathbf{z} \geq \mathbf{0}, \quad (3)$$

gdzie:  $\mathbf{z}$  – wektor zmiennych dopełniających,  $\mu_k$  – parametr barierowy,  $n_g$  – liczba ograniczeń nierównościowych.

Wartość parametru barierowego  $\mu_k$ , w kolejnych iteracjach, sprowadzana jest do zera, a ciąg otrzymywanych rozwiązań  $\{\mathbf{x}^{(k)}\}$  problemu (3) dąży do rozwiązania zadania (1). Minimum lokalne funkcji celu dla zadania programowania nieliniowego w postaci (3) określone jest przez punkt stacjonarny funkcji Lagrange'a i muszą być spełnione warunki optymalności Karusha-Kuhna-Tuckera (KKT), co prowadzi do sformułowania następującego układu równań nieliniowych:

$$\nabla_{\mathbf{y}} L_{\mu}(\mathbf{y}, \mu_k) \begin{bmatrix} \mathbf{Z}\boldsymbol{\pi} - \mu_k \mathbf{e} \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{z} \\ \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) + (\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\lambda} + (\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\pi} \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = \mathbf{0}, \quad (4)$$

gdzie:  $\mathbf{e} = [1, 1, \dots, 1]^T$ ,  $\mathbf{Z} = \text{diag}[z_i; i = 1, \dots, n_g]$ ,  $\boldsymbol{\lambda}$  – wektor mnożników Lagrange'a odpowiadający ograniczeniom równościowym,  $\boldsymbol{\pi}$  – wektor mnożników Lagrange'a odpowiadający ograniczeniom nierównościowym,  $\mathbf{y} = [\mathbf{z}, \boldsymbol{\pi}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}]^T$ .

Układ równań (4) stanowi jednocześnie podstawę procesu obliczeniowego prymalno-dualnej metody punktu wewnętrznego. W celu jego rozwiązania zastosowano metodę

Newtona, zgodnie z którą, w każdym kroku iteracyjnym  $k$  rozwiązuje się układ równań w postaci:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{\Pi} & \mathbf{Z} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{1} & \mathbf{0} & \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x}) & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x})^T & \nabla_{\mathbf{x}}^2 L & \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x})^T \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x}) & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{z} \\ \Delta \boldsymbol{\pi} \\ \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{Z}\boldsymbol{\pi} - \mu_k \mathbf{e} \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{z} \\ \mathbf{r}_x \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) \end{bmatrix}, \quad (5)$$

przy czym

$$\nabla_{\mathbf{x}}^2 L = \nabla_{\mathbf{x}}^2 f(\mathbf{x}) + \nabla_{\mathbf{x}}^2 (\boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{h}(\mathbf{x})) + \nabla_{\mathbf{x}}^2 (\boldsymbol{\pi}^T \mathbf{g}(\mathbf{x})), \quad (6)$$

$$\mathbf{r}_x = \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) + (\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\lambda} + (\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\pi}, \quad (7)$$

gdzie:  $\mathbf{\Pi} = \text{diag}[\pi_i, i = 1, 2, \dots, n_g]$ ,  $\mathbf{1}$  – macierz jednostkowa.

Poprawka wektora kierunku poszukiwań, w pojedynczym kroku metody Newtona, może zostać wyznaczona poprzez rozwiązanie układu równań liniowych (5) bezpośrednio lub poprzez rozwiązanie zredukowanego analitycznie układu równań (8):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H} & \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x})^T \\ \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x}) & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \boldsymbol{\Psi} \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) \end{bmatrix}, \quad (8)$$

przy czym

$$\mathbf{H} = \nabla_{\mathbf{x}}^2 L + (\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x}))^T \mathbf{Z}^{-1} \mathbf{\Pi} (\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x})), \quad (9)$$

$$\boldsymbol{\Psi} = \mathbf{r}_x + (\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x}))^T \mathbf{Z}^{-1} (\mu_k \mathbf{e} + \mathbf{\Pi} \mathbf{g}(\mathbf{x})). \quad (10)$$

Wyznaczenie wartości wszystkich elementów wektora kierunku poszukiwań  $\Delta \mathbf{y} = [\Delta \mathbf{z}, \Delta \boldsymbol{\pi}, \Delta \mathbf{x}, \Delta \boldsymbol{\lambda}]^T$ , wykonywane jest wyznaczając rozwiązanie układu równań (8), a następnie wartości wektorów:

$$\begin{aligned} \Delta \mathbf{z} &= -\mathbf{g}(\mathbf{x}) - \mathbf{z} - \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x}) \Delta \mathbf{x}, \\ \Delta \boldsymbol{\pi} &= -\boldsymbol{\pi} + (\mathbf{Z}^{-1}) (\mu_k \mathbf{e} - \mathbf{\Pi} \Delta \mathbf{z}). \end{aligned} \quad (11)$$

Nowe wartości zmiennych prymalnych i dualnych zadania optymalizacji, wyznacza się według wzorów:

$$\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k + \alpha_k^p \Delta \mathbf{x}_k, \quad \mathbf{z}_{k+1} = \mathbf{z}_k + \alpha_k^p \Delta \mathbf{z}_k, \quad (12)$$

$$\boldsymbol{\lambda}_{k+1} = \boldsymbol{\lambda}_k + \alpha_k^d \Delta \boldsymbol{\lambda}_k, \quad \boldsymbol{\pi}_{k+1} = \boldsymbol{\pi}_k + \alpha_k^d \Delta \boldsymbol{\pi}_k. \quad (13)$$

Długości kroków  $\alpha_k^p$  oraz  $\alpha_k^d$  w  $k$ -tym kroku iteracyjnym, wyznacza się według wzorów:

$$\alpha_k^p = \min\{1, \gamma \min\{-z_i / \Delta z_i \mid \Delta z_i < 0\}\}, \quad (14)$$

$$\alpha_k^d = \min\{1, \gamma \min\{-\pi_i / \Delta \pi_i \mid \Delta \pi_i < 0\}\}, \quad (15)$$

gdzie:  $\gamma \in (0, 1)$  – tzw. współczynnik bezpieczeństwa.

Parametr barierowy  $\mu_k$  sprowadzany jest w kolejnych iteracjach do zera, według następującej reguły  $\mu_{k+1} = \sigma (\mathbf{z}_k^T \boldsymbol{\pi}_k) / n_g$ , gdzie  $\sigma \in (0, 1)$  stanowi parametr skalujący. W celu określenia kryterium zbieżności algorytmu, w  $k$ -tym kroku iteracyjnym algorytmu sprawdza się warunki zakończenia algorytmu ze względu na: zmienne prymalne, zmienne dualne, lukę komplementarną, funkcję celu.

## 2. METODA NON-INTERIOR POINT W ZADANIU PROGRAMOWANIA NIELINIOWEGO

Istotną cechą metody IP jest fakt, iż poszukiwanie rozwiązania optymalnego rozpoczyna się ze ściślego wnętrza obszaru rozwiązań dopuszczalnych ze względu na warunki komplementarne i pozostaje w nim w trakcie całego procesu optymalizacji. Cecha ta wpływa na przebieg procesu zbieżności, liczbę iteracji algorytmu i czas wyznaczenia rozwiązania. Podejmowane przez wielu autorów próby modyfikacji metody skutkowały powstaniem wielu rozwiązań algorytmicznych. Wśród nich, szczególnie interesującą grupę stanowią algorytmy, w których do warunków komplementarnych (KKT) zadania wykorzystano funkcje wygładzające klasy NCP [0]. Zadowalające wyniki zastosowania tych metod do rozwiązania zadania OPF [0], zachęcają do ich zbadania oraz podejmowania prób konstrukcji nowych wariantów algorytmów tej klasy. Koncepcja zaproponowana m.in. przez Kanzowa [0] oraz przez innych autorów dla liniowych oraz nieliniowych problemów komplementarnych polega na wprowadzeniu tzw. funkcji wygładzającej z parametrem  $\mu > 0$  spełniającej następującą równowagę:

$$\varphi_{\mu}(\boldsymbol{\pi}, \mathbf{z}) = 0 \Leftrightarrow \boldsymbol{\pi} > 0, \mathbf{z} > 0, \boldsymbol{\pi} \mathbf{z} = \mu, \text{ dla } \mu > 0. \quad (16)$$

Układ równań wynikający z warunków KKT dla zadania optymalizacji (1) po transformacji ograniczeń nierównościowych, do postaci ograniczeń równościowych, nie przyjmuje bezpośrednio postaci problemu komplementarnego. Można jednak koncepcję zaproponowaną dla problemów komplementarnych CP [0], zastosować do warunków komplementarnych  $\mathbf{Z}\boldsymbol{\pi} = \mathbf{0}$ , otrzymując w efekcie układ równań nieliniowych:

$$\boldsymbol{\Psi}_{\mu}(\mathbf{y}) = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\Phi}_{\mu}(\mathbf{z}, \boldsymbol{\pi}) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{z} \\ \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) + (\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\lambda} + (\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\pi} \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = \mathbf{0}, \quad (17)$$

gdzie:  $\boldsymbol{\Phi}_{\mu}(\mathbf{z}, \boldsymbol{\pi}) = [\varphi_{\mu}(z_i, \pi_i); i = 1, 2, \dots, n_g]^T$ ,  $\mathbf{y} = [\mathbf{z}, \boldsymbol{\pi}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}]^T$ .

Opierając się na przeprowadzonych rozważaniach oraz badaniach i eksperymentach numerycznych, proponuje się nowy wariant metody non-interior point, w zastosowaniu do zadania programowania nieliniowego, a w szczególności do zadania OPF sformułowanego jako zadanie programowania nieliniowego. Proponuje się modyfikację, w której parametr wygładzający  $\mu$  jest traktowany jako dodatkowa zmienna w układzie równań (17). Taka modyfikacja sprowadza układ równań (17) do następującej postaci:

$$\boldsymbol{\Psi}(\mathbf{y}, \mu) = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\Phi}_{\mu}(\mathbf{z}, \boldsymbol{\pi}) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{z} \\ \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) + (\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\lambda} + (\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x}))^T \boldsymbol{\pi} \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) \\ \sigma \mu \end{bmatrix} = \mathbf{0}. \quad (18)$$

W tym przypadku parametr  $\sigma \in (0, 1)$  pełni rolę podobną do roli parametru skalującego w metodzie IP. Układ równań wynikający z zastosowanej metody Newtona przyjmuje postać:

$$\begin{bmatrix} \nabla_z \Phi_\mu & \nabla_\pi \Phi_\mu & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \nabla_\mu \Phi_\mu \\ \mathbf{1} & \mathbf{0} & \nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x}) & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x})^\top & \nabla_x^2 L & \nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x})^\top & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x}) & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{z} \\ \Delta \boldsymbol{\pi} \\ \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \boldsymbol{\lambda} \\ \Delta \mu \end{bmatrix} = -\boldsymbol{\Psi}(\mathbf{y}, \mu), \quad (19)$$

gdzie:  $\nabla_\mu \Phi_\mu = \text{diag}[\partial \varphi_\mu(z_i, \pi_i) / \partial \mu; i = 1, 2, \dots, n_g]$ .

Kolejna modyfikacja polega na redukcji rozmiaru układu równań (19), poprzez analityczną jego redukcję, otrzymując w efekcie następującą postać układu zredukowanego:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{W} & \nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x})^\top \\ \nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x}) & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{s} \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) \end{bmatrix}, \quad (20)$$

gdzie:

$$\begin{aligned} \mathbf{W} &= \nabla_x^2 L + \nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x})^\top (\nabla_\pi \Phi_\mu)^{-1} (\nabla_z \Phi_\mu) \nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x}), \\ \mathbf{s} &= \mathbf{r}_x + \nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x})^\top (\nabla_\pi \Phi_\mu)^{-1} (\nabla_z \Phi_\mu \mathbf{r}_\pi - \Phi_\mu(\mathbf{z}, \boldsymbol{\pi}) + \sigma \mu \nabla_\mu \Phi_\mu), \\ \mathbf{r}_x &= \nabla_x f(\mathbf{x}) + (\nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x}))^\top \boldsymbol{\lambda} + (\nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x}))^\top \boldsymbol{\pi}, \\ \mathbf{r}_\pi &= \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{z}. \end{aligned}$$

Rozwiązując układ równań liniowych (20) otrzymuje się poprawkę wektora  $\Delta \mathbf{x}$  oraz  $\Delta \boldsymbol{\lambda}$ . Pozostałe wektory poprawek układu równań (19) wyznacza się kolejno według wzorów:

$$\Delta \mathbf{z} = -(\mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{z}) - \nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x}) \Delta \mathbf{x}, \quad (21)$$

$$\Delta \boldsymbol{\pi} = (\nabla_\pi \Phi_\mu)^{-1} (-\Phi_\mu(\mathbf{z}, \boldsymbol{\pi}) - \nabla_\mu \Phi_\mu \Delta \mu - \nabla_z \Phi_\mu \Delta \mathbf{z}). \quad (22)$$

Kolejna modyfikacja polega na sposobie wyznaczenia długości kroku  $\alpha^k$ , w  $k$ -tej iteracji metody Newtona. Zastosowano metodę nawrotów z regułą przeszukiwania Armijo, lecz zamiast badać pełną normę wektora  $\boldsymbol{\Psi}(\mathbf{y}, \mu)$  proponuje się uwzględnić tylko jego część komplementarną,  $\Phi_\mu(\mathbf{z}, \boldsymbol{\pi})$ , a regułę przeszukiwania zastąpić następującą:

$$\begin{aligned} \alpha^k &= \max \{ \alpha_1^p : p = 0, 1, 2, \dots; \\ \theta_\mu(\mathbf{y}^k + \alpha_1^p \Delta \mathbf{y}^k) &\leq \beta (1 - \sigma \alpha_1^p) \mu^k \}, \end{aligned} \quad (23)$$

gdzie:  $\beta \geq \theta_\mu(\mathbf{y}^0) / \mu^0$ ,  $\theta_\mu(\mathbf{y}) = 0.5 \Phi_\mu(\mathbf{y}, \mu)^\top \Phi_\mu(\mathbf{y}, \mu)$ .

### 3. EKSPERYMENTY OBLICZENIOWE

W ramach badań dokonano implementacji autorskiego oprogramowania, które pozwala na rozwiązanie zadania optymalizacji rozprywu mocy z zastosowaniem zaimplementowanych algorytmów optymalizacji IP oraz NIP. W oprogramowaniu uwzględniono zastosowanie techniki macierzy rzadkich do efektywnego zapisu struktur danych używanych w programie oraz wykorzystano dedykowane algorytmy rozwiązywania rzadkich układów równań liniowych. Eksperymenty obliczeniowe przeprowadzono dla zbioru systemów testowych, których statystyki zostały przedstawione w tabelicy 1.

Tabelica 1. Statystyki systemów testowych

Nazwa systemu testowego	Liczba węzłów $N_w$	Liczba węzłów wytwórczych $N_g$	Liczba węzłów odbiorczych $N_o$	Liczba linii $N_l$
Case-9	9	3	6	9
Case-30	30	6	24	41
Case-118	118	54	64	186
Case-300	300	69	231	411
Case-2383	2383	327	2056	2896
Case-2746	2746	364	2382	3279

Dane systemów testowych, których statystyki zgromadzono w tabelicy 1, pochodzą z dostępnego m.in. dla zastosowań naukowych i edukacyjnych pakietu obliczeniowego MATPOWER [0]. Zbiór danych testowych zawiera m.in. modele systemów, których rozmiary porównywalne są z rozmiarami rzeczywistego systemu elektroenergetycznego. Obliczenia przeprowadzono na komputerze wyposażonym w procesor Intel® Core™ 2 Quad 2.4GHz z 4GB pamięci operacyjnej, pracującym pod kontrolą 32-bitowego systemu operacyjnego Windows.

W tabeli 2 przedstawiono wyniki eksperymentów przeprowadzonych z użyciem algorytmu metody IP oraz NIP. Eksperymenty przeprowadzono badając przy tym nie tylko proces zbieżności algorytmów, ale również wpływ zastosowanej analitycznej redukcji układu równań liniowych na czas obliczeń. Jako punkt startowy obliczeń przyjęto punkt, w którym wartości początkowe kątów ustawiano na zero, a wartości modułów napięć, mocy czynnych i biernych w węzłach wytwórczych ustawiano na wartości średnią z minimalnej i maksymalnej wartości dopuszczalnej. Dla danego systemu testowego oraz wybranej metody optymalizacji, w serii eksperymentów uzyskiwano zbieżność do tego samego punktu rozwiązania, z zadaną dokładnością obliczeń ( $\varepsilon = 1e-6$ ).

\* *full* – w procesie obliczeniowym zastosowano macierz niezredukowaną odpowiednio (5) dla metody IP i (19) dla metody NIP;  
\* *red* – w procesie obliczeniowym zastosowano macierz zredukowaną odpowiednio (8) dla metody IP i (20) dla metody NIP

W celu weryfikacji uzyskanych wyników obliczeń, przeprowadzono dodatkowo eksperymenty numeryczne, w celu porównania wyników uzyskanych za pomocą oprogramowania autorskiego oraz wyników uzyskanych za pomocą pakietu MATPOWER. Porównania dokonano, co do wartości wektora zmiennych  $\mathbf{x} = [\mathbf{U}, \boldsymbol{\varphi}, \mathbf{P}_g, \mathbf{Q}_g]^\top$ , zadania optymalizacji zawierającego zmienne: moduły i kąty napięć węzłowych, moce czynne i bierne generowane w węzłach wytwórczych. W przeprowadzonej analizie porównawczej, w oprogramowaniu własnym zastosowano zaproponowany wariant metody non interior point, natomiast w oprogramowaniu MATPOWER, zaimplementowaną w nim metodę interior point. Analizę porównawczą wyników wykonano dla systemów

- Case-9, uzyskując:

$$\begin{aligned} \|\mathbf{U}^{(a)} - \mathbf{U}^{(b)}\|_\infty &= 5,58e-06, \|\boldsymbol{\varphi}^{(a)} - \boldsymbol{\varphi}^{(b)}\|_\infty = 6,08e-05, \\ \|\mathbf{P}_g^{(a)} - \mathbf{P}_g^{(b)}\|_\infty &= 1,04e-05, \|\mathbf{Q}_g^{(a)} - \mathbf{Q}_g^{(b)}\|_\infty = 3,05e-03, \end{aligned}$$

- Case-30, uzyskując:

$$\begin{aligned} \|\mathbf{U}^{(a)} - \mathbf{U}^{(b)}\|_\infty &= 4,96e-04, \|\boldsymbol{\varphi}^{(a)} - \boldsymbol{\varphi}^{(b)}\|_\infty = 3,30e-04, \\ \|\mathbf{P}_g^{(a)} - \mathbf{P}_g^{(b)}\|_\infty &= 7,47e-04, \|\mathbf{Q}_g^{(a)} - \mathbf{Q}_g^{(b)}\|_\infty = 7,81e-03, \end{aligned}$$

- Case-300, uzyskując:

$$\begin{aligned} \|\mathbf{U}^{(a)} - \mathbf{U}^{(b)}\|_\infty &= 1,10e-03, \|\boldsymbol{\varphi}^{(a)} - \boldsymbol{\varphi}^{(b)}\|_\infty = 4,55e-03, \\ \|\mathbf{P}_g^{(a)} - \mathbf{P}_g^{(b)}\|_\infty &= 6,47e-03, \|\mathbf{Q}_g^{(a)} - \mathbf{Q}_g^{(b)}\|_\infty = 9,71e-03, \end{aligned}$$

gdzie odpowiednio indeksami (a), (b) oznaczono wartości wektora zmiennych uzyskanych odpowiednio za pomocą oprogramowania autorskiego (a) oraz MATPOWER (b).

Tablica 2. Wyniki eksperymentów numerycznych przeprowadzonych z użyciem algorytmu metody interior point oraz non-interior point

Nazwa systemu testowego	Interior Point					Non-Interior Point					Wartość funkcji celu
	$IP_{full}$		$IP_{red}$		Liczba iteracji	$NIP_{full}$		$NIP_{red}$		Liczba iteracji	
	Czas obliczeń $t, ms$	Średni czas iteracji $t_{it}, ms$	Czas obliczeń $t, ms$	Średni czas iteracji $t_{it}, ms$		Czas obliczeń $t, ms$	Średni czas iteracji $t_{it}, ms$	Czas obliczeń $t, ms$	Średni czas iteracji $t_{it}, ms$		
Case-9	18	1,6	15	1,3	11	12	1,0	13	1,1	12	5 296,69
Case-30	73	5,6	61	4,6	13	101	5,9	75	4,4	17	576,89
Case-118	440	24,4	351	19,5	18	420	28,0	303	20,2	15	129 660,69
Case-300	1 597	55,0	1 247	43,0	29	1 058	62,2	764	44,9	17	719 725,08
Case-2383	19 407	485,1	15 387	384,6	40	13 761	550,4	9 883	395,3	25	1 862 367,03
Case-2746	20 335	564,8	16 081	446,7	36	15 386	641,1	<b>10 916</b>	454,8	24	1 605 145,58

#### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

Zastosowanie przedstawionego w artykule opracowanego wariantu algorytmu metody non-interior point w zadaniu optymalizacji rozpyływu mocy w systemie elektroenergetycznym, pozwala na zmniejszenie liczby iteracji algorytmu, w stosunku do metody interior point, co przekłada się na skrócenie czasu obliczeń. Istotny wpływ na czas wykonywania obliczeń, ma zastosowana analityczna redukcja układu równań liniowych sformułowanych w procesie obliczeniowym metody IP oraz NIP. Przeprowadzone eksperymenty obliczeniowe, dla rozpatrywanego zbioru danych testowych, potwierdziły przydatność oprogramowania i zaimplementowanych algorytmów w zakresie wyznaczenia rozwiązania zadania optymalizacji rozpyływu mocy w SEE, w tym dla modelu systemu o rozmiarach porównywalnych z rozmiarami systemu rzeczywistego.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Kremens Z., Sobierajski M.: Analiza systemów elektroenergetycznych.: WNT, 1996, ISBN 83-204-2060-1.
2. Kocot H., Korab R., Żmuda K.: Planowanie pracy jednostek wytwórczych na rynku energii elektrycznej - przegląd stosowanych metod, Prace Naukowe Politechniki Śląskiej. Kwartalnik „Elektryka”, zeszyt 3, vol. 211, no. 1827, pp. 7–31, 2009.
3. Quintana V. H., Torres G. L.: Introduction to interior-point methods, IEEE PICA, Santa Clara, CA, 1999.
4. Billups S. C., Murty K. G.: Complementarity problems, Journal of Computational and Applied Mathematics, Special issue on numerical analysis 2000 Vol. IV: optimization and nonlinear equations, vol. 124, no. 1–2, pp. 303–318, 2000, ISSN 0377-0427.
5. De Luca T., Facchinei F., Kanzow C.: A semismooth equation approach to the solution of nonlinear complementarity problems, Mathematical Programming, vol. 75, p. 407–439, 1996, ISSN 0025-5610.
6. Torres G. L., Quintana V. H.: Optimal power flow by a nonlinear complementarity method, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, pp. 1028–1033, 2000, ISSN 0885-8950.
7. Kanzow C.: Some Noninterior Continuation Methods for Linear Complementarity Problems, SIAM Journal on Matrix Analysis and Applications, vol. 17, p. 851–868, 1996, ISSN 0895-4798.
8. Zimmerman R. D., Murillo-Sánchez C. E., Thomas R. J.: MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2011, ISSN 0885-8950.

### OPTIMAL POWER FLOW BY USING MODERN INTERIOR POINT AND NON INTERIOR POINT OPTIMIZATION ALGORITHMS – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** optimal power flow, interior point, non-interior point.

The idea of optimal power flow (OPF) is to determine the optimal settings for control variables while respecting various constraints, and in general it is related to power system operational and planning optimization problems. Vast number of optimization methods have been applied to solve the OPF problem, but their performance is highly dependent on the size of a power system being optimized. The development of the OPF recently has tracked significant progress both in numerical optimization techniques and computer techniques application. In recent years, application of interior point methods to solve OPF problem has been paid great attention. This is due to the fact that IP methods are among the fastest algorithms, well suited to solve large-scale nonlinear optimization problems. This paper presents the primal-dual interior point method based optimal power flow algorithm and new variant of the non-interior point method algorithm with application to optimal power flow problem. Described algorithms were implemented in custom software. The experiments show the usefulness of computational software and implemented algorithms for solving the optimal power flow problem, including the system model sizes comparable to the size of the National Power System.

**PREVENTIVE CONTROL OF ELECTRIC POWER SYSTEM STATE VARIABLES BY THE METHODS OF PROBABILISTIC LOAD FLOW – CONFERENCE PAPER**

Irina GOLUB<sup>1</sup>, Oleg VOITOV<sup>2</sup>, Evgeny BOLOEV<sup>3</sup>

1. Melentiev Energy Systems Institute of SB of RAS, 664033, Russia, Irkutsk, Lermontov Str., 130  
tel: +7 (3952) 42-88-43 fax: +7 (3952) 42-67-96 e-mail: golub@isem.sei.irk.ru
2. Melentiev Energy Systems Institute of SB of RAS, 664033, Russia, Irkutsk, Lermontov Str., 130  
tel: +7 (3952) 42-88-43 fax: +7 (3952) 42-67-96 e-mail: sdo@isem.sei.irk.ru
3. Angarsk State Technical Academy, 665835, Russia, Irkutsk region, Angarsk, Tchaikovsky Str. 60  
tel: +7 (3955) 56-17-21 fax: +7 (3955) 67-18-32 e-mail: boloev@mail.ru

**Abstract:** The paper considers a technique for selection of preventive control actions to provide feasibility of electric power system (EPS) state variables, taking into consideration random character of variation in loads. The authors suggest that sensor variables in EPS should be identified and potential ranges of change in their values be estimated from the analysis of their numerical and probabilistic characteristics that are obtained by analytical methods of probabilistic load flow.

**Keywords:** singular analysis, sensor variables, probabilistic load flow.

**1. INTRODUCTION**

In the course of operation electric power systems experience large and small external disturbances and respond to them by changes in state variables. The network components whose state variables change to a greater extent at random external disturbances are called sensors. A large response of a state variable to a disturbance is not dangerous in itself, if the variable remains feasible after the disturbance. The probability that the variable goes beyond the feasible limits depends on its response to the disturbance, feasible range of change and closeness of the variable's mean to the limiting value. Estimation of probability makes it possible to develop control actions to be taken to prevent emergency situations. First of all the controls should include decisions on the network reinforcement related to the installation of additional equipment to mitigate the response of sensor variables to the disturbances. Secondly, there should be decisions related to the controls developed in the course of EPS operation and aimed at maintaining variables within feasible range determined by the reliability and quality requirements.

The technology of singular analysis for the identification of sensor variables and weak places causing these sensor variables in EPS was developed in [1]. However, this technology does not allow us to simultaneously identify sensor variables, estimate possible ranges of their changes and probability of their feasibility, and choose control actions to

provide the required values of the probabilities. Joint solution to all the enumerated problems can be obtained using the methods of probabilistic load flow.

A detailed analysis of the methods available for calculation of probabilistic load flow and their use in different problems of power engineering is presented in the surveys of the studies [2, 3, 4].

**2. METHODS OF PROBABILISTIC LOAD FLOW**

In the methods of probabilistic load flow, to be called **linear**, the means  $\mu_{\Delta\delta, \Delta U}$  and covariances  $\mu_{2\Delta\delta, \Delta U}$  of changes in the voltage magnitudes and phases will be determined through the means  $\mu_{\Delta P, \Delta Q}$  and variances  $\mu_{2\Delta P, \Delta Q}$  of loads that are found at the point of solution to the nonlinear system of equations for steady state of power system

$$\mu_{\Delta\delta, \Delta U} = J^{-1} \mu_{\Delta P, \Delta Q} \quad (1)$$

$$\mu_{2\Delta\delta, \Delta U} = J^{-1} \mu_{2\Delta P, \Delta Q} (J^{-1})^T \quad (2)$$

where  $J^{-1}$  – an inverse Jacobian matrix.

A simpler expression for the means and covariances (1), (2) can be obtained by singular value decomposition of asymmetrical Jacobian matrix

$$J = W \Sigma V^T = \sum_{j=1}^n w_j \sigma_j v_j^T \quad (3)$$

where  $W = (w_1, w_2, \dots, w_n)$  and  $V = (v_1, v_2, \dots, v_n)$  – orthogonal matrices in which columns are left and right singular vectors and  $\Sigma$  – diagonal matrix of singular values arranged in ascending order  $\sigma_1 < \sigma_2 < \sigma_3 < \dots < \sigma_n$ .

If the first singular value  $\sigma_1 = \sigma_{\min}$  is considerably lower than the rest of the singular values then the expression

for covariances of changes in the voltage magnitudes and phases, taking into account the first generalized disturbance, can be represented by the scalar value of variance of this disturbance  $\mu_{2\Delta S_1}$

$$\mu_{2\Delta\delta,\Delta U}^{(1)} = \nu_1 \left( w_1^T / \sigma_1 \right) \mu_{2\Delta P,\Delta Q} \left( w_1^T / \sigma_1 \right)^T \nu_1^T = \nu_1 \mu_{2\Delta S_1} \nu_1^T. \quad (4)$$

The components of the first right singular vector distribute scalar value  $\mu_{2\Delta S_1}$  among the network nodes. The linear method of **generalized disturbance** does not require that the scenario of change in the nodal powers be specified, but it makes it possible to estimate a set of disturbance scenarios by one criterion, using the specified variance value of generalized disturbance.

The error related to linearization of load flow equations can be reduced by the methods of nonlinear probabilistic load flow.

The quadratic Taylor approximation of the steady state equations in the general form can be represented by

$$\Delta Y = J\Delta X + 0.5H\Delta X \otimes \Delta X, \quad (5)$$

where a rectangular matrix  $H$ , called the Hessian matrix with  $k$

$$\text{rows and } k^2 \text{ columns, } \Delta Y = \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}, \Delta X = \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{pmatrix}.$$

Relation between means and variances of nodal powers, and means and covariances of state parameters on the basis of (5) can be represented as

$$\mu_{\Delta Y} = J\mu_{\Delta X} + 0.5H \left( b_{\mu_{2\Delta X}} + \mu_{\Delta X} \otimes \mu_{\Delta X} \right), \quad (6)$$

where  $b_{\mu_{2\Delta X}}$  – vector, made up of columns of matrix  $\mu_{2\Delta X}$ .

$$\mu_{2\Delta Y} = J\mu_{2\Delta X}J^T + 0.5 \cdot J\mu_{3\Delta X}H^T + 0.5 \cdot H\mu_{3\Delta X}^TJ^T + 0.25H \left( \mu_{4\Delta X} - b_{\mu_{2\Delta X}}b_{\mu_{2\Delta X}}^T \right) H^T, \quad (7)$$

where  $\mu_{3\Delta X}$  and  $\mu_{4\Delta X}$  – matrices of joint central moments of third and fourth order.

The system (6), (7) is underdefined because its two equations include four unknown matrices of moments. To get a unique solution the method of **statistical linearization** [6] (7) has only its linear part. We can also assume that the law of distribution of state variables is close to the normal law, and express the moments of the third and fourth orders through the cumulants equal to zero. Such a method is called the method of **two moments**, equation (7) for this method can be written as

$$\mu_{2\Delta Y} = J\mu_{2\Delta X}J^T + 0.25H \left( \mu_{4\Delta X} - b_{\mu_{2\Delta X}}b_{\mu_{2\Delta X}}^T \right) H^T. \quad (8)$$

In order to improve the accuracy of solution to the problem of nonlinear probabilistic load flow, obtained by the method of two moments, we suggest using the **method of three moments** in which the equation for central moments of the third order should be added to the system of equations (6), (7). The system of three equations is underdefined because it contains unknown matrices of the moments. To receive unique

solution the central moments of the fourth, fifth and sixth orders are represented through the cumulants equal to zero.

Additionally we analyzed the possibility of using the modification of the least labor-intensive **non-iterative** method for calculation of probabilistic nonlinear load flow [5] that does not suppose an iterative specification of solution but only makes it possible to adjust the means and moments of the second order that are obtained on the basis of linear approximation, taking into account the Hessian matrix.

The proposed improvement of the non-iterative method lies in the fact that it includes the procedure for iteratively specifying the solution. In this method, which is called **modified** expression (5) can be written as

$$\Delta X = J^{-1}\Delta Y - 0.5J^{-1}H \left( J^{-1} \otimes J^{-1} \right) (\Delta Y \otimes \Delta Y). \quad (9)$$

The mathematical formulation of the modified method of probabilistic load flow includes the moments of first, second and third order.

The accuracy of probabilistic estimates based on the linear and nonlinear methods can be assessed when they are compared with the estimates obtained by the Monte Carlo method. The methods of nonlinear probabilistic load flow are compared on the example of nodal voltage magnitudes.

The EPS network with 14 nodes and 15 tie lines in Figure 1 was taken as a test network for comparison of the load flow methods.

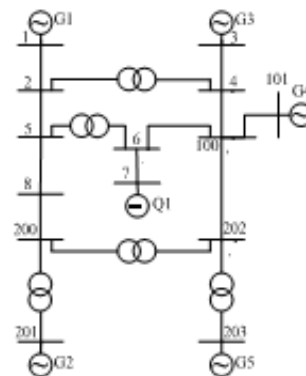


Fig. 1. 14 node test network

Figure 2 presents the standard deviations of changes in the voltage magnitudes at the test network nodes that are obtained by the corresponding covariance matrices, for two linear methods, five nonlinear methods, and the Monte Carlo method.

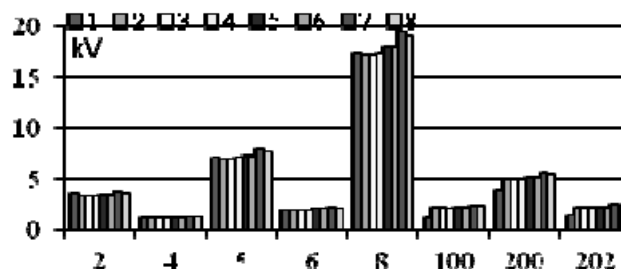


Fig. 2. Standard deviations of changes in the nodal voltage magnitudes calculated by the methods of: 1 – generalized disturbance, 2 – linear, 3 – non-iterative, 4 – two moments, 5 – statistical linearization, 6 – modified, 7 – three moments, 8 – Monte Carlo



### 3. PROBABILISTIC LOAD FLOW IN TERMS OF CONSTRAINTS

If the calculation of probabilistic load flow results in the fact that the probability of feasible controlled sensor variables is lower than the required one, such a probability can be increased by two ways.

The first is to search for the approaches for decreasing the standard deviation by reinforcing the weak points, which is achieved by changing their parameters.

The second is to choose the controls to minimize the distance between median  $m_c$  and mean  $m$  of the curve of random variable probability distribution in the feasible region.

**The main steps of algorithm work for choosing the controls are the following.**

1. Iteration index  $k=0$ . Calculation of the feasible steady state of EPS resulting in determination of the values of state variables that satisfy the set of constraints. Problem is solved by the reduced gradient method [4], in which the problem of quadratic programming is solved and the values of components of vectors  $Z^k$  and  $Y^k$  are determined at each linearization step, where  $Z^k$  – vector of variables,  $Y^k$  – vector of controls or independent variables that contains  $Y, N_x, N_f$  transformation ratios, values of reactive powers of compensators, voltage magnitudes, generation capacities at  $PU$  nodes and other controlled parameters.
2. Calculation of probabilistic load flow and determination of numerical characteristics of the controlled variables, separation of the controlled sensor variables  $z_i, i \in I_c$ , where  $I_c$  is a set of indices for the sensor variables. Determination of the probability of feasible sensor variables. The algorithm terminates its work if the required probability for all the sensor variables is obtained. Otherwise, the  $N_{cv}$ –dimensional vector  $Z_v$  containing sensor variables  $z_j, j \in I_c$  is constructed. For these variables the specified probability that the inequality constraints  $(z_{vi\min}, z_{vi\max})$  are met is not provided. The value of  $m_{cz_{vi}}^k$ , to which the variable at the point of the deterministic problem solution should be equal, is determined for each sensor variable  $z_{vi}, i = 1, N_{cv}$ .
3. Solving of the deterministic problem of load flow calculation subject to inequality constraints to provide the required probability of feasible controlled variables. The problem determines the vector of control actions  $Y_{s^*}$  minimizing the objective function

$$\min_Y \sum_{i=1}^{N_{cv}} (z_{vi}(Y_s) - m_{cz_{vi}}^k)^2, \quad (10)$$

Where:  $Y_s$  – components of vector  $Y$ , to whose change the controlled variables  $Z_v$  are most sensitive.

The response of variables  $Z_v$  to controls  $Y$  is determined through calculation of the sensitivity coefficients  $\frac{\partial z_{vi}}{\partial Y}$ .

4. Verification of the criterion of algorithm work completion. If variation of criterion (10) in two adjacent iterations does not exceed the given accuracy, the algorithm stops working. Otherwise, the index of iterations increases,  $k = k + 1$ , and the second step of the algorithm, where the probabilistic problem is solved, is performed.

Table 1 for the test scheme in Figure 1 presents the standard deviations of voltage magnitudes  $\zeta_U$  at the test network nodes that are not generation ones, the values of differences in means and rated voltages  $m_U - U_{nom}$ , probabilities of feasible voltage magnitudes, all being obtained by the linear method of probabilistic load flow. The voltage magnitudes are equal to  $\pm 30$  kV at 500 kV nodes and to  $\pm 25$  kV at 220 kV nodes.

Table 1. Probabilistic characteristics of voltage magnitudes at the test network nodes for the initial state

Nodes	$\zeta_U$ (kV)	$m_U - U_{nom}$ (kV)	$P$
2	3.657	22.340	0.9819
4	1.326	11.497	1.0000
5	6.887	12.056	0.9954
6	1.866	5.172	1.0000
8	17.122	8.447	0.8836
100	2.033	9.241	1.0000
200	4.831	28.159	0.6484
202	2.050	13.627	1.0000

Despite the fact that the voltage magnitude of node 8 responds to external disturbances to a greater extent than that of node 200, which is seen from comparison of their standard deviations, the difference between the mean and the rated voltage for node 200 is much greater than for node 8. The latter property is determining, since the probability of feasible voltage magnitude of node 200 (equal to 0.6484) is lower than the probability (equal to 0.8836) for sensor node 8.

The identically low probabilities for node 200 are obtained by using method of generalized disturbance, the nonlinear methods and the Monte Carlo method in addition to the linear method.

In order to provide the probability of feasible voltage magnitudes at nodes 8 and 200 the weak ties were reinforced, which made it possible to decrease the standard deviations of variables and to choose the control actions allowing the shift of means of variables to the center of the feasible region.

The criterion for separation of weak ties was the maximum values of standard deviations in change in the differences of voltage magnitudes. They separated the same ties 5–8 and 8–200 of the test network that were selected as weak in [1] based on the singular analysis. The changes of the transformation ratios of transformers 200–201, 200–202, 202–203 were used as control actions to shift the voltage means of nodes 8 and 200.

Figure 3 shows the probability density function curves of changes in the voltage magnitude of nodes 8 and 200 for the initial state (1 and 4), for the state obtained by decreasing inductive impedances of weak ties 5–8 and 8–200 by 11% (2 and 3), and the state obtained after changing the transformation ratios of three transformers.

Reinforcement of the network results in decrease in the standard deviation of nodes 8 and 200 and increase in the difference between their means and rated voltages, decrease in the probability of feasible variables. Change in the trans-

formation ratios leads to a slight decrease in the standard deviations of changes in the voltage magnitudes of nodes 8 and 200 shift of their means and increase in the probability of feasible voltage magnitudes up to 0.9764 and 1.0.

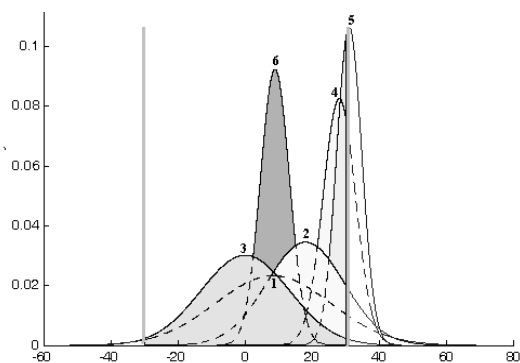


Fig. 3. Curves for the probability density functions of change in voltage magnitudes at nodes 8 and 200 for the initial state (1 and 4), the state obtained after reinforcement of weak ties (2 and 3), and the state obtained after change in the transformation ratios of three transformers

The results on increasing the probability of feasible voltage magnitudes that are obtained for the linear method are extended to all the analyzed methods of probabilistic load flow. Analysis of the results shows that the chosen controls allow the increase in probability values for all the methods.

#### 4. CONCLUSIONS

1. The methods of probabilistic load flow reveal the same sensor variables in EPS which can be separated on the basis of singular analysis.
2. It is suggested that a combination of the analytical probabilistic method and the scalar value of the first generalized disturbance be applied to calculate the probabilistic indices of variables in the nonuniform network.
3. The authors suggest the modifications of the methods of probabilistic nonlinear load flow that include the methods

of two and three moments with the use of cumulants and the modification of the non-iterative method that consists in correction of the Jacobian and Hessian matrices during iterations.

4. Experimental comparison of the analytical methods of probabilistic load flow has revealed the absolute advantage of the method of three moments with respect to accuracy of the obtained solution in comparison with the other methods.
5. The authors suggest the approach for solving the problem of choice of the control actions ensuring the required probability of feasible sensor controlled parameters.

#### REFERENCES

1. Voitov O.N., Voropai N. I., Gamm A.Z., Golub I.I. et al. Analysis of inhomogenities in electric power systems. Novosibirsk: Sib. Pub. Comp. RAS, 1999. 256 p., ISBN 5-02-031231-2 (in Russian).
2. Bibliographical index of publications by Manusov V.Z. <http://rudocs.exdat.com/docs/index163024.html>
3. Chen P., Chen Z., Bak-Jensen B., Probabilistic Load Flow: A Review [http://vbn.aau.dk/ws/ftpretrieve/16272096/Probabilistic\\_load\\_flow\\_a\\_review.pdf](http://vbn.aau.dk/ws/ftpretrieve/16272096/Probabilistic_load_flow_a_review.pdf)
4. Murashko N.A., Okhorzin Y.A., Krumm L.A. et al. Analysis and control of steady states of electric power systems. Novosibirsk: Nauka, 1987. 240 p. (in Russian).
5. Li X., Chen X., Yin X., Xiang T. and Liu H. The Algorithm of probabilistic load flow retaining nonlinearity, Proceedings of 2002 Power Con, Int. Conf. on Power System Technology, Kunming, Vol. 4, 2002, pp. 2111-2115.
6. Golub I.I., Boloev E.V. Estimation of probability of sensor variables location in admissible borders, Proceedings of Int. Conf. Liberalization and Modernization of Power System, Irkutsk, 2011, pp. 178-186, ISBN 978-5-93908-112-2.

The study has been supported by grant 1507.2012.8 of Leading Scientific School.

### PREWENCYJNE STEROWANIE ZMIENNYMI STANU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO W OPARCIU O PROBABILISTYCZNE METODY OBLICZEŃ ROZPŁYWÓW MOCY – REFERAT KONFERENCYJNY

**Słowa kluczowe:** analiza singularna, probabilistyczne metody obliczeń rozpływów mocy

W referacie przedstawiono sposób wyboru sposobów sterowania pracą systemu elektroenergetycznego biorąc pod uwagę losową zmienność obciążeń. Autorzy dowodzą, że istotne dla sterowania zmienne stanu mogą być identyfikowane przez probabilistyczne metody obliczeń rozpływów mocy.

## WPLYW UKŁADU POŁĄCZEŃ NA ESTYMACJĘ STANU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO – REFERAT KONFERENCYJNY

Tomasz OKOŃ<sup>1</sup>, Kazimierz WILKOSZ<sup>2</sup>

Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

1. Tel: 71 320 39 20 fax: 71 320 26 56 e-mail: tomasz.okon@pwr.wroc.pl

2. Tel: 71 320 35 88 fax: 71 320 26 56 e-mail: kazimierz.wilkosz@pwr.wroc.pl

**Streszczenie:** Praca dotyczy estymacji stanu systemu elektroenergetycznego. Oprócz niezawodności, estymacja stanu powinna posiadać takie cechy, jak: wysoka dokładność wyników, krótki czas realizacji w każdej możliwej sytuacji, tj. winna zapewnić równie korzystne wyniki dla różnych stanów, jak również dla różnych układów połączeń w systemie. W pracy rozpatrywany jest wpływ układu połączeń w systemie na właściwości estymacji stanu. W celu pokazania różnic właściwości estymacji stanu dla różnych układów połączeń przedstawiane są wyniki analiz dla 14-węzłowego systemu testowego IEEE. W analizach zwracana jest uwaga na uwarunkowanie procesu obliczeniowego, dokładność wyników estymacji oraz liczbę iteracji, po której otrzymywany jest wynik. Na zakończenie pracy, z punktu widzenia estymacji stanu systemu elektroenergetycznego, zwracana jest uwaga na najważniejsze konsekwencje zmiany układu połączeń systemu.

**Słowa kluczowe:** system elektroenergetyczny, estymacja stanu, wektor stanu.

### 1. WPROWADZENIE

We współczesnych systemach komputerowych dyspozycji mocy estymacja stanu systemu elektroenergetycznego odgrywa istotną rolę [1, 2]. Na podstawie gromadzonego w wykorzystaniu układów teletransmisji nadmiarowego zbioru informacji pomiarowej pozwala ona wyznaczyć najbardziej wiarygodne oszacowanie wektora stanu systemu elektroenergetycznego. Znajomość tego wektora jest wykorzystywana dla potrzeb monitorowania systemu elektroenergetycznego oraz do kolejnych obliczeń wspomagających dyspozytora mocy. Obliczeniom estymacyjnym stawiane są wymagania wysokiej dokładności wyników otrzymywanych w możliwie najkrótszym czasie w każdej możliwej sytuacji. Estymacja stanu winna zapewnić równie korzystne wyniki dla różnych stanów, jak również dla różnych układów połączeń.

W wielu pracach podawane są wyniki analizy własności estymacji stanu systemu elektroenergetycznego, np. [3]–[6]. Jednak nie ma pracy, w której rozpatrywany byłby wpływ zmiany układu połączeń systemu na własności tej estymacji. Celem pracy jest przedstawienie wyników badań dotyczących właściwości estymacji stanu systemu elektroenergetycznego realizowanej dla różnych układów połączeń.

Analiza przeprowadzana jest dla 14-węzłowego systemu testowego IEEE. Rozpatrywana jest praca tego systemu w układzie zamkniętym oraz po takich wyłączeniach, że nie ma w nim żadnego oczka. Przejście rzeczywistego systemu od pracy w układzie zamkniętym do pracy w układzie połączeń, w którym nie ma oczek, jest stosunkowo mało prawdopodobne. Niemniej uwzględnienie takiego przejścia pozwala łatwiej zauważyć wpływ układu połączeń w systemie na wyniki estymacji stanu. Wskazane przejście jest bowiem przejściem pomiędzy skrajnymi przypadkami połączeń, tj. pomiędzy wyjściowym układem połączeń, w którym występują wszystkie istniejące w systemie oczka, oraz układem połączeń, w którym nie ma żadnego oczka.

Analizy porównawcze estymacji stanu dla różnych układów połączeń obejmują uwarunkowanie procesu obliczeniowego, dokładność wyników estymacji oraz liczbę iteracji, po której otrzymywany jest wynik.

### 2. SFORMUŁOWANIE PROBLEMU

W pracy rozpatrywany jest wpływ zmiany układu połączeń systemu elektroenergetycznego na wyniki estymacji stanu tego systemu realizowanej z wykorzystaniem metody najmniejszych ważonych kwadratów, tj. przy założeniu, że minimalizowana funkcja celu ma postać [1], [7]:

$$J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})], \quad (1)$$

gdzie:  $\mathbf{z}$  jest m-wymiarowym wektorem pomiarów;  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  jest wektorem nieliniowych funkcji wiążących wielkości mierzone z n-wymiarowym wektorem stanu  $\mathbf{x}$ ;  $\mathbf{R}$  jest macierzą diagonalną z elementami  $R_{ii} = \sigma_{ii}^2$ ,  $\sigma_{ii}^2$  jest wariancją  $i$ -tego pomiaru.

Znajdowanie rozwiązania estymacji stanu wiąże się z iteracyjnym rozwiązywaniem równań normalnych:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^k) = (\mathbf{x}^{k+1} - \mathbf{x}^k) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^k)], \quad (2)$$

gdzie:  $k$  oznacza numer iteracji,  $\mathbf{G}(\mathbf{x})$  jest macierzą wzmocnienia,  $\mathbf{H}(\mathbf{x})$  jest macierzą Jacobiego.

Macierze  $\mathbf{G}(\mathbf{x})$  oraz  $\mathbf{H}(\mathbf{x})$  obliczane są ze wzorów:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^k) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k)\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}(\mathbf{x}^k), \quad (3)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}^k) = \frac{\partial h(\mathbf{x}^k)}{\partial \mathbf{x}^k}. \quad (4)$$

Przyjmowane jest, że wektor stanu systemu elektroenergetycznego jest w prostokątnym układzie współrzędnych, tzn. elementami tego wektora są części rzeczywiste i urojone napięć w węzłach systemu.

W badaniach oceniane są właściwości estymacji stanu z punktu widzenia uwarunkowania procesu obliczeniowego, dokładności wyników estymacji stanu oraz liczby iteracji. Dla oceny uwarunkowania procesu obliczeniowego wykorzystany jest wskaźnik uwarunkowania, który jest definiowany następująco:

$$\text{cond}(\mathbf{G}) = \frac{\lambda_M}{\lambda_m}, \quad (5)$$

gdzie:  $\lambda_m$ ,  $\lambda_M$  są minimalnym i maksymalnym modulem wartości własnych macierzy  $\mathbf{G}$ .

Dokładność estymacji stanu systemu elektroenergetycznego jest oceniana za pomocą wskaźników:  $J_e/J_m$  [8] oraz SEE (State Estimation Error). Do obliczania wielkości  $J_e$  oraz  $J_m$  wykorzystywane są wzory:

$$J_m = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - z_i^r)^2}{\sigma_i^2}, \quad (6)$$

$$J_e = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{(\hat{z}_i - z_i^r)^2}{\sigma_i^2}, \quad (7)$$

gdzie:  $z_i$ ,  $\hat{z}_i$ ,  $z_i^r$  są, odpowiednio, wartością mierzoną, estymowaną i rzeczywistą  $i$ -tej wielkości mierzonej.

Wskaźnik SEE jest śladem macierzy kowariancji błędów obciążających wyznaczone zmienne stanu (tj. odwrotności macierzy  $\mathbf{G}$ ) [9].

### 3. WYNIKI ANALIZ

W celu zbadania na drodze obliczeniowej wielkości zmian właściwości estymacji stanu systemu elektroenergetycznego ( $\text{cond}(\mathbf{G})$ ,  $J_e/J_m$ ,  $SEE$ ) pracującego w układzie oczkowym przy przejściu do pracy w układzie promieniowym brany jest pod uwagę zmodyfikowany 14-węzłowy system testowy IEEE [10]. Modyfikacje systemu testowego polegały na zwiększeniu mocy czynnej generowanej w węźle 2 z 0,4 na 1,4 jw oraz na dwukrotnym zwiększeniu granicznych węzłowych mocy biernych w węzłach typu PV, za wyjątkiem węzła 2, dla którego przyjmowane jest:

$$Q_{\min} = -1 \text{ jw} \text{ oraz } Q_{\max} = 1 \text{ jw}.$$

Zmiana układu połączeń w systemie testowym z układu oczkowego na promieniowy jest osiągana poprzez wyłączenie gałęzi: 1–2, 2–3, 2–5, 4–9, 10–11, 12–13, 13–14.

Dla każdego rozpatrywanego układu połączeń systemu testowego znajdowanych jest 9 rozplywów mocy poprzez pomnożenie mocy węzłowych przypadku bazowego przez współczynnik, zmieniający się z krokiem 0,1 w granicach od 0,5 do 1,3. Dla danego rozplywu mocy generowanych jest 1000 zestawów pomiarów obciążonych losowymi błędami o rozkładach normalnych z zerowymi wartościami oczekiwanymi i odchyleniami standardowymi wyznaczanymi ze wzorów:

- dla mocy czynnej
 
$$\sigma = 1/3[(0.001 + 0.002)FS + 0.02M], \quad (8)$$

- dla mocy biernej
 
$$\sigma = 1/3[(0.001 + 0.005)FS + 0.02M], \quad (9)$$

- dla modułu napięcia
 
$$\sigma = 1/3[(0.0005 + 0.0025)FS + 0.003M], \quad (10)$$

gdzie:  $FS$  jest zakresem pomiarowym,  $M$  jest modulem zmierzonej wartości [0], [0].

Dla pomiarów mocy węzłowej w węźle 7 systemu testowego, będącego węzłem o zerowej mocy węzłowej, przyjmowane jest, że  $\sigma = 0.0001$ . Zakresy pomiarowe mierzonych mocy węzłowych oraz przepływów mocy w gałęziach są równe 1 za wyjątkiem: a) mocy węzłowych w węźle 7, dla których  $FS = 0$ ; b) czynnych mocy węzłowych w węzłach 2 oraz 3 i także przepływów mocy czynnych w gałęziach 2–4, 3–4, 4–5, dla których  $FS = 2$ ; c) węzłowej mocy czynnej w węźle 1 i przepływów mocy czynnej w gałęzi 1–2, dla których  $FS = 3$ . Gałąź  $i$ - $j$  jest gałęzią pomiędzy węzłami  $i$  oraz  $j$ .

W czasie analiz rozważane są następujące warianty lokalizacji pomiarów: *Wariant 1* – są mierzone tylko napięcia i moce węzłowe; *Wariant 2* – są mierzone napięcia i moce węzłowe oraz przepływy mocy na obu końcach gałęzi, które są włączone w obu rozważanych wersjach układu połączeń systemu testowego; *Wariant 3* (tylko dla systemu testowego pracującego w układzie bazowym) – są mierzone napięcia i moce węzłowe oraz przepływy mocy na obu końcach wszystkich gałęzi. *Wariant 3* układu połączeń traktowany jest jako wariant odniesienia.

Wyniki obliczeń przeprowadzonych dla *Wariantu 1* i *Wariantu 2* lokalizacji pomiarów przedstawione są na rysunkach 1–6. Na rysunkach tych podawane są względne różnice pomiędzy wartościami analizowanego wskaźnika dla rozpatrywanego wariantu i *Wariantu 3* lokalizacji pomiarów, definiowane za pomocą wzoru:

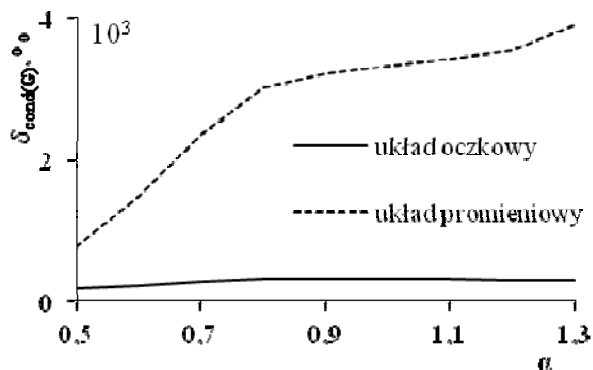
$$\delta_w = \frac{w - w_{\text{Wariant 3}}}{w_{\text{Wariant 3}}} \cdot 100\%, \quad (11)$$

gdzie:  $w$  jest rozpatrywanym wskaźnikiem dla *Wariantu 1* i *Wariantu 2* ( $\text{cond}(\mathbf{G})$ ,  $J_e/J_m$ ,  $SEE$ ),  $w_{\text{Wariant 3}}$  jest odpowiednim ze wskaźników  $\text{cond}(\mathbf{G})$ ,  $J_e/J_m$ ,  $SEE$  dla *Wariantu 3*.

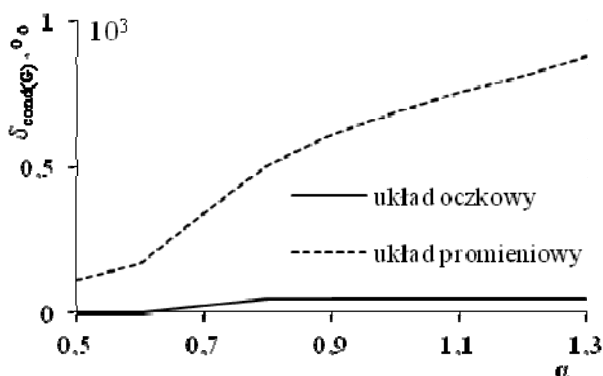
Na rysunkach 1 oraz 1. przedstawione są wyniki obliczeń wskaźnika uwarunkowania, na rysunkach 3 oraz 4 - wyniki obliczeń wskaźnika  $J_e/J_m$ , a na rysunkach 5 oraz 6 - wyniki obliczeń wskaźnika  $SEE$ .

Można zauważyć, iż w stosunku do wariantu odniesienia (*Wariantu 3*) wskaźnik uwarunkowania estymacji stanu,

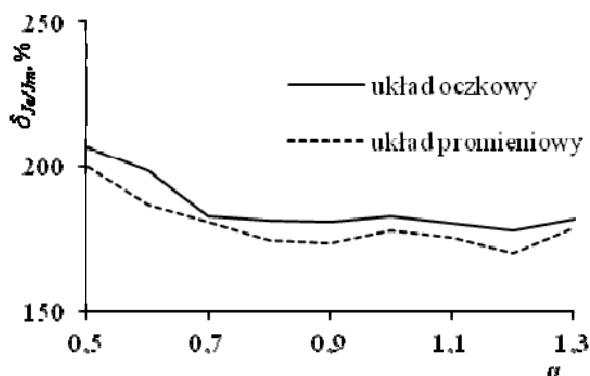
jak również wskaźnik dla oczkowego układu połączeń pogarsza się w znacznie mniejszym stopniu aniżeli dla układu promieniowego. Jest to niezależne od nadmiaru danych pomiarowych, a więc zarówno dla *Wariantu 1* jak i *Wariantu 2*. Należy zauważyć, że dla mniejszego nadmiaru danych, tj. dla *Wariantu 1*, wskaźnik  $\delta_{\text{cond}(G)}$  i także wskaźnik  $\delta_{\text{SEE}}$  mają większe wartości (co oznacza gorsze uwarunkowanie i dokładność obliczeń) aniżeli dla *Wariantu 2*, niezależnie od układu połączeń.



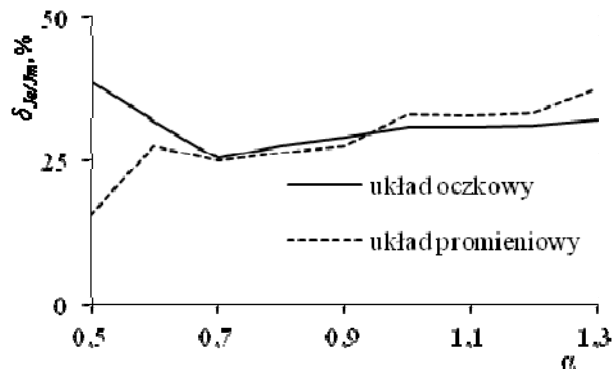
Rys. 1. Względna różnica wskaźnika uwarunkowania dla *Wariantu 1* i *Wariantu 3* ( $\delta_{\text{cond}(G)}$ ) w funkcji obciążenia systemu



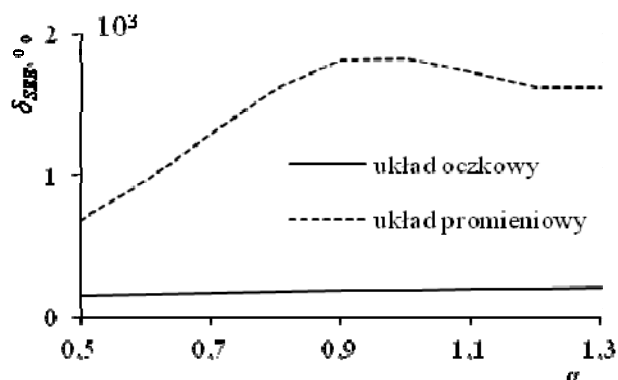
Rys.1.. Względna różnica wskaźnika uwarunkowania dla *Wariantu 2* i *Wariantu 3* ( $\delta_{\text{cond}(G)}$ ) w funkcji obciążenia systemu



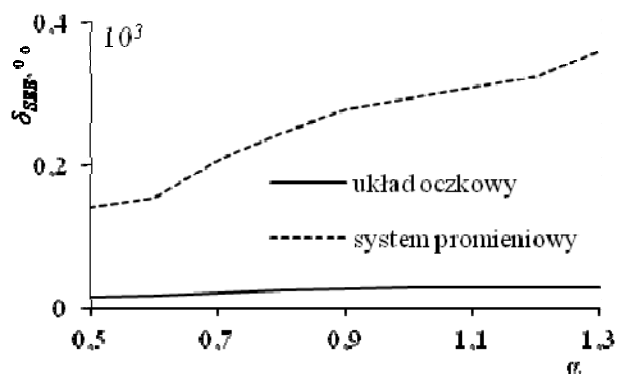
Rys.2. Względna różnica wskaźnika  $J_e/J_m$  dla *Wariantu 1* i *Wariantu 3* ( $\delta_{J_e/J_m}$ ) w funkcji obciążenia systemu



Rys.3. Względna różnica wskaźnika  $J_e/J_m$  dla *Wariantu 2* i *Wariantu 3* ( $\delta_{J_e/J_m}$ ) w funkcji obciążenia systemu.



Rys.4. Względna różnica wskaźnika  $SEE$  dla *Wariantu 1* i *Wariantu 3* ( $\delta_{\text{SEE}}$ ) w funkcji obciążenia systemu.



Rys.5. Względna różnica wskaźnika  $SEE$  dla *Wariantu 2* i *Wariantu 3* ( $\delta_{\text{SEE}}$ ) w funkcji obciążenia systemu.

Analizując wyniki obliczeń wskaźnika  $J_e/J_m$ , można zauważyć, że według tego wskaźnika dla *Wariantu 1* dokładniejsze wyniki estymacji uzyskiwane są dla promieniowego układu połączeń.

Dla *Wariantu 2*, dla odpowiednio dużych obciążeń (współczynnik  $\alpha > 0.9$ ), dokładniejsze wyniki estymacji uzyskiwane są dla układu oczkowego. Należy dodać, że w omawianych obliczeniach różnice pomiędzy układem promieniowym a oczkowym nie są duże.

Dokładność wyników estymacji określana za pomocą wskaźnika  $J_e/J_m$  dla *Wariantu 1* w odniesieniu do *Wariantu 3* jest gorsza o około 150–200%, natomiast dla *Wariantu 2* o około 20–30%.

#### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

Przedstawione w pracy analizy wyraźnie wskazują na to, że korzystniejsze wyniki estymacji stanu systemu elektroenergetycznego otrzymywane są dla oczkowego układu pracy. Dla tego układu pracy, jest większa liczba powiązań pomiędzy węzłami systemu, aniżeli dla promieniowego układu pracy.

Jedynie wskaźnik  $J_e/J_m$  ma w pewnych przypadkach korzystniejsze wartości dla układu promieniowego aniżeli dla układu oczkowego. Jest to konsekwencją tego, iż zakresy pomiarowe układów pomiarowych są jednakowe dla obu układów połączeń podczas, gdy przepływy mocy są znacznie mniejsze dla układu oczkowego. Błędy względne pomiarów dla układu oczkowego są więc większe aniżeli dla układu promieniowego. Należy zauważyć, że różnice pomiędzy wartościami wskaźnika  $J_e/J_m$  dla branych pod uwagę układów połączeń systemu nie są duże. Stosunkowo duże różnice obserwowane są pomiędzy wartościami wskaźników  $\text{cond}(G)$  oraz  $SEE$ . Wartości tych wskaźników są znacznie mniejsze dla estymacji stanu systemu elektroenergetycznego pracującego w układzie oczkowym aniżeli dla systemu elektroenergetycznego pracującego w układzie promieniowym. Ponadto w tym ostatnim przypadku, estymacja stanu wymaga średnio około 5 iteracji podczas, gdy dla pracy systemu w układzie oczkowym - około 4.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Monticelli A.: Electric Power System State Estimation, Proceedings of the IEEE, Nr 2 (88), 2000, s. 262–282.
2. Wu F.F., Moslehi K., Bose A.: Power System Control Centers: Past, Present, and Future. Proceedings of the IEEE, Nr 11 (93), 2005, s. 1890–1908.
3. Okoń T., Wilkosz K.: WLS state estimation in polar and rectangular coordinate systems for power system with UPFC: significance of types of measurements, Modern Electric Power Systems, MEPS, September 2010, s. 1–6.
4. Okoń T., Wilkosz K.: Weighted-least-squares power system state estimation in different coordinate systems, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 11 (86), 2010, s. 54–58.
5. Okoń T., Wilkosz K.: Influence of UPFC device on power system state estimation, IEEE PES Trondheim PowerTech, June 2011, s. 1–8.
6. Gu J.W., Clements K.A., Krumpholz G.R., Davis P. W.: The Solution of Ill-Conditioned Power System State Estimation Problems Via the Method of Peters and Wilkinson. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Nr. 10 (102), 1983, s. 3473–3480.
7. Schweppe F.C., Wildes J.: Power System Static State Estimation. Part I–III. Trans. on Power Apparatus and Systems, Nr 1 (89), 1970, s. 120–135.
8. Jegatheesan R., Duraiswamy K.: AC:Multi-terminal DC power system state estimation - a sequential approach, Elec. Machines and Power Systems, Nr 12, 1987, s. 27–42.
9. Larson R.E., Tinney W.F., Peschon J.: State Estimation in Power Systems. Part I: Theory and Feasibility. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Nr 3 (89), 1970, s. 345–352.
10. [www.ee.washington.edu/research/pstca/index.html](http://www.ee.washington.edu/research/pstca/index.html).
11. Dopazo J.F., Klitin O.A., Stagg G.W., Van Slyck L.S.: State Calculation of Power Systems From Line Flow Measurements. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Nr. 7 (89), 1970, s. 1698–1708.
12. Dopazo J.F., Klitin O.A., Van Slyck L.S.: State Calculation of Power Systems from Line Flow Measurements, Part II. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Nr. 1 (91), 1972, s. 145–151.

### IMPACT OF CONNECTIONS ON POWER SYSTEM STATE ESTIMATION – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** power system, state estimation, state vector

The paper deals with power system state estimation. Apart from reliability, power system state estimation should have such features as: high accuracy of results, short performance time in each possible situation, i.e. it should ensure equally beneficial results for different states as well as for different connections in a power system. In the paper, impact of power system topology on properties of state estimation is considered. To show differences of properties of state estimation for different power system topology, results of analysis for the IEEE 14-bus test system are presented. In the analysis, one takes into account the condition of calculation process, the accuracy of estimation results and the number of iterations. At the end, from the view-point of the power system state estimation, attention is paid for the most important consequences of change of power system topology.

## WYZNACZANIE PARAMETRÓW MODELU LINII PRZESYŁOWEJ NA PODSTAWIE WSKAZAŃ DWÓCH SYNCHROFAZORÓW – REFERAT KONFERENCYJNY

Artur PASIERBEK

1. Instytut Elektrotechniki i Informatyki, Wydział Elektryczny, Politechnika Śląska  
tel: +48 32 237 18 44 fax: +48 32 237 19 29 e-mail: artur.pasierbek@polsl.pl

**Streszczenie:** W publikacji Autor zaprezentował autorską metodę wyznaczania parametrów modelu linii elektroenergetycznej na podstawie wskazań dwóch urządzeń PMU (phasor measurement unit). Zaproponował użycie trójfazowego modelu pojedynczego elementu SEE (system elektroenergetyczny), jako rozwinięcie powszechnie stosowanego w obliczeniach rozplywu mocy modelu jednofazowego. W modelu uwzględniono, niezależnie dla każdej fazy, takie elementy jak: admitancje poprzeczne własne i wzajemne (poprzeczne) oraz admitancje podłużne.

**Słowa kluczowe:** wyznaczanie parametrów modelu linii elektroenergetycznej, zastosowanie PMU, trójfazowy model linii elektroenergetycznej.

### 1. WSTĘP

Obserwowany w ostatnich latach ciągły i szybki rozwój technologii budowy urządzeń elektronicznych (zwiększenie ich funkcjonalności oraz obniżanie kosztów produkcji), w tym również elektronicznej aparatury pomiarowej, stwarza nowe możliwości pozyskiwania informacji o otaczającym nas świecie. W konsekwencji prowadzi to do udoskonalania istniejących lub tworzenia nowych modeli opisujących rzeczywistość. Dla elektryka jednym z podstawowych pojęć jest obwód elektryczny. Podstawowym celem analizy obwodu elektrycznego jest poszerzenie obszaru wiedzy na temat zjawisk w nim zachodzących. Analiza obwodu może obejmować badanie stanów ustalonych oraz nieustalonych i dotyczyć rozplywu prądów, rozkładu napięć, rozplywu mocy i wielu innych. Badania mogą również dotyczyć estymacji parametrów modelu opisującego wybrane zjawisko fizyczne.

Szczególnym przypadkiem obwodu elektrycznego jest linia elektroenergetyczna. Jest to główny element składowy systemu elektroenergetycznego przeznaczonego do przesyłu (nierazko na bardzo duże odległości) energii elektrycznej. Prawidłowe funkcjonowanie linii elektroenergetycznej wymaga ciągłego monitorowania jej stanu. Jest to realizowane przez zainstalowaną w systemie aparaturę kontrolno-pomiarową oraz systemy automatyki zabezpieczeniowej. Od roku 1992 pod kierownictwem profesora G. Phadke prowadzone były prace nad nowym urządzeniem zwiększającym możliwości stosowanej wówczas aparatury kontrolno-pomiarowej. W efekcie prac opracowano PMU [1] (phasor measurement unit), czyli urządzenie elektroniczne dostarczające

informacji na temat fazorów napięć i prądów wraz z informacją o czasie, w którym miał miejsce pomiar tych wielkości. Nowe możliwości oferowane przez PMU [2] zachęcają do inwestowania w to rozwiązanie, jednakże niezbędne duże nakłady finansowe wynikające z liczby koniecznych do zainstalowania urządzeń oraz ceny pojedynczego urządzenia sprawiają, że proces wdrażania napotyka na trudności. Jest to sytuacja typowa, gdyż bardzo często, gdy na rynek wprowadzane jest nowe rozwiązanie techniczne, względy finansowe spowalniają proces jego upowszechnienia. Mimo to można z dużym prawdopodobieństwem założyć, że w przyszłości wszystkie kluczowe elementy systemu zostaną wyposażone w urządzenia PMU. To z kolei prowadzi do wniosku, że warto prowadzić badania w celu zwiększenia efektywności wykorzystania dostępnych urządzeń. Jednym z możliwych sposobów osiągnięcia tego celu jest zastosowanie PMU do wyznaczania parametrów linii elektroenergetycznej, używanych następnie na przykład w procesie optymalizacji rozplywu mocy w systemie elektroenergetycznym i innych pokrewnych zagadnieniach.

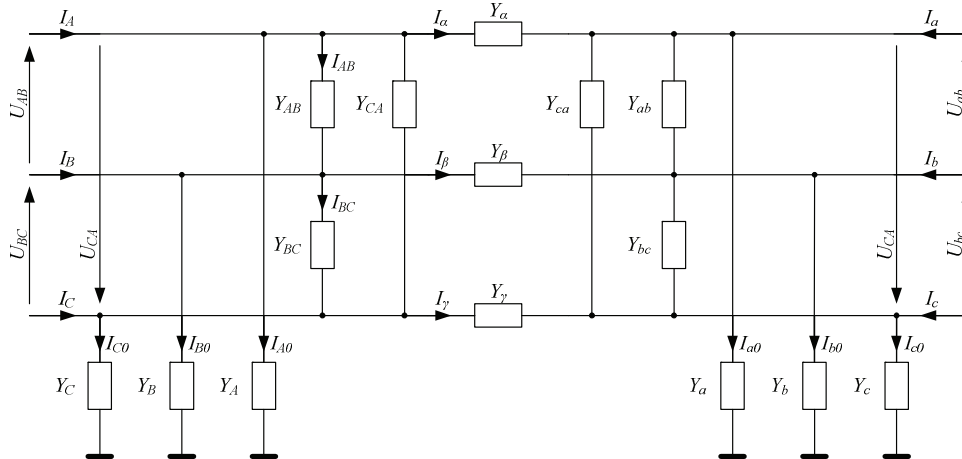
### 2. MODEL LINII

W zależności od przeznaczenia, linia elektroenergetyczna może zostać zamodelowana na wiele sposobów. Reprezentacja rzeczywistej linii elektroenergetycznej za pomocą schematu zastępczego pociąga za sobą konieczność stosowania uproszczeń. Przykładowo, do obliczeń rozplywu mocy (także optymalizacji rozplywu) powszechnie stosuje się model typu  $\Pi$  zakładający pełną symetrię wszystkich faz [3]. Takie podejście znacznie upraszcza obliczenia, gdyż układ trójfazowy zostaje zredukowany do układu jednofazowego. Założenie pełnej symetrii podyktowane względami praktycznymi nie pozwala na uwzględnienie rzeczywistej asymetrii linii, której główną przyczyną jest pojemność linii, silnie uzależniona od sposobu ułożenia przewodów względem siebie oraz ziemi.

W pracy rozpatrywany jest model sieci trójfazowej (rysunek 1) z elementami liniowymi w stanie ustalonym. Takie założenie eliminuje potrzebę stosowania równań różniczkowych i prowadzi do opisu za pomocą układu równań algebraicznych, odzwierciedlających związki pomiędzy prądami i napięciami w poszczególnych elementach sieci zgodnie

z prawami Kirchhoffa i Ohma. Autor zaproponował użycie modelu uwzględniającego admittance własne i wzajemne (poprzeczne) oraz admittance wzdłużne. Admittance poprzeczne można interpretować jako elementy, na których powstają straty mocy wynikające z podłączenia linii do źródła napięcia. Straty te nie zależą od obciążenia, a jedynie od konfiguracji linii oraz warunków pogodowych (zjawisko

ulotu). Admittance podłużna symbolizuje straty mocy wynikające z przepływu prądu (przesyłu mocy). Straty te zależą od wartości skutecznej prądu. Przepływ prądu powoduje ponadto nagrzewanie przewodów, co w upalne dni może doprowadzić do zmniejszenia przepustowości linii oraz niekorzystnie zwiększa zwis przewodów.



Rys. 1. Schemat ilustrujący rozpatrywany w publikacji model trójfazowej linii elektroenergetycznej

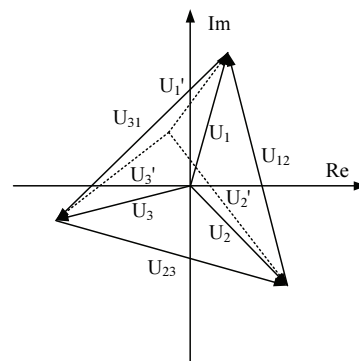
### 3. SFORMUŁOWANIE PROBLEMU

Na podstawie zaproponowanego modelu linii można zapisać następujące równania wynikające z I prawa Kirchhoffa.

$$\begin{aligned}
 I_A &= I_{A0} + I_{AB} - I_{AC} + I_\alpha \\
 I_B &= I_{B0} + I_{BC} - I_{AB} + I_\beta \\
 I_C &= I_{C0} + I_{CA} - I_{BC} + I_\gamma \\
 I_a &= I_{a0} + I_{ab} - I_{ac} - I_\alpha \\
 I_b &= I_{b0} + I_{bc} - I_{ab} - I_\beta \\
 I_c &= I_{c0} + I_{ca} - I_{bc} - I_\gamma
 \end{aligned} \quad (1)$$

gdzie:  $I_A, I_B, I_C$  – prądy fazowe w węzle początkowym linii,  $I_a, I_b, I_c$  – prądy fazowe w węzle końcowym linii,  $I_{A0}, I_{B0}, I_{C0}$  – doziemne składowe prądów fazowych w węzle początkowym linii,  $I_{a0}, I_{b0}, I_{c0}$  – doziemne składowe prądów fazowych w węzle końcowym linii,  $I_{AB}, I_{BC}, I_{CA}$  – prądy międzyfazowe w węzle początkowym linii,  $I_{ab}, I_{bc}, I_{ca}$  – prądy międzyfazowe w węzle końcowym linii,  $I_\alpha, I_\beta, I_\gamma$  – prądy fazowe przepływające z węzła początkowego do końcowego.

Dokonując analizy układu równań (1) można dojść do wniosku, że wyznaczenie wszystkich admittance wymaga znajomości prądów i napięć międzyfazowych oraz potencjałów wszystkich przewodów fazowych względem ziemi. Niestety, na podstawie wskazań synchronofazorów można określić prądy fazowe oraz napięcia międzyfazowe, brak jest natomiast możliwości wyznaczenia potencjałów przewodów względem ziemi. W efekcie podczas próby wyznaczenia admittance ( $Y_A, Y_B, Y_C, Y_a, Y_b, Y_c$ ) powstaje problem spowodowany istnieniem nieskończenie wielu zbiorów napięć fazowych (potencjałów), które po złożeniu dają zadane napięcia międzyfazowe (rysunek 2).



Rys. 2. Przykładowe dwa różne zestawy napięć fazowych, z których uzyskujemy ten sam zestaw napięć międzyfazowych.

Uzyskanie rozwiązania wymaga dodatkowego założenia dotyczącego zależności pomiędzy admittance poprzecznymi (doziemnymi) na obu końcach linii. Ze względów praktycznych dla linii elektroenergetycznej uzasadnione jest przyjęcie następujących założeń:

$$\begin{aligned}
 Y_A &= Y_a, \\
 Y_B &= Y_b, \\
 Y_C &= Y_c,
 \end{aligned} \quad (2)$$

gdzie:  $Y_A, Y_B, Y_C$  – admittance poprzeczne w węzle początkowym linii,  $Y_a, Y_b, Y_c$  – admittance poprzeczne w węzle końcowym linii.

Kolejny problem utrudniający rozwiązanie występuje podczas próby wyznaczenia na podstawie wskazań dwóch synchronofazorów admittance podłużnych ( $Y_\alpha, Y_\beta, Y_\gamma$ ), z tym, że dodatkowym utrudnieniem jest użycie danych pomiarowych wielkości elektrycznych z dwóch synchronofazorów zainstalowanych na końcach linii, gdy pomiary wykonane zostały w różnym czasie. Występująca różnica musi zostać skompensowana (można posłużyć się znacznikami czasu obu



zestawów danych) tak, aby pomiary odnosiły się do tej samej chwili czasu. Jeżeli czynność ta nie zostanie wykonana lub zostanie wykonana nieprawidłowo, uzyskane wyniki będą niepoprawne.

Uwzględniając zależności (1) i 2 oraz fakt, iż do rozwiązania zostaną zastosowane metody komputerowe (metody numeryczne), wygodnie jest posługiwać się postacią macierzową równania opisującego przedstawiony problem (3).

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_A & 0 & 0 & V_A - V_B & 0 & V_A - V_C & V_A - V_a & 0 & 0 \\ 0 & V_B & 0 & V_B - V_A & V_B - V_C & 0 & 0 & V_B - V_b & 0 \\ 0 & 0 & V_C & 0 & V_C - V_B & V_C - V_A & 0 & 0 & V_C - V_c \\ V_a & 0 & 0 & V_a - V_b & 0 & V_a - V_c & V_a - V_A & 0 & 0 \\ 0 & V_b & 0 & V_b - V_a & V_b - V_c & 0 & 0 & V_b - V_B & 0 \\ 0 & 0 & V_c & 0 & V_c - V_b & V_c - V_a & 0 & 0 & V_c - V_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_A \\ Y_B \\ Y_C \\ Y_{AB} \\ Y_{BC} \\ Y_{CA} \\ Y_\alpha \\ Y_\beta \\ Y_\gamma \end{bmatrix} \quad (3)$$

Analizując wzór (3) można dostrzec jeszcze jedną jego właściwość utrudniającą uzyskanie jednoznacznego rozwiązania. Chodzi o to, iż jest to układ niedookreślony, co oznacza, że ma nieskończenie wiele rozwiązań. W celu wyeliminowania niejednoznaczności rozwiązań założono, iż poszukiwany jest taki przypadek, w którym zachodzi pełna symetria napięć fazowych.

#### 4. ALGORYTM

Konstrukcja algorytmu zaproponowanego przez autora jest następująca:

- Krok 0. Uruchom moduł pomiaru czasu.
- Krok 1. Zainicjalizuj wektor I wartościami prądów fazowych (wzór 2).
- Krok 2. Oblicz napięcia fazowe dla obu końców linii.
- Krok 3. Zainicjalizuj macierz V (wzór 2) wartościami obliczonymi w poprzednim kroku.
- Krok 4. Rozwiąż równanie 2 (można zastosować dowolną metodę rozwiązywania niedookreślonego układu równań algebraicznych).
- Krok 5. Zakończ pomiar czasu.
- Krok 6. Porównaj wyniki z wartościami zadanymi.

Podstawową zaletą algorytmu jest brak szczególnych wymagań dotyczących punktu startowego. Autor nie przeprowadził matematycznego dowodu zbieżności zaprezentowanego algorytmu, jednak dla wszystkich przypadków testowych udało się uzyskać poprawny wynik.

#### 5. EKSPERYMENT NUMERYCZNY

W ramach badań stworzone zostało autorskie oprogramowanie wykorzystujące fragment biblioteki obliczeń macierzowych oraz algorytm najmniejszych kwadratów [4]. Do sprawdzenia koncepcji przygotowano kilka zestawów testowych. Parametry użytych w badaniach zestawów pomiarowych przedstawiono w tabelcy 1.

Obliczenia zostały przeprowadzone na komputerze wyposażonym w mikroprocesor Intel Core i7-860 2,8 GHz pod kontrolą 64-bitowego systemu operacyjnego Windows 7. Zastosowano kompilator zintegrowany ze środowiskiem Microsoft Visual Studio 2008.

Tabela 1. Wartości prądów i napięć zestawów testowych

Parametr	1	2	3	4	5	6	Wymiar
$U_{AB}$	1	1	1	1	1	1	V
$\varphi_{AB}$	0	0	0	0	0	0	°
$U_{BC}$	1	1	1,1	1,1	1	1,1	V
$\varphi_{BC}$	120	120	90	90	120	90	°
$U_{CA}$	1	1	0,9	0,9	1	0,9	V
$\varphi_{CA}$	-120	-120	-120	-120	-120	-120	°
$U_{ab}$	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	V
$\varphi_{ab}$	30	30	30	30	30	30	°
$U_{bc}$	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	V
$\varphi_{bc}$	150	150	150	150	150	135	°
$U_{ca}$	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	V
$\varphi_{ca}$	-90	-90	-90	-90	-90	-85	°
$I_A$	1	1	1	1	1	1	A
$\varphi_A$	0	0	0	0	0	0	°
$I_B$	1	1	1	1	1	1	A
$\varphi_B$	120	120	120	120	120	120	°
$I_C$	1	0,9	1	0,9	0,9	0,9	A
$\varphi_C$	-120	-90	-120	-90	-90	-90	°
$I_a$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	A
$\varphi_a$	0	0	0	0	0	0	°
$I_b$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	A
$\varphi_b$	120	120	120	120	90	90	°
$I_c$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	A
$\varphi_c$	-120	-120	-120	-120	-90	-90	°

Uzyskane wyniki zebrano i przedstawiono w formie tabelarycznej (tablica 2), a następnie poddano weryfikacji, która składała się z dwóch etapów:

- automatyczne sprawdzenie normy wyrażenia  $\|Y - I\|$ ,
- porównanie uzyskanych wyników obliczeń admittancji modelu linii trójfazowej z wartościami założonymi w trakcie tworzenia zestawów testowych.

Tablica 2. Wyniki obliczeń

Parametr	Zestaw						Jednostka
	1	2	3	4	5	6	
Liczba iteracji	13	10	11	14	11	12	—
Czas obliczeń	0,35	0,32	0,33	0,37	0,33	0,34	ms
Max. błąd względny	0,1	0,5	0,6	0,2	0,2	0,3	%

Zestaw 1 przygotowano w celu przetestowania zachowania się algorytmu przy pełnej symetrii prądów fazowych i napięć międzyfazowych występującej na obu końcach linii.

Zestaw 2 przygotowano w celu przetestowania zachowania się algorytmu przy asymetrii prądów fazowych występującej na jednym końcu linii. Pozostałe parametry zachowują pełną symetrię.

Zestaw 3 przygotowano w celu przetestowania zachowania się algorytmu przy asymetrii napięć międzyfazowych występującej na jednym końcu linii. Pozostałe parametry zachowują pełną symetrię.

Zestaw 4 przygotowano w celu przetestowania zachowania się algorytmu przy asymetrii prądów fazowych i napięć międzyfazowych występującej na jednym końcu linii. Na drugim końcu linii została zachowana pełna symetria.

Zestaw 5 przygotowano w celu przetestowania zachowania się algorytmu przy asymetrii prądów fazowych na obu końcach linii. Napięcia międzyfazowe na obu końcach linii zachowują pełną symetrię.

Zestaw 6 przygotowano w celu przetestowania zachowania się algorytmu przy asymetrii prądów fazowych i napięć międzyfazowych występujących na obu końcach linii.

Zaprezentowane w tabeli 2 wartości wymuszeń dla poszczególnych zestawów testowych zostały przyjęte arbitralnie. Zaprezentowane dane prezentują tylko niewielką część przeprowadzonych przez Autora testów stworzonego przez niego oprogramowania komputerowego i opracowanego algorytmu.

## 6. PODSUMOWANIE

W wyniku przeprowadzonego eksperymentu stwierdzono, że zaproponowany algorytm wyznaczania paramet

trów liniowego modelu linii elektroenergetycznej działa prawidłowo. Wszystkie testowane przypadki wykazywały brak wrażliwości na wartości parametrów procesu iteracyjnego.

Prawidłowe działanie algorytmu wymaga założenia, że admitancja poprzeczna na końcu i na początku linii (niezależnie dla każdej fazy) ma taką samą wartość. Nie jest wymagana symetria admitancji podłużnych i poprzecznych dla wszystkich faz.

Etap obliczeń polegający na wyznaczeniu napięć fazowych (na podstawie napięć międzyfazowych) wymaga założenia, że rozwiązanie będzie spełniało warunki symetrii tych napięć.

W przypadku, gdy na obu końcach linii zainstalowane są synchronofazory, wyznaczenie parametrów jej modelu zaproponowaną metodą nie wymaga dodatkowych nakładów finansowych.

Czas dostarczenia wyników pomiarowych nie wpływa na poprawność i dokładność obliczeń, co pozwala na wykorzystanie do transmisji danych wejściowych istniejącej sieci Internet.

Wyznaczenie parametrów i ich aktualizacja w miarę zmian warunków atmosferycznych i obciążenia linii pozwoli w sposób wiarygodny przeprowadzać symulacje różnych stanów pracy systemu. Może pozwolić na bardziej efektywne wykorzystanie zasobów oferowanych przez linie przesyłowe.

Opracowany algorytm postępowania oraz przeprowadzony eksperyment numeryczny to etap poprzedzający obliczenia dla danych pozyskanych z zainstalowanych w systemie synchronofazorów.

## BIBLIOGRAFIA

1. C37.118-2005 IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, IEEE Explore 2006.
2. Habibi-Ashrafi F., Johnson A. P., Vo S., Catanese D.: Phasors Point the Way, Transmission & Distribution World, January 2011.
3. Kremens Z., Sobierajski M.: „Analiza systemów elektroenergetycznych”, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1996.
4. Baron B. Pasierbek A. Maciążek M.: „Algorytmy numeryczne w Delhi – Księga eksperta”. Wydawnictwo Helion, Gliwice 2006.

## ESTIMATING THE PARAMETERS OF THE MODEL OF A POWER LINE BY MEANS OF USING A PAIR OF PHASOR MEASUREMENT UNITS – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** estimating the parameters of the model of a power line, application of phasor measurement units, a three-phase model of a power line.

The paper describes a method for estimating the parameters of the model of a power line by means of using a pair of phasor measurement units, developed by the Author. It describes a three-phase model of a power system element, a derivative of the single-phase model commonly used in power flow estimation applications. The model being proposed describes – independently for each phase – parameters such as shunt self-admittance, shunt trans-admittance and series admittance.

By using measurements obtained from a pair on phasor measurement units installed on both ends of a power line, all parameters of the model being described can be estimate.

## BAYESOWSKIE ALGORYTMY OBLICZEŃ SYMBOLICZNYCH WSKAŹNIKÓW ZAWODNOŚCI I NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ – REFERAT KONFERENCYJNY

Włodzimierz KORNILUK<sup>1</sup> Piotr PETELSKI<sup>2</sup>

1. Politechnika Białostocka, Wydział Elektryczny, email: korniluk@pb.edu.pl
2. Wydział Elektrycznym Politechniki Białostockiej, email: petp@o2.pl

**Streszczenie:** W referacie przedstawiono wykorzystanie sieci bayesowskich w obliczeniach symbolicznych wskaźników zawodności i niezawodności zasilania energią elektryczną węzłów odbiorczych. Podano, stosowane przy wyznaczaniu wskaźników niezawodności za pomocą sieci bayesowskich, analityczne zależności na wyznaczenie: prawdopodobieństw bezwarunkowych stanów zdadności i niezadności elementów układu zasilania danego węzła, łącznego rozkładu tych prawdopodobieństw, prawdopodobieństw warunkowych wystąpienia stanu zasilania lub jego braku oraz intensywności występowania przerw w zasilaniu i średniego czasu ich trwania a także ważność i wkłady poszczególnych elementów w niezawodność zasilania. Przedstawiono sposób uzyskania tych analitycznych zależności za pomocą wybranych instrukcji obliczeń symbolicznych programu Mathematica 8. Omówiono wyniki kontrolnych obliczeń symbolicznych dla wybranych układów zasilania. Zaproponowano sposoby ograniczenia czasu trwania obliczeń symbolicznych wskaźników niezawodności dla wieloelementowych złożonych układów zasilania energią elektryczną.

**Słowa kluczowe:** sieci bayesowskie, wskaźniki niezawodności, obliczenia symboliczne.

### 1. WSTĘP

Do wyznaczenia i analizy niezawodności sieci elektroenergetycznych stosuje się metody analityczne i symulacyjne oraz mieszane, będące połączeniem obu tych metod [1, 2].

W ostatnich latach do wyznaczenia, oceny i analizy niezawodności sieci elektroenergetycznych i telekomunikacyjnych stosuje się metodę analityczną, w której wykorzystuje się sieci bayesowskie [1, 3, 4, 5]. Metoda ta polega na przeglądzie wszystkich możliwych stanów niezawodności i zawodności układu zasilającego dany węzeł odbiorczy. Metoda ta umożliwia po wprowadzeniu dodatkowych danych wyznaczanie wszystkich stosowanych wskaźników niezawodności oraz pozwala na różnorodne wnioskowanie odnośnie wpływu elementów na niezawodność układu.

Wprowadzenie obliczeń symbolicznych do metody wyznaczania wskaźników niezawodności zasilania energią elektryczną opartej na sieciach bayesowskich jest zdaniem autorów referatu uzasadnione, ponieważ pozwoli na „wyprowadzanie” analitycznych zależności na określone wskaźniki niezawodności, przydatne w procesie projektowania i eksploatacji układów zasilania energią elektryczną.

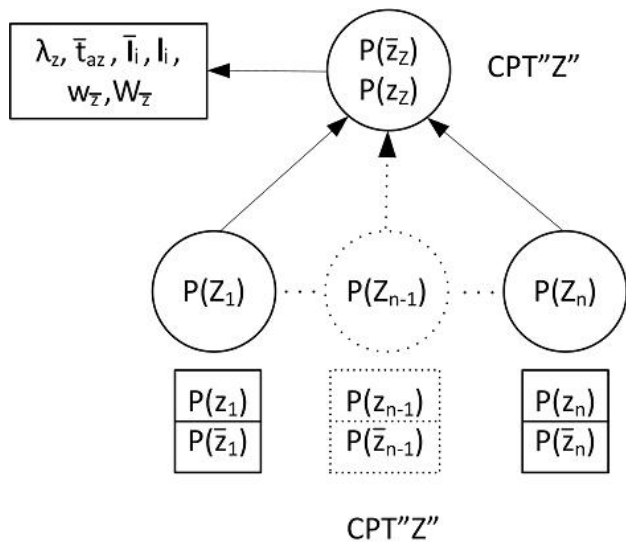
Wskaźniki takie mogą być wyznaczane w systemie czasu rzeczywistego na podstawie doprowadzanych informacji o topologii i parametrach układu zasilania danego węzła.

W referacie przedstawiono symboliczne sposoby wyznaczania wskaźników niezawodności za pomocą wybranych algorytmów obliczeń symbolicznych programu Mathematica 8. Omówiono wyniki kontrolnych obliczeń symbolicznych wskaźników niezawodności, dla wybranych układów zasilania. Zaproponowano sposoby ograniczenia czasu trwania symbolicznych obliczeń wskaźników niezawodności dla wieloelementowych złożonych układów zasilania energią elektryczną.

### 2. METODA WYZNACZANIA WSKAŹNIKÓW ZAWODNOŚCI I NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ Z WYKORZYSTANIEM SIECI BAYESOWSKIEJ

Do wyznaczania prawdopodobieństwa wystąpienia zasilania  $P(z_z)$  lub braku zasilania  $P(\bar{z}_z)$  określonych węzłów odbiorczych za pomocą sieci bayesowskich (Rys. 1) niezbędna jest znajomość zależności na [3,6]: prawdopodobieństw bezwarunkowych stanów zdadności i niezadności elementów układu zasilania danego węzła, łącznego rozkładu prawdopodobieństw CPT”Z” dla wszystkich kombinacji  $P(z_z)$  i  $P(\bar{z}_z)$  stanów zdadności i niezadności tych elementów oraz prawdopodobieństw warunkowych, dotyczącego wystąpienia stanu zasilania wybranego węzła  $P(z / Z_1, \dots, Z_n)$  lub brak zasilania tego węzła,  $P(\bar{z} / Z_1, \dots, Z_n)$  przyporządkowanych każdej z  $m = 2n$  kombinacji.

Korzystając z uzyskanych zależności na prawdopodobieństwa  $P(z_z)$  i  $P(\bar{z}_z)$  możliwe jest otrzymanie wyrażeń na zastępczą intensywność występowania przerw w zasilaniu  $\lambda_z$ , zastępczy średni czas ich trwania  $\bar{t}_{az}$ , ważności poszczególnych elementów w zawodności  $I_i$  i niezawodności zasilania, wkłady bezwzględne  $w_{\bar{z}_i}$  oraz względne  $w_{z_i}$  zawodności elementów w prawdopodobieństwo braku zasilania węzła Z [1, 5, 6].



	Z <sub>1</sub>	...	Z <sub>n</sub>	P(z/Z <sub>1</sub> ,...,Z <sub>n</sub> )	P(z̄/Z <sub>1</sub> ,...,Z <sub>n</sub> )
1	z <sub>1</sub>	...	z <sub>n</sub>	1v0	0v1
2	z <sub>1</sub>	...	z̄ <sub>n</sub>	1v0	0v1
3	z <sub>1</sub>	...	z <sub>n</sub>	1v0	0v1
...	...	...	...	...	...
2 <sup>n</sup> -3	z̄ <sub>1</sub>	...	z <sub>n</sub>	1v0	0v1
2 <sup>n</sup> -2	z̄ <sub>1</sub>	...	z̄ <sub>n</sub>	1v0	0v1
2 <sup>n</sup> -1	z̄ <sub>1</sub>	...	z <sub>n</sub>	1v0	0v1
2 <sup>n</sup>	z̄ <sub>1</sub>	...	z̄ <sub>n</sub>	1v0	0v1

Rys. 1. Model niezawodnościowy układów zasilania energią elektryczną węzła odbiorczego Z w postaci sieci bayerskiej

Prawdopodobieństwa bezwarunkowe wystąpienia stanów zdadności  $P(z_i) = p_i$  i niezadności  $P(z̄_i) = q_i$  poszczególnych elementów układu zasilania można, dla procesu stacjonarnego po przyjęciu wykładniczych rozkładów czasów trwania tych stanów, wyznacza się z zależności [1, 2, 6]

$$P(z_i) = p_i = \frac{1}{1 + \lambda_i \cdot \bar{t}_{a,i}} = \frac{\bar{t}_{p,i}}{\bar{t}_{p,i} + \bar{t}_{a,i}}$$

$$i \quad P(z̄_i) = q_i = \frac{\lambda_i \cdot \bar{t}_{a,i}}{1 + \lambda_i \cdot \bar{t}_{a,i}} = \frac{\bar{t}_{a,i}}{\bar{t}_{p,i} + \bar{t}_{a,i}}, \quad (1)$$

gdzie:  $\lambda_i$  – intensywność występowania stanów niezadności  $i$ -tego elementu układu zasilającego,  $\bar{t}_{a,i}$  – średni czas odnowy  $i$ -tego elementu układu zasilającego,  $\bar{t}_{p,i}$  – średni czas przełączania  $i$ -tego elementu układu zasilającego na zasilanie rezerwowe.

Łączny rozkład prawdopodobieństw, będący sumą iloczynów prawdopodobieństw bezwarunkowych wyraża się wzorem

$$P(Z) = \prod_{i=1}^n P(Z_i) = (p_1 + q_1)(p_2 + q_2) \dots (p_n + q_n) \quad (3)$$

$$= (p_1 p_2 \dots p_n) + (q_1 p_2 \dots p_n) + \dots + (q_1 q_2 \dots q_n)$$

natomiast prawdopodobieństwa wystąpienia i braku przerwy w zasilaniu następującymi wzorami

$$P(\bar{z}) = q_z = P(Z) \cdot P(\bar{z} / Z_1, \dots, Z_n)$$

$$= (p_1 p_2 \dots p_n) P(\bar{z} / z_1, z_2, \dots, z_n)$$

$$+ (q_1 p_2 \dots p_n) P(\bar{z} / \bar{z}_1, z_2, \dots, z_n)$$

$$+ \dots + (q_1 q_2 \dots q_n) P(\bar{z} / \bar{z}_1, \bar{z}_2, \dots, \bar{z}_n)$$

$$P(z) = p_z = P(Z) \cdot P(z / Z_1, \dots, Z_n)$$

$$= (p_1 p_2 \dots p_n) P(z / z_1, z_2, \dots, z_n) \quad (4)$$

$$+ (q_1 p_2 \dots p_n) P(z / \bar{z}_1, z_2, \dots, z_n)$$

$$+ \dots + (q_1 q_2 \dots q_n) P(z / \bar{z}_1, \bar{z}_2, \dots, \bar{z}_n)$$

gdzie:  $P(\bar{z} / Z_1, \dots, Z_n)$  i  $P(z / Z_1, \dots, Z_n)$  – prawdopodobieństwa warunkowe wystąpienia i braku przerwy w zasilaniu węzła, wyznaczone dla każdego iloczynu prawdopodobieństw bezwarunkowych stanów zdadności i/lub niezadności  $n$  elementów układu zasilającego.

Do wyznaczenia prawdopodobieństw warunkowych wystąpienia i braku przerwy w zasilaniu węzła wygodnie jest posługiwać się wyrażeniami logicznymi na zerojedynkowych zmiennych losowych  $z_i$  i  $\bar{z}_i$ .

Wyrażenie na zastępczą intensywność występowania przerw w zasilaniu węzła można uzyskać z zależności [1]

$$\lambda_z = \sum_1^n \frac{dq_z \lambda_i}{dq_i} \quad (5)$$

$$= \sum_1^n ((P(\bar{z} \wedge \bar{z}_i, q_i = 1) - P(\bar{z} \wedge z_i, p_i = 1)) \lambda_i)$$

natomiast wyrażenie na zastępczy średni czas trwania tych przerw w zasilaniu z zależności

$$\bar{t}_a = \frac{q_z}{\lambda_z - \lambda_z \cdot q_z} = \frac{q_z}{p_z \lambda_z} = \bar{t}_{pz} \frac{q_z}{p_z} \quad (6)$$

Ważność poszczególnych elementów w zawodności  $\bar{I}_i$  i niezawodności  $l_i$  zasilania uzyskuje się z zależności

$$\bar{I}_i = \frac{\partial P(\bar{z})}{\partial P(\bar{z}_i)} = \frac{\partial q_z}{\partial q_i}, \quad I_i = \frac{\partial P(z)}{\partial P(z_i)} = \frac{\partial p_z}{\partial p_i} \quad (7)$$

Wkłady bezwzględne  $w_{z_i}$  i względne  $w_{z_i}$  zawodności elementów w prawdopodobieństwo braku zasilania wyznacza się z zależności

$$W_{z_i} = P(\bar{z}_i) \cdot \frac{\partial P(\bar{z})}{\partial P(\bar{z}_i)} = q_i \cdot \frac{\partial q_z}{\partial q_i} \quad (8)$$

$$w_{z_i} = \frac{W_{z_i}}{\sum_i W_{z_i}}$$

Znajomość zależności na prawdopodobieństwa wystąpienia, intensywności i czasu trwania przerw w zasilaniu węzła odbiorczego pozwala na wyznaczenie dalszych wskaźników niezawodności [1, 3].

### 3. IMPLEMENTACJA BAYESOWSKICH ALGORYTMÓW SYMBOLICZNYCH OBLICZEŃ WYBRANYCH WSKAŹNIKÓW NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ

Obecnie wiele programów komputerowych posiada możliwość dokonywania obliczeń symbolicznych, [7, 8]. Ze względu na wysoką wydajność, szerokie możliwości wizualizacji i prezentacji danych, do generowania symbolicznych wskaźników zawodności i niezawodności zasilania z wykorzystaniem sieci bayesowskich zastosowano aplikację Mathematica [7].

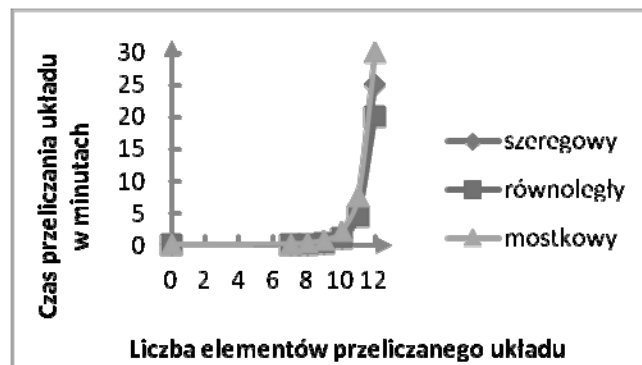
W celu wygenerowania tablicy prawdopodobieństw łącznych CTP „Z” zapisano  $m = 2n$  kombinacji elementów sprawnych i uszkodzonych w danym układzie  $n$ -elementowym, w postaci zapisu binarnego. Liczba  $m$  oznacza jednocześnie numer wiersza tabeli. Zamiana wartości 0 na  $q_i$  oraz 1 na  $p_i$  pozwala prowadzić dalsze obliczenia w formie symbolicznej. Wartości kolumny  $P(\bar{z} / Z_1, \dots, Z_n)$  z tablicy CPT „Z” wyliczana jest na podstawie równania logicznego (5) [9].

Uzyskana tablica CTP „Z” pozwala na wyprowadzenie wartości  $q_z$  i  $p_z$  z zależności (4). Generowanie zastępczej intensywności występowania przerw w zasilaniu  $\lambda_z$  węzła Z realizuje zależność (5) wykorzystująca wyprowadzone uprzednio wartości  $q_z$ . Wyznaczanie pochodnej  $\partial q_z / \partial q_i$  ze względu na zbyt długi czas jej wyznaczania przez funkcje wbudowane w Mathematica 8, przeprowadzono w sposób alternatywny. Następuje oddzielenie elementów z zależności  $q_z$ , posiadających w zapisie  $q_i$ , podzielenie tych elementów przez  $q_i$  a następnie ich zsumowanie. Wszystkie pochodne podstawiane są do zależności (5). Symboliczne generowanie zastępczego średniego czasu trwania przerwy w zasilaniu  $\bar{t}_{az}$  w punkcie Z realizuje zależność (6) na podstawie obliczonych uprzednio wskaźników. W podobny sposób odbywa się wyprowadzanie ważności poszczególnych elementów w niezawodności zasilania (7), generowanie wkładów bezwzględnych zawodności elementów  $W_{z_i}^z$  oraz wkładów względnych zawodności elementów  $w_{z_i}^z$  w prawdopodobieństwo braku zasilania węzła Z (8).

### 4. WYNIKI KONTROLNYCH SYMBOLICZNYCH OBLICZEŃ WYBRANYCH WSKAŹNIKÓW NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ

Kontrolę poprawności opracowanych bayesowskich algorytmów obliczeń wybranych symbolicznych wskaźników zawodności i niezawodności zasilania energią elektryczną przeprowadzono na trzech grupach układów zasilania, szeregowego, równoległego i mostkowego. Uzyskane z obliczeń symbolicznych zależności na wskaźniki zawodności i niezawodności dla tych układów są identyczne jak zależności uzyskiwane analitycznie [1, 3].

Z przeprowadzonych obliczeń symbolicznych wynika, iż czas ich trwania jest głównie uzależniony od liczby elementów układu zasilania węzła odbiorczego a tylko w niewielkim stopniu od jego złożoności (rys. 2).



Rys. 2. Czas trwania obliczeń wybranych symbolicznych wskaźników zawodności i niezawodności układów zasilania opracowanymi algorytmami

### 4. UWAGI KOŃCOWE

Zdaniem autorów referatu zmniejszenie czasu trwania bayesowskich obliczeń symbolicznych wskaźników zawodności i niezawodności układów zasilania energią elektryczną jest możliwe poprzez:

- dalsze doskonalenie opracowanych algorytmów obliczeń symbolicznych;
- grupowanie elementów układu zasilania (szeregowych, równoległych i mostkowych) w zastępcze zgrupowania dla których można wykorzystywać wyprowadzone już zależności na wskaźniki zawodności i niezawodności;
- dla układów złożonych prowadzić obliczenia symboliczne na wyrażeniach logicznych polegające na ich wielokrotnej dekompozycji na alternatywy rozłączne i upraszczaniu tych alternatyw w celu wyeliminowania powtarzających się zmiennych losowych i sprowadzeniu ich do postaci dla których można wykorzystywać wyprowadzone już zależności na wskaźniki zawodności i niezawodności.

### BIBLIOGRAFIA

1. Korniluk W., Klimaszewski A.: Analiza niezawodności elektroenergetycznej sieci rozdzielczej średniego napięcia z wykorzystaniem sieci bayesowskich. Wiadomości Elektrotechniczne, nr 2, 2011.
2. Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
3. Korniluk W., Klimaszewski A.: Bayesowskie algorytmy wyznaczania wskaźników niezawodności zasilania energią elektryczną, Karpacz 2011.
4. Rabinin I.A., Możajew A.S., Swirin S.K., Polenin W.I.: Technologia automatycznego modelowania systemów złożonych. Radioelektronika Morska, № 2(24),2008, z. 52–55
5. Marzecki Jerzy.: Niezawodność rozdzielczych sieci elektroenergetycznych, Wydawnictwo naukowe instytutu Technologii i Eksploatacji – PIB, Warszawa 2009
6. Sozański J.: Niezawodność zasilania energią elektryczną, WNT, Warszawa 1982, ISBN 9788320403725.
7. Grzymkowski R. i inni.: Mathematica 6, Gliwice 2008, ISBN 83-60716-25-0

8. Miedziarek M.: Numeryczna analiza systemów dynamicznych w środowisku MATLAB, Leszno 2011, ISBN 978-83-928439-3-1

9. Guk J.B.: Analiza niezawodności systemów elektroenergetycznych, Energoawtomizdat, Leningrad 1988. Praca wykonana w ramach projektu naukowego S/WE/4/08

## **BAYESIAN ALGORITHMS TO CALCULATING SYMBOLIC RATES OF THE UNRELIABILITY AND THE RELIABILITY OF THE ELECTRIC SUPPLY – CONFERENCE PAPER**

**Key-words:** Bayesian networks, reliability indicators, symbolic calculations.

The report presents the use of Bayesian networks in calculation of symbolic indicators of reliability and unreliability of the electric power supplying load point. The calculation of indicators of reliability is determined by the analytical dependencies. These dependencies are used to estimate: probability of up or down state of power system components supplying the load point; total probability distribution; conditional probabilities of the state power or lack of power appearance; the intensity of current interruptions and the average time of their duration; contributions of individual power system components in the service reliability. This report describes how to obtain these analytical dependencies, using ultimate application for symbolic computations Mathematica (ver. 8). In this paper we will discuss the results of the symbolic computations for selected supply power system and methods for reducing the duration of symbolic computations of indicators for multiple-compound electrical power systems.

## SYMULACJA DEFICYTÓW MOCY BIERNEJ W SIECI PRZESYŁOWEJ ZAGROŻONEJ NIESTABILNOŚCIĄ NAPIĘCIOWĄ – REFERAT KONFERENCYJNY

Robert LIS<sup>1</sup>, Mirosław ŁABUZEK<sup>2</sup>

1. Politechnika Wrocławska, Instytut Energoelektryki  
tel: 713204423 fax: 713202656 e-mail: Robert.Lis@pwr.wroc.pl
2. Politechnika Wrocławska, Instytut Energoelektryki  
tel: 713202135 fax: 713202656 e-mail: Miroslaw.Labuzek@pwr.wroc.pl

**Streszczenie:** W sieci przesyłowej bilans mocy biernej zależy od wartości mocy biernych wytwarzanych w elektrowniach oraz od wartości mocy pojemnościowej generowanej przez linie i statyczne kompensatory. Przy obniżających się napięciach rosną straty przesyłowe mocy biernej i maleją moce ładowania linii. W referacie przedstawiono podstawowe zależności bilansu mocy biernej od wzrostu zapotrzebowania mocy, które następnie wykorzystano do oszacowania punktu pracy sieci przesyłowej, w którym straty przesyłowe mocy biernej przewyższają sumaryczną moc bierną wytwarzaną przez poprzeczne pojemności.

**Słowa kluczowe:** sieć przesyłowa, stabilność napięciowa, deficyt mocy biernej

### 1. WPROWADZENIE

#### 1.1. Stabilność napięciowa sieci przesyłowej

Obliczenia rozplywu mocy są podstawą do wszystkich analiz pracy SEE. Przy coraz bardziej rozbudowanym systemie wymaga się od metod obliczeniowych szybkiej i pewnej zbieżności, natomiast program obliczeniowy powinien umożliwić uwzględnienie dużego systemu przy krótkim czasie obliczeń. Najczęściej obecnie używana metoda Newtona-Raphsona, zaliczana jest do grupy metod gradientowych. Wykorzystuje ona model admitancyjny SEE. Zastosowanie technik macierzy rzadkich pozwala na uwzględnienie dużych systemów, dla których stopień wypełnienia tej macierzy wynosi poniżej 1%. W [1] pokazano zastosowanie podstaw teoretycznych, zaś w [2] praktyczne zastosowania do wielkich SEE.

Jednym z zagadnień istotnych dla normalnej pracy systemu staje się stabilność napięciowa, jak pokazała awaria w krajowym systemie 26.06.2006 roku [3]. Zastosowanie metod rozplywowych jest często spotykanym podejściem do badania stabilności napięciowej, poprzez określenie granicy stabilności na podstawie wartości otrzymanych w procesie iteracyjnym (zerowanie jakobianu) [4]. Publikacje [3, 5] zwracają uwagę na możliwość zastosowania do praktycznych badań tzw. rozwiązań bliższych z podstawowymi. Wiąże się to z wielokrotnymi rozwiązaniami rozplywu mocy. Wada metody Newtona-

Raphsona staje się w tym przypadku jej zaletą. Start do obliczeń z punktu znacznie odległego od rozwiązania prowadzi do drugiego rozwiązania. Dla stanów ustalonych jest ono nieprzydatne jako niestabilne i nie istnieje praktycznie. Jednak zbliżanie się tegoż punktu do właściwego punktu pracy świadczy o zbliżaniu się stanu pracy SEE do granicy stabilności, określanej przez jedno rozwiązanie podwójne. Przedstawiane na płaszczyźnie współrzędnych prostokątnych napięć węzłowych w postaci okręgów mocy czynnej i biernej lub mocy czynnej i modułu napięcia. Okręgi te przecinające się w dwóch punktach dla stanów odległych od granicznego stają się styczne dla stanu granicznego [6].

#### 1.2. Badanie stabilności napięciowej sieci przesyłowej

W ośrodkach operatorów większości SEE na świecie od lat prowadzi się systematyczne analizy stabilności napięciowej sieci przesyłowych, wykorzystując do tego celu głównie programy rozplywu mocy. Analizy te wykonywane są dla sieci przesyłowych w cyklu rocznym, miesięcznym, tygodniowym i dobowym [7].

Związek stabilności napięciowej ze stabilnością kątową jest niewielki, dlatego w dużych połączonych systemach utrata stabilności napięciowej w wydzielonych obszarach sieci może nastąpić bez utraty synchronizmu [8]. Stabilność napięciowa jest związana ze zmianami napięć w węzłach sieci przesyłowej w kolejnych stanach ustalonych, występujących po zmianie zapotrzebowania mocy w SEE. Utrata stabilności napięciowej może być spowodowana bądź to zbyt dużym wzrostem zapotrzebowania mocy w systemie, bądź awaryjnym wyłączeniem silnie obciążonej linii przesyłowej lub generatorów.

Podczas wzrostu obciążenia, wskutek istniejących ograniczeń wytwarzania mocy biernej przez generatory synchroniczne, w danej części SEE może wystąpić jej deficyt. Wywoła to obniżenie napięcia i w konsekwencji zmniejszenie generacji mocy biernej przez linie przesyłowe oraz dalsze ograniczenie zdolności jej wytwarzania przez generatory. Moc bierna popłynie do obszaru deficytowego ze źródeł dalej położonych, powodując wzrost obciążenia linii przesyłowych, a tym samym strat mocy biernej. W takiej sytuacji, awaryjne wyłączenie w obsza-

rze deficytowym mocno obciążonej (przeciążonej) linii przesyłowej lub istotnego źródła mocy biernej, może spowodować systematyczne obniżanie się napięć, aż do wystąpienia lawiny napięć. Na warunki napięciowe istotny wpływ mają także układy regulacji napięcia generatorów synchronicznych oraz transformatorów. W tych ostatnich układy regulacji przekładni pod obciążeniem starają się utrzymać zadany poziom napięcia po stronie sieci rozdzielczej i tym samym mogą się przyczynić się do pogłębienia deficytu mocy biernej.

Deficyt mocy biernej w systemie uruchamia proces utraty stabilności napięciowej, rozwijającej się zwykle przez kilka, kilkanaście, a czasami kilkadziesiąt minut. Zwykle deficyt mocy biernej występuje w dającym się wydzielić obszarze SEE. W kolejnych etapach tego procesu mamy do czynienia z odmiennymi zjawiskami i stosownie do etapu mogą być stosowane różne środki w celu zapobiegania awarii. W dużych połączonych SEE utrata stabilności napięciowej rozwija się zwykle przy częstotliwości niewiele odbiegającej od znamionowej.

## 2. BILANS STRAT MOCY BIERNEJ

### 2.1. Straty przesyłowe mocy biernej

Problemem znacznie trudniejszym od wyznaczenia teoretycznego punktu utraty stabilności napięciowej jest oszacowanie punktu pracy sieci przesyłowej, w którym pojawią się symptomy zagrożenia stabilności napięciowej. Zwłaszcza, jeśli to dotyczy sieci przesyłowej, w której generatory pracują w pobliżu granicznych mocy biernych. Wówczas bardzo ważną rolę spełnia szybkość wzrostu bilansu strat przesyłowych mocy biernej i mocy ładowania w odniesieniu do wzrostu poboru mocy biernej przez odbiory węzłowe sieci przesyłowej. Straty przesyłowe mocy biernej  $Q_{str}$  są wprost proporcjonalne do kwadratu przesyłanych mocy i odwrotnie proporcjonalnie do kwadratu napięcia. Wzrost przesyłanych mocy powoduje wzrost strat biernych i obniżenie napięcia, a obniżenia napięcia mocy pogłębia wzrost tych strat:

$$Q_{str} = X \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \quad (1)$$

gdzie:  $P, Q$  – przesyłana moc czynna i bierna od węzła początkowego do węzła końcowego gałęzi,  $U$  – napięcie w węźle początkowym gałęzi.  $X$  – reaktancja podłużnej gałęzi.

Obniżenie się napięcia w sieci przesyłowej powoduje zmniejszenie wytwarzania mocy biernej  $Q_{lad}$  przez poprzeczne pojemności linii i baterii kondensatorów oraz innych statycznych kompensatorów zgodnie z zależnością

$$Q_{lad} = -BU^2 \quad (2)$$

gdzie:  $B$  jest susceptancją pojemnościową poprzeczną linii, baterii kondensatorów oraz statycznych kompensatorów.

Wraz z dalszym wzrostem zapotrzebowania mocy w stacjach GPZ 110/SN napięcia w sieci przesyłowej obniżają się i straty przesyłowe mocy biernej znacznie przewyższają moc ładowania. Ponadto, część generatorów zaczyna pracować ze stałą mocą bierną, gdyż nie może ona przekroczyć ściśle określonych wartości minimalnej  $Q_{g \min}$  i maksymalnej  $Q_{g \max}$  – wynikających z wykresu

kołowego generatora [9]. W przypadku osiągnięcia jednej z tych granicznych wartości mocy biernej generator staje się węzłem typu PQ, czyli węzeł o zadanej mocy czynnej i biernej, zamiast węzłem typu PU o zadanej mocy czynnej i napięciu. Z chwilą osiągnięcia granicznych wartości mocy biernej generowanej dalszy wymagany przyrost mocy generowanej jest pokrywany przez odległy węzeł bilansujący. Wówczas wzrost mocy biernej wytwarzanej przez generatory jest wykorzystywany głównie na pokrycie strat przesyłowych, a nie na podwyższanie napięć.

### 2.2. Krytyczny punkt pracy sieci przesyłowej

Na szczególną uwagę zasługuje punkt pracy sieci przesyłowej, w którym bierne straty przesyłowe przewyższają sumaryczną moc ładowania [10].

$$Q_{str} > Q_{lad} \quad (3)$$

Wówczas generatory pokrywają tylko wzrost mocy biernej pobieranej ze stacji GPZ 110/SN. Punkt zrównania się strat przesyłowych z mocą ładowania w sieci przesyłowej nazwany został krytycznym punktem pracy (KPP) sieci przesyłowej. Pojawienie się punktu przelomowego jest jedynie symptomem pogarszania się stabilności napięciowej, a nie punktem niestabilności napięciowej. Przekroczenie tego punktu powoduje dalsze obniżanie napięć węzłowych mimo wzrostu wytwarzania mocy biernej generowanej w elektrowniach. Obniżanie się napięć jest gwałtownie przyspieszane z chwilą, gdy wytwarzanie mocy biernej w elektrowniach dochodzi do technicznych ograniczeń. Przykładowo, pojawienie się punktu KPP w sieci przesyłowej, w której wszystkie generatory pracują w trybie PU nie jest informacją o zagrożeniu stabilności napięciowej, a jedynie o przesyłaniu mocy biernej na duże odległości. Operator sieci przesyłowej, w oparciu o aktualne sumaryczne wartości mocy czynnej i biernej wytwarzanej przez elektrownie, powinien móc oszacować punkt pracy sieci, w którym wystąpi zrównanie biernych strat przesyłowych z bierną mocą generowaną przez poprzeczne pojemności. Punkt KPP może być wykryty tylko w takim modelu sieci przesyłowej, w którym wszystkie baterie kondensatorów są zamodelowane jako poprzeczna susceptancja pojemnościowa w węzłach sieci.

## 3. MODELE SIECI PRZESYŁOWEJ

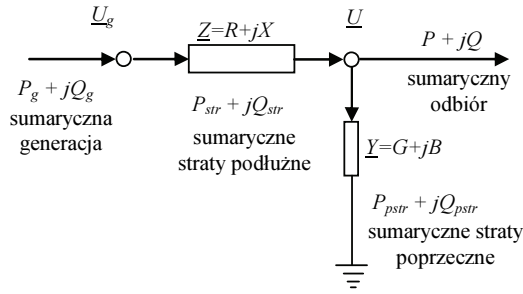
### 3.1. Model testowy sieci przesyłowej

Do testowania uwzględniono 12-węzłowy system przesyłowy o napięciu znamionowym 110 kV (5 węzłów, pozostałe to węzły rozdzielcze średniego napięcia). Współpracuje on z systemem napięcia sztywnego na poziomie 220 kV. Odbiory te posiadają  $\text{tg} \varphi$  nie większy niż 0,4. Cztery generatory lokalne pokrywają w większości zapotrzebowanie na moc czynną i bierną, brakująca część pobierana jest z napięcia wyższego. Generatory pracują z transformatorem blokowym bezpośrednio na poziomie napięcia 110 kV. Przyjęto układ elementów równoległych, pozwala to na sprawdzenie zachowania się systemu przy wyłączeniach połączeń równoległych. Rozważany SEE składa się z 12 węzłów, 12 linii oraz 10 transformatorów.



### 3.2. Model zastępczy sieci przesyłowej

W celu szybkiego oszacowania przełomowego punktu pracy sieci przesyłowej wykorzystano uproszczony system zastępczy, który został przedstawiony na rys. 1.



Rys. 1. Zastępczy model systemu elektroenergetycznego

Parametry podłużne  $R$ ,  $X$  modelu obliczane są w oparciu o wyniki planowanego rozplywu mocy. Wymaga to wyliczenia sumarycznej (całkowitej) generacji, sumarycznego odbioru, całkowitych strat podłużnych i całkowitych strat poprzecznych:

$$P_g = \sum_{i=1}^N P_{gi}, \quad Q_g = \sum_{i=1}^N Q_{gi} \quad (4)$$

sumaryczny odbiór:

$$P = \sum_{i=1}^N P_i, \quad Q = \sum_{i=1}^N Q_i \quad (5)$$

sumaryczne straty podłużne:

$$P_{str} = \sum_{j=1}^M P_{strj}, \quad Q_{str} = \sum_{j=1}^M Q_{strj} \quad (6)$$

oraz sumaryczne straty poprzeczne:

$$P_{pstr} = \sum_{j=1}^M P_{pstrj} + \sum_{i=1}^N P_{shi}, \quad Q_{pstr} = \sum_{j=1}^M Q_{pstrj} + \sum_{i=1}^N Q_{shi} \quad (7)$$

gdzie:  $P_{gi}$ ,  $Q_{gi}$  – moc czynna i bierna wytwarzana w  $i$ -tym węźle,  $P_i$ ,  $Q_i$  – moc czynna i bierna odbierana w  $i$ -tym węźle,  $P_{shj}$ ,  $Q_{shj}$  – moc czynna i bierna poprzecznego kompensatora w  $i$ -tym węźle,  $P_{strj}$ ,  $Q_{strj}$  – straty podłużne mocy czynnej i biernej w  $j$ -tej gałęzi,  $P_{pstrj}$ ,  $Q_{pstrj}$  – straty poprzeczne mocy czynnej i biernej w  $j$ -tej gałęzi,  $N$  – liczba węzłów w systemie łącznie z węzłem bilansującym,  $M$  – liczba gałęzi (linii i transformatorów) w systemie.

Parametry  $R$ ,  $X$ ,  $G$ ,  $B$  zastępczego modelu systemu przesyłowego wynikają z przyjęcia założenia, że napięcia w węzłach elektrowni są wyrażone w jednostkach względnych i mają wartości równe 1,05. Z wartości strat podłużnych:

$$P_{str} = R \frac{P_g^2 + Q_g^2}{U_g^2}, \quad Q_{str} = X \frac{P_g^2 + Q_g^2}{U_g^2} \quad (8)$$

wyliczyć można odpowiednio podłużną rezystancję i reakcję obwodu zastępczego

$$R = \frac{U_g^2}{P_g^2 + Q_g^2} P_{str}, \quad X = \frac{U_g^2}{P_g^2 + Q_g^2} Q_{str} \quad (9)$$

Moduł napięcia w węźle zastępczego odbioru wynosi

$$U = \sqrt{\left( U_g - \frac{P_g R + Q_g X}{U_g} \right)^2 + \left( -\frac{P_g X - Q_g R}{U_g} \right)^2} \quad (10)$$

Znając moduł napięcia zastępczego odbioru oraz wartości strat poprzecznych mocy czynnej i biernej

$$P_{pstr} = GU^2, \quad Q_{pstr} = -BU^2 \quad (11)$$

można wyznaczyć odpowiednio zastępczą poprzeczną konduktancję i susceptancję obwodu zastępczego:

$$G = \frac{P_{pstr}}{U^2}, \quad B = -\frac{Q_{pstr}}{U^2} \quad (12)$$

### 3.3. Wielokrotne rozwiązania rozplywu mocy

Równania mocy węzłowych w prostokątnym układzie współrzędnych napięcia węzłowego mają następującą postać:

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = (e_i + jf_i) \sum_{j=1}^N (g_{ij} - jb_{ij})(e_j + jf_j) \quad (13)$$

gdzie:  $\underline{S}_i$  – moc zespolona węzłowa,  $\underline{U}_i = e_i + jf_i$  – napięcie węzłowe w  $i$ -tym węźle,  $Y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$  – konduktancja i susceptancja wzajemna,  $Y_{ii} = g_{ii} + jb_{ii}$  to konduktancja i susceptancja własna węzła  $i$ .

Jeżeli przyjmijemy założenie, że w określonym węźle  $i$  zmieniają się jedynie składowe napięcia, a wszystkie pozostałe składowe są stałe, to otrzymujemy z równania (13) następującą nową postać dla mocy  $P$  oraz  $Q$

$$P_i = (e_i^2 + f_i^2)g_{ii} + K_i e_i + L_i f_i \quad (14)$$

$$Q_i = -(e_i^2 + f_i^2)b_{ii} - L_i e_i + K_i f_i \quad (15)$$

gdzie:  $K_i = \sum_{j=1, j \neq i}^N (g_{ij} e_j - b_{ij} f_j)$  oraz  $L_i = \sum_{j=1, j \neq i}^N (b_{ij} e_j + g_{ij} f_j)$

Po przekształceniu wyrażenia (14) i (15) otrzymujemy równania okręgu mocy czynnej

$$\frac{P_i}{g_{ii}} + \frac{K_i^2 + L_i^2}{4g_{ii}^2} = \left( e_i + \frac{K_i}{2g_{ii}} \right)^2 + \left( f_i + \frac{L_i}{2g_{ii}} \right)^2 = r_P^2 \quad (16)$$

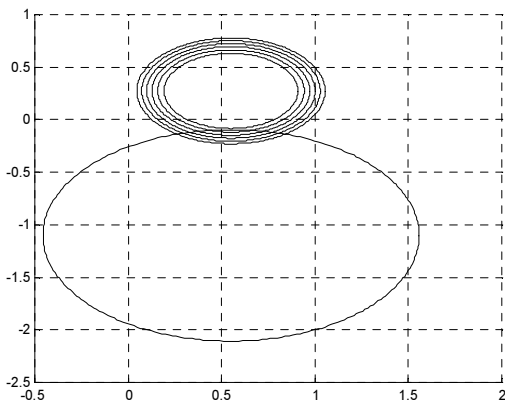
oraz równanie okręgu mocy biernej

$$-\frac{Q_i}{b_{ii}} + \frac{K_i^2 + L_i^2}{4b_{ii}^2} = \left( e_i + \frac{L_i}{2b_{ii}} \right)^2 + \left( f_i - \frac{K_i}{2b_{ii}} \right)^2 = r_Q^2 \quad (17)$$

Dla węzłów generacyjnych, dla których zadany jest moduł napięcia równanie (17) zostaje zastąpione równaniem

$$U_{gi}^2 = e_{gi}^2 + f_{gi}^2 \quad (18)$$

Przy zastosowaniu pewnych ograniczeń, punkty odpowiadające zerowej wartości jacobianu  $J$  równań rozplwyowych można traktować jako granicę stabilności lokalnej systemu [8].



Rys. 2. Graficzna ilustracja rozwiązań bliskich w prostokątnym układzie napięć węzłowych – zmiana mocy biernej

#### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

Teoretyczny punkt utraty stabilności napięciowej sieci przesyłowej jest powszechnie w literaturze rozumiany jako utrata zbieżności procesu iteracyjnego rozwiązywania równań węzłowych. Jest to punkt, w którym zbiegają się dwa bliskie rozwiązania, czyli wyznacznik macierzy Jacobiego jest bliski zeru. W praktyce operatorskiej znacznie ważniejsze jest oszacowanie punktu pracy sieci przesyłowej, w którym pojawiają się symptomy zagrożenia stabilności napięciowej. W referacie przedstawiono sposób szacowania krytycznego punktu pracy sieci przesyłowej w oparciu o krzywe bilansu biernych strat przesyłowych i mocy ładowania dla uproszczonego, zastępczego systemu przesyłowego. Przedstawiono sposób szacowania krytycznego punktu pracy w oparciu o zastępczy 2-węzłowy model sieci przesyłowej. Pojawienie się krytycznego punktu jest tylko symptomem pogarszania się stabilności napięciowej, a nie jej utratą. Następnie po wyznaczeniu zastępczej podłużnej rezystancji i reaktancji oraz zastępczej poprzecznej konduktancji i susceptancji oszacowano, w oparciu o sumaryczną wartość mocy

czynnej i biernej wytwarzanych przez elektrownie w danej chwili, zapas przesyłu mocy pozornej. Dokonano tego przez wielokrotne obliczanie rozplwy mocy w dociążonym systemie.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Taylor C.W., Power system voltage stability, McGraw-Hill, 1994, ISBN 0-07-063184-0
2. Morison K., Practical methods of voltage stability analysis, IEEE 2002 Summer Meeting, Chicago, IL, USA, 3, 1504–1509
3. Sobierajski M., Rojewski W.: Po czerwcowej awarii 2006, czyli warunki bezpiecznego przesyłania energii elektrycznej, Automatyka Elektroenergetyczna Nr 3/2007, ISSN 7230-7815
4. Łabuzek M., Lis R., Projekt Badawczy Zamawiany Nr PBZ- MEiN-1/2/2006 Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju, Modele matematyczne systemu przesyłowego i rozdzielczego. Zadanie: 3.2.1, SPR 41/08, Politechnika Wroclawska, Instytut Energoelektryki, Wrocław, 2008
5. Łabuzek M., Lis R., Stabilność napięciowa dużego systemu elektroenergetycznego, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), s. 188–191, r. 85 nr 12/2009, ISSN 0033-2097
6. Łabuzek M., Lis R., Wielokrotne rozwiązania równań rozplwy mocy. Transactions on computer applications in electrical engineering : XIV Conference ZKwE '09, Poznań, April 20–22, 2009
7. Sobierajski M., Rojewski W., Praktyczne sposoby zapobiegania lawinie napięć na przykładzie awarii krajowego systemu elektroenergetycznego 26 czerwca 2006 roku, APE 2007, Jurata, 13–15 czerwca 2007
8. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych. WNT, Warszawa 1996, ISBN 83-204-2060-1
9. Machowski J., Generator synchroniczny jako źródło mocy biernej przy dużych zmianach napięcia w systemie elektroenergetycznym, Przegląd Elektrotechniczny, r. 84, nr 2, s. 41–47, 2008, ISSN 0033-2097
10. Sobierajski M., Rojewski W., Wpływ strat mocy biernej na wystąpienie lawiny napięcia w sieci przesyłowej, Archiwum Energetyki, t. 39, nr 1, s. 77–89, 2009, ISSN: 0066-684X

### SIMULATION OF REACTIVE POWER IMBALANCES IN THE TRANSMISSION POWER GRID THREATENED BY THE PROBLEM OF VOLTAGE INSTABILITY – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** transmission grid, voltage stability, reactive power balance

The reactive power balance in the transmission power grid depends on the reactive power produced by the power stations and the value generated by the capacitive power lines and static compensators. Reactive transmission losses become greater than shunt capacitive generation at the turning-point of voltage stability. Then lowering bus voltages drive EPS into voltage collapse point. The paper presents the balance of reactive power depending on the power demand growth, which are then used to estimate the operating point of the transmission network, in which the reactive power transmission losses are greater than the total reactive power generated by the shunt capacity.

## ANALIZA WPŁYWU SPOSOBU MODELOWANIA NOWYCH ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH NA WSKAŹNIKI OCENY STABILNOŚCI SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO – REFERAT KONFERENCYJNY

Piotr MILLER<sup>1</sup>, Marek WANCERZ<sup>2</sup>

1. Politechnika Lubelska  
tel: 81 5374737 e-mail: p.miller@pollub.pl
2. Politechnika Lubelska  
tel: 81 5374736 e-mail: m.wancerz@pollub.pl

**Streszczenie:** W artykule zbadano wpływ sposobu i dokładności modelowania układów automatycznej regulacji nowych bloków wytwórczych na wskaźniki oceny stabilności systemu elektroenergetycznego. Wskaźnikami oceny są czasy krytyczne trwania zwarcia  $t_{kr}$  oraz odpowiadające im współczynniki zapasu stabilności  $k_t$ , czasy połowienia  $t_{50\%}$  oraz czasy regulacji  $t_{15\%}$ .

**Słowa kluczowe:** system elektroenergetyczny, stabilność, planowanie rozwoju sieci

### 1. WSTĘP

Operatorzy sieci przesyłowej zobowiązani są do opracowywania planów rozwoju systemu elektroenergetycznego (SEE) w różnych horyzontach czasowych. Dla każdego z tych okresów zakłada się scenariusze rozwoju sieci oraz prognozuje wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i związany z nim wzrost wytwarzania energii elektrycznej połączony z koniecznością ustalenia lokalizacji i sposobu przyłączania nowych źródeł wytwórczych do istniejącego SEE.

Analizy systemowe prowadzone w ramach planowania rozwoju SEE powinny obejmować zarówno analizy statyczne, jak i dynamiczne. W zakresie analiz statycznych prowadzone są obliczenia: rozplywów mocy, zwarców, kompensacji mocy biernej oraz obliczenia niezawodnościowe. W zakresie analiz dynamicznych wyznacza się: stabilność kątową przejściową, stabilność kątową lokalną, stabilność napięciową oraz stabilność częstotliwościową.

W trakcie analiz dokonuje się oceny zachowania systemu pod wpływem zdarzeń polegających na wystąpieniu zakłóceń i ich likwidacji. Wśród analizowanych zdarzeń można wyróżnić zdarzenia planistyczne (mniej lub bardziej prawdopodobne), które brane są pod uwagę w procesie planowania rozwoju SEE, i dla których standardy zachowania SEE muszą być spełnione, oraz zdarzenia ekstremalne (mało prawdopodobne), dla których dopuszcza się niespełnienie standardów zachowania SEE.

Z punktu widzenia niniejszego artykułu istotne są analizy dynamiczne, a szczególnie stabilność kątowna przejściowa oraz wskaźniki oceny stabilności SEE.

### 2. STABILNOŚĆ KĄTOWA PRZEJŚCIOWA

Zachowanie stabilności kątowej przejściowej jest warunkiem koniecznym bezpiecznej pracy SEE, jest to też jedno z podstawowych kryteriów oceny stanu systemu elektroenergetycznego. Stabilność kątowna jest zachowana, jeżeli spełnione są następujące warunki [1, 2, 3]:

- dla każdego zdarzenia planistycznego system zachowuje synchronizm i dąży do ustalonego punktu pracy,
- tłumienie kołysań elektromechanicznych po wystąpieniu dużych zakłóceń jest zadowalające.

Warunek pierwszy stabilności kątowej przejściowej można sprawdzić wykonując symulację komputerową przebiegu stanu nieustalonego wywołanego zdarzeniem [4]. W przypadku sieci 400 i 220 kV przyjmuje się, że normalny czas likwidacji zakłócenia to 120 ms, natomiast czas opóźniony to 300–500 ms [5]. W artykule przyjęto założenie, że badane będą zdarzenia polegające na wystąpieniu zwarcia trójfazowego (K3) blisko szyn stacji elektrownianej, likwidowanego z czasem normalnym przez definitywne wyłączenie linii. Wskaźnikami oceny odporności SEE na zakłócenia są wartości czasów krytycznych trwania zwarcia oraz odpowiadające im współczynniki zapasu stabilności  $k_t$  wyznaczone ze wzoru [1,2]:

$$k_t = 100 \cdot \frac{t_{kr} - t_{zw}}{t_{zw}} \quad (1)$$

gdzie:  $t_{kr}$  – krytyczny czas trwania zwarcia, tj. maksymalny czas trwania zwarcia, dla którego SEE jest stabilny,  $t_{zw}$  – rzeczywisty czas likwidacji zakłócenia

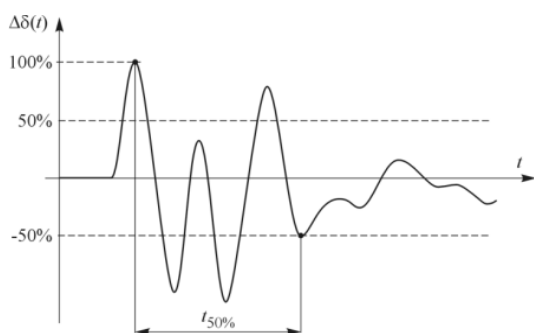
Dla zdarzeń planistycznych wymaga się, aby współczynnik zapasu stabilności kątowej przejściowej spełniał następujący warunek [3,6]:

$$k_t \geq (10 \div 20)\% \quad (2)$$

Drugi warunek stabilności kątowej przejściowej (dotyczący tłumienia kołysań elektromechanicznych) można sprawdzić korzystając z wyników symulacji komputerowej przebiegów nieustalonych. Wskaźnikiem oceny stabilności systemu jest czas regulacji, zdefiniowany jako czas, po którym badany przebieg nie wychodzi poza strefę kontrolną o zadanej szerokości, podawanej zwykle w procentach wartości amplitudy pierwszego wychylenia. W analizach kołysań wirników generatorów synchronicznych wykorzystuje się dwa wskaźniki tego typu [1, 2, 3]:

- czas regulacji  $t_{15\%}$  odpowiadający strefie kontrolnej o szerokości 15% pierwszego wychylenia,
- czas regulacji  $t_{50\%}$  odpowiadający strefie kontrolnej o szerokości 50% pierwszego wychylenia.

Czas regulacji  $t_{50\%}$  nazywany jest czasem połowienia. Ilustruje to rysunek 1, na którym czas połowienia  $t_{50\%}$  oznaczono jako czas, po którym przebieg  $\Delta\delta(t)$  nie wychodzi poza 50% amplitudy pierwszego wychylenia.



Rys. 1. Ilustracja definicji czasu połowienia  $t_{50\%}$  [3]

Czasy regulacji należy określić dla krytycznego czasu trwania zwarcia na podstawie przebiegów uzyskanych w trakcie symulacji przebiegu stanu nieustalonego. W tabelicy 1 podano wartości czasów regulacji, dla których tłumienie można uznać za wystarczające.

Tabela 1. Kryteria wystarczającego tłumienia kołysań w SEE

Rodzaj kołysań	Czas regulacji $t_{50\%}$	Czas regulacji $t_{15\%}$
wewnątrzsystemowe	$\leq 5$ s	$\leq 15$ s
międzysystemowe	$\leq 7$ s	$\leq 20$ s

Aby poprawnie wyznaczyć wartości wskaźników oceny stabilności należy przeprowadzić badania symulacyjne na pełnym modelu SEE. W modelu należy odwzorować wszystkie czynniki, które mogą mieć wpływ na przebieg stanu nieustalonego.

### 3. MODEL GENERATORA SYNCHRONICZNEGO

W programach symulacyjnych wykorzystuje się różne modele matematyczne generatorów synchronicznych. Nazwy najczęściej wykorzystywanych modeli, zgodne z nomenklaturą IEEE, to *gencls*, *genrou* oraz *gensal*.

Model klasyczny generatora synchronicznego, *gencls*, to model drugiego rzędu, który tworzą tylko równania ruchu. Pozostałe modele to tzw. modele szóstego rzędu. Model *genrou* wykorzystywany jest do modelowania maszyn syn-

chronicznych o wirniku cylindrycznym z biegunami utajonymi (turbogeneratorów), natomiast model *gensal* wykorzystywany jest do modelowania maszyn synchronicznych z biegunami wydatnymi (hydrogeneratorów). Szczegółowy opis poszczególnych modeli z wykazem parametrów i schematami układów regulacji można znaleźć w literaturze [7, 8].

Jeszcze większa różnorodność modeli występuje w przypadku układów wzbudzenia i regulacji napięcia generatorów synchronicznych. W modelach wykorzystywane są modele statycznego układu wzbudzenia i regulacji napięcia *exst1* oraz modele maszynowego układu wzbudzenia i regulacji napięcia *exac1a*. Z układami wzbudzenia skojarzone są także stabilizatory systemowe jednowejściowe oraz wielowejściowe. Przedstawicielem modelu stabilizatora jednowejściowego jest układ *ieeest*, natomiast model stabilizatora wielowejściowego reprezentowany jest przez układ *pss2a*.

Różnorodność wykorzystywanych modeli układów regulacji turbin wynika z rodzaju czynnika roboczego (para, woda, gaz), konstrukcji turbiny (w przypadku np. turbin wodnych) oraz struktury regulatora turbiny. W modelach KSE wykorzystuje się trzy podstawowe modele układów regulacji turbiny: *ieeeg1*, *hygov* oraz *gast*.

Zróznicowanie modeli oraz mnogość parametrów je opisujących może sprawiać trudności w ich skompletowaniu, szczególnie w przypadku nowych zespołów wytwórczych. Czy wystarczy przyporządkować im modele klasyczne drugiego rzędu, czy też konieczne będzie bardziej dokładne modelowanie? Czy w przypadku układów regulacji trzeba szukać ich optymalnych parametrów, czy też wystarczy skorzystać z modeli referencyjnych [3] ?

### 4. PROBLEM BADAWCZY

W dokumentacji planu rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [9] przewidziano do roku 2020 wybudowanie kilku nowych, konwencjonalnych źródeł energii. W planach inwestycyjnych znajduje się budowa nowych bloków min. w Stalowej Woli, Kozienicach, Opolu, a także w Jaworznie, Turowie, Skawinie, Bogdanie i Puławach. W zależności od etapu realizacji wyżej wymienionych inwestycji różny jest zakres wiedzy na temat parametrów tych bloków, ich wyposażenia w układy regulacji, a nawet na temat sposobów ich przyłączenia do KSE. Dobrym przykładem jest tu elektrownia w Puławach, o której na dzień dzisiejszy wiadomo jedynie, że jej planowana moc znamionowa to około 900 MVA, zlokalizowana będzie w okolicach Zakładów Azotowych w Puławach, natomiast do sieci będzie włączona poprzez cztery linie 400 kV.

Najprostszym rozwiązaniem w takiej sytuacji (wariant 1) wydaje się być przyporządkowanie nowoprojektowanym blokom modeli klasycznych drugiego rzędu (*gencls*). W przypadku elektrowni w Puławach parametry tego modelu ustalono na podstawie modeli referencyjnych [3]. Kolejna modyfikacja (wariant 2) polega na przyporządkowaniu nowym generatorom synchronicznym modeli szóstego rzędu (*genrou*) z pominięciem pozostałych układów regulacji. Model pełny (wariant 3) uzupełniony zostaje modelami układów automatycznej regulacji: układ wzbudzenia i regulacji napięcia (*exst1*), układ regulacji turbiny (*ieeeg1*) oraz układ dwuwiejściowego stabilizatora systemowego (*pss2a*). Wariant 3 potraktowano jako punkt odniesienia do dalszych badań. Dla tego wariantu przeprowadzono kompletną analizę, dla różnych zdarzeń planistycznych (także ekstremalnych). Na podstawie tych analiz wyznaczono najmniej korzystny przypa-

dek zdarzenia i dla niego zbadano wpływ sposobu modelowania na wartości wskaźników oceny stabilności. Kolejne warianty to modyfikacje wariantu 3. Z dokumentacji przetargowej Elektrowni Puławy sp. z o.o. wynika, że blok elektrowni w Puławach będzie blokiem gazowo-parowym. W wariantcie 4 zmieniono więc model turbiny na turbinę gazową wraz z regulatorem typu gast. W wariantcie 5 zmieniono, w stosunku do wariantu podstawowego, model układu wzbudzenia i regulacji napięcia (exacla), którego parametry przyjęto na podstawie modelu referencyjnego. Wariant 6 to wymiana stabilizatora systemowego (ieeest). W wariantcie 7 badania przeprowadzono przy wyłączonym układzie stabilizatora systemowego w elektrowni Puławy.

Niektóre opisane powyżej warianty mają swoje modyfikacje. Niektóre z nich mają swoje pod-warianty, oznaczone literą „a”, w których modyfikacje modelu rozszerzane są na pozostałe bloki wytwórcze wprowadzone do systemu w modelu prognostycznym.

## 5. WYNIKI BADAŃ

Badaniami symulacyjnymi objęto wszystkie cztery linie 400 kV wyprowadzające moc z elektrowni Puławy. Pełny zakres badań wykonano dla podstawowego wariantu sieci (wariant 3), w którym wszystkim nowym blokom wytwórczym przyporządkowano modele szóstego rzędu z uwzględnieniem układów automatycznej regulacji. Wyniki badań zaprezentowano w tabelicy 2. Wartości wskaźników oceny stabilności systemu świadczą o tym, że system spełnia wymagania określone w zależności (2) i tabelicy 1.

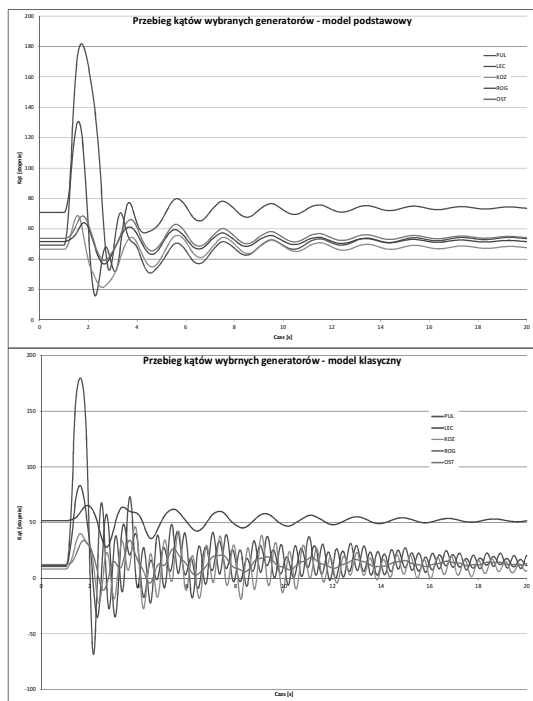
Tabela 2. Wyniki pełnych badań symulacyjnych dla wariantu 3

opis zdarzenia						spełnienie warunków stabilności			
element wyłączany przy likwidacji zwarcia			opis zakłócenia			krytyczny czas trwania zwarcia		tłumienie	
kod	węzeł początkowy	węzeł końcowy	węzeł	rodzaj zwarcia	czas likwidacji zwarcia	czas krytyczny	zapas stabilności	czas połowienia (50%)	czas regulacji (15%)
					ms				
Stan normalny (bez wyłączeń)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.04	≤10.51
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.02	≤10.48
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.80	≤10.50
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	339.2	182.7	≤4.05	≤10.57
Stan remontowy z wyłączeniem linii F401A (PUL412 - KOZ412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	327.0	172.5	≤3.99	≤11.38
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	343.5	186.3	≤4.77	≤10.43
F401B	PUL412	OSC412	PUL412	K3	120	347.4	189.5	≤4.02	≤10.53
Stan remontowy z wyłączeniem linii F401B (PUL412 - OSC412)									
F001A	PUL412	KOZ422	PUL412	K3	120	327.0	172.5	≤4.86	≤10.56
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	330.9	175.8	≤4.09	≤10.55
F401A	PUL412	KOZ412	PUL412	K3	120	330.9	175.8	≤4.04	≤10.56
Zdarzenie ekstremalne: wyłączenie linii F001A (PUL412 - KOZ422) i F401A (PUL412 - KOZ412)									
F001B	PUL412	LSY412	PUL412	K3	120	310.4	158.7	≤4.02	≤11.38
<b>F401B</b>	<b>PUL412</b>	<b>OSC412</b>	<b>PUL412</b>	<b>K3</b>	<b>120</b>	<b>306.2</b>	<b>155.2</b>	<b>≤4.79</b>	<b>≤11.52</b>

Tabela 3. Wyniki badań symulacyjnych dla poszczególnych wariantów modeli sieci

opis wariantu i zdarzenia				spełnienie warunków stabilności			
wariant modelu (sposób modelowania bloku wytwórczego w elektrowni Puławy i elektrowni sąsiednich)	opis zakłócenia			krytyczny czas trwania zwarcia		tłumienie	
	węzeł	rodzaj zwarcia	czas zwarcia	czas krytyczny	zapas stabilności	czas połowienia (50%)	czas regulacji (15%)
			ms				
Zdarzenie ekstremalne: wyłączenie linii F001A (PUL412 - KOZ422) i F401A (PUL412 - KOZ412); zwarcie na linii F001B							
<b>wariant 3</b> (model podstawowy)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤4.79	≤11.52
<b>wariant 1</b> (klasyczny)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	4.76	≤11.50
<b>wariant 1a</b>	PUL412	K3	120	310.4	158.7	<b>≤6.92</b>	<b>≤18.47</b>
<b>wariant 2</b> (bez układów regulacji)	PUL412	K3	120	281.2	134.3	≤4.86	≤11.58
<b>wariant 2a</b>	PUL412	K3	120	272.8	127.3	≤4.90	<b>≤15.40</b>
<b>wariant 4</b> (turbina gazowo-parowa)	PUL412	K3	120	281.2	134.3	≤4.85	≤11.62
<b>wariant 5</b> (wzbudzenie maszynowe)	PUL412	K3	120	301.8	151.5	≤3.96	≤12.48
<b>wariant 5a</b>	PUL412	K3	120	301.8	151.5	≤3.97	≤12.57
<b>wariant 6</b> (stabilizator jednowej.)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤4.77	≤11.53
<b>wariant 7</b> (bez stabilizatorów)	PUL412	K3	120	306.2	155.2	≤4.90	<b>≤15.39</b>
<b>wariant 7a</b>	PUL412	K3	120	306.2	155.2	<b>≤5.74</b>	<b>≤15.29</b>

Najmniej korzystnym przypadkiem jest zdarzenie ekstremalne, w którym zwarcie występuje w linii Puławy – Ostrowiec Świętokrzyski, po uprzednim odstawieniu dwóch torów linii Puławy – Kozienice. To właśnie zdarzenie zostało wybrane jako zdarzenie referencyjne. Dla wszystkich pozostałych wariantów modeli sieci opisanych w p.4 przeprowadzono badania symulacyjne dla wybranego zdarzenia i wyznaczono wartości wskaźników stabilności. Wyniki badań zaprezentowano w tablicy 3.



Rys. 3. Przebiegi kołysań wybranych generatorów dla modelu podstawowego (wariant 3) oraz modelu klasycznego (wariant 1a)

Rozbieżności pomiędzy wartościami czasów krytycznych trwania zwarcia i współczynników zapasu stabilności sięgają 18% w stosunku do wariantu podstawowego. W żadnym z wariantów nie zanotowano przekroczenia wartości kryterialnej współczynnika zapasu stabilności określonej zależnością (2). Znacznie większe rozbieżności występują w wartościach czasów regulacji. Tutaj różnice w stosunku do wariantu podstawowego sięgają 44%. Ponadto w przypadku niektórych wariantów modeli zanotowano przekroczenia wartości kryterialnych z tablicy 1. Na rysunku 3 zaprezentowano skrajne przypadki przebiegów symulacji. Wyraźnie zmniejszenie tłumienia w modelu klasycznym zaowocowało wyraźnym zwiększeniem czasów regulacji.

## 6. PODSUMOWANIE

Przystępując do badań autorzy artykułu spodziewali się większych różnic wynikających ze zróżnicowanego sposobu modelowania bloków wytwórczych. Przede wszystkim spodziewano się wyraźnej różnicy czasów krytycznych trwania zwarcia oraz odpowiadających im wartości zapasu stabilności. Tymczasem uzyskane różnice są stosunkowo niewielkie, nie wpływające praktycznie na ocenę stabilności systemu według tego kryterium. Być może wynika to z niezbyt trafnie wybranego miejsca zakłócenia, dla którego także w przypadku zdarzeń ekstremalnych uzyskiwano duże wartości zapasu stabilności.

Znacznie większe różnice wystąpiły w zakresie tłumienia kołysań elektromechanicznych. W tym przypadku wybór sposobu modelowania bloków wytwórczych ma duży wpływ na uzyskiwane przebiegi symulacji.

## BIBLIOGRAFA

1. Machowski J., Bialek J., Bumby J.: Power System Dynamics. Stability and Control. John Wiley & Sons, Chichester, New York, 2008, 2009,
2. Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007r. Kacejko P., Wanczer M., Machowski J., Robak S., Lubośny Z.: Analizy sieciowe w średniookresowym planowaniu rozwoju KSE. Instrukcja pomocnicza. Załącznik do pracy na zlecenie PSE Operator S.A., zamówienie nr: Nr DS/RB/DS/Z/MJ/2011, Warszawa 2012.
3. Machowski J., Kacejko P., Miller P.: Kryteria i możliwości wykonywania łączeń asynchronicznych pomiędzy układami wyspowymi wylonionymi w sieci KSE. Energetyka. Zeszyt tematyczny nr XXIII. Maj 2012 r. (ISSN 0013-7294)
4. Wanczer M., Kacejko P.: Problematyka likwidacji zwarć jednofazowych na liniach łączących bloki wielkiej mocy z systemem elektroenergetycznym. Przegląd Elektrotechniczny, Nr 10a/2012. (ISSN 0033-2097)
5. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Wersja z dnia 30 grudnia 2010 r.
6. Dokumentacja programu PSLF, v.18.
7. Dokumentacja programu PowerFactory, v.14.1.
8. PSE- Operator S.A.: Plan rozwoju obecnego i przyszłego za-potrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025, Konstancin – Jeziorna, lipiec 2011 r.

## THE WAY OF MODELING NEW GENERATION SOURCES AND ITS EFFECT ON THE POWER SYSTEM STABILITY EVALUATION PARAMETERS – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** power system, stability, network planning, short circuit power

An effect of the way and accuracy of modeling automatic control systems of generating units on parameters of the power system stability evaluation has been investigated. The evaluation parameters are the following: values of the critical short-circuit time  $t_{kr}$ , and corresponding to them values of the stability margin  $k_t$ , and the regulation times  $t_{50\%}$  and  $t_{15\%}$ . The obtained results make an attempt to establishing the effect of the way generating units are modeled on the conclusions following from the power system stability analyses.

## OBLICZENIA ELEKTROMECHANICZNYCH WARTOŚCI WŁASNYCH NA PODSTAWIE PRZEBIEGÓW MOCY CHWILOWEJ ZAREJESTROWANYCH W ELEKTROWNI – REFERAT KONFERENCYJNY

Piotr PRUSKI<sup>1</sup>, Stefan PASZEK<sup>1</sup>

1. Politechnika Śląska

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono wyniki obliczeń wartości własnych (związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi) macierzy stanu modelu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na podstawie analizy symulacyjnych i pomiarowych przebiegów mocy chwilowej zespołów wytwórczych w elektrowni Łaziska. Wykorzystana w artykule metoda obliczeń wartości własnych polega na aproksymacji przebiegów odchyłek mocy chwilowej za pomocą przebiegów stanowiących superpozycję składowych modalnych związanych z poszukiwanymi wartościami własnymi i ich czynnikami udziału. Do obliczeń wykorzystano hybrydowy algorytm optymalizacyjny, stanowiący szeregowe połączenie algorytmu genetycznego i gradientowego.

**Słowa kluczowe:** system elektroenergetyczny, wartości własne związane ze zjawiskami elektromechanicznymi, stany nieustalone.

### 1. WSTĘP

Zachowanie stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego (SEE) jest jednym z najważniejszych warunków jego poprawnej pracy. Utrata stabilności kątowej SEE może skutkować wystąpieniem poważnej awarii systemowej, której konsekwencją może być brak zasilania ogromnej liczby odbiorców. Ocena stabilności kątowej SEE można przeprowadzić z wykorzystaniem wskaźników stabilności [1], obliczanych na podstawie wartości własnych macierzy stanu SEE związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi. Wartości własne można obliczyć na podstawie równań stanu SEE, jednak wyniki obliczeń zależą wówczas od wartości elementów macierzy stanu SEE, a pośrednio od przyjętych modeli elementów SEE i ich niepewnych parametrów. Wartości własne można również obliczyć z dobrą dokładnością na podstawie analizy rzeczywistych przebiegów zakłóceń, pojawiających się w SEE po różnych zakłóceniach [2].

Celem niniejszej pracy jest analiza dokładności obliczeń wartości własnych (związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi) macierzy stanu modelu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) ingerujących w przebiegach mocy chwilowej zespołów wytwórczych pracujących w elektrowni Łaziska. Obliczenia te przeprowadzono na podstawie analizy symulacyjnych i pomiarowych przebie-

gów zakłóceńowych kołysań mocy chwilowej w blokach nr 9 (KOP113) i nr 10 (KOP123) w Elektrowni Łaziska.

### 2. ZLINEARYZOWANY MODEL SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Zlinearyzowany w punkcie pracy model SEE opisany jest równaniem stanu i równaniem wyjścia [3, 4]:

$$\Delta \dot{\mathbf{X}} = \mathbf{A}\Delta \mathbf{X} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{U} \quad (1)$$

$$\Delta \mathbf{Y} = \mathbf{C}\Delta \mathbf{X} + \mathbf{D}\Delta \mathbf{U} \quad (2)$$

gdzie:  $\Delta \mathbf{X}$ ,  $\Delta \mathbf{U}$ ,  $\Delta \mathbf{Y}$  – odchyłki wektora zmiennych stanu, wektora wymuszeń i wektora zmiennych wyjściowych. Elementy macierzy  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{B}$ ,  $\mathbf{C}$  i  $\mathbf{D}$  są obliczane dla ustalonego punktu pracy SEE.

Przebiegi wielkości wyjściowych zlinearyzowanego modelu SEE można obliczyć bezpośrednio, całkując równanie stanu (1), lub na podstawie wartości własnych i wektorów własnych macierzy stanu  $\mathbf{A}$  [3]. Przebieg  $i$ -tej wielkości wyjściowej (przy  $\mathbf{D} = \mathbf{0}$  i założeniu tylko jednokrotnych wartości własnych) ma postać:

– przy zakłóceniu w postaci impulsu Diraca w chwili  $t_0$  w przebiegu  $j$ -tej wielkości wymuszającej  $\Delta U_j(t) = \Delta U \delta(t-t_0)$  [4, 5]:

$$\Delta y_i(t) = \sum_{h=1}^n F_{ih} e^{\lambda_h(t-t_0)} \Delta U, \quad t \geq t_0 \quad (3)$$

– przy zakłóceniu w postaci skokowej zmiany w chwili  $t_0$  w przebiegu  $j$ -tej wielkości wymuszającej  $\Delta U_j(t) = \Delta U I(t-t_0)$  [5]:

$$\Delta y_i(t) = \sum_{h=1}^n K_{ih} \left( e^{\lambda_h(t-t_0)} - 1 \right) \Delta U, \quad t \geq t_0 \quad (4)$$

przy czym:

$$F_{ih} = \mathbf{C}_i \mathbf{V}_h \mathbf{W}_h^T \mathbf{B}_j, \quad K_{ih} = F_{ih} \lambda_h^{-1} \quad (5)$$

gdzie:  $\lambda_h = \alpha_h + j\nu_h$  –  $h$ -ta wartość własna macierzy stanu,  $F_{ih}$  – czynnik udziału  $h$ -tej wartości własnej w przebiegu  $i$ -tej wielkości wyjściowej,  $C_i$  –  $i$ -ty wiersz macierzy  $C$ ,  $V_h$ ,  $W_h$  –  $h$ -ty prawostronny i lewostronny wektor własny macierzy stanu,  $B_j$  –  $j$ -ta kolumna macierzy  $B$ ,  $n$  – wymiar macierzy stanu  $A$ . Wartości  $\lambda_h$  oraz  $F_{ih}$  mogą być rzeczywiste lub zespolone.

W przypadku przebiegów kołysań mocy chwilowej w SEE decydujące znaczenie mają wartości własne, związane z ruchem wirników zespołów wytwórczych, zwane w artykule *elektromechanicznymi wartościami własnymi*. Elektromechaniczne wartości własne w różny sposób ingerują w przebiegach mocy chwilowej poszczególnych zespołów wytwórczych, co jest związane z różnymi wartościami ich czynników udziału [5].

### 3. METODA OBLICZEŃ ELEKTROMECHANICZNYCH WARTOŚCI WŁASNYCH

W obliczeniach wykorzystano przebiegi zakłóceniami odchyłek mocy chwilowej zespołów wytwórczych, które pojawiają się po celowym wprowadzeniu małego zakłócenia do SEE. Przyjęto zakłócenie w postaci impulsu prostokątnego lub skokowej zmiany w przebiegu napięcia zadanego regulatora napięcia  $V_{ref}$  w jednym z zespołów wytwórczych. Odpowiedź układu na wymuszenie w postaci krótkotrwałego impulsu prostokątnego (o odpowiednio dobranej wysokości i szerokości) jest zbliżona do odpowiedzi układu na wymuszenie w postaci impulsu Diraca [4, 6].

Wykorzystana w badaniach metoda obliczeń elektromechanicznych wartości własnych polega na aproksymacji przebiegów odchyłek mocy chwilowej w poszczególnych zespołach wytwórczych za pomocą wyrażenia (3) w przypadku zakłócenia impulsowego lub (4) w przypadku zakłócenia skokowego. Elektromechaniczne wartości własne i czynniki udziału poszczególnych składowych modalnych są nieznanymi parametrami tej aproksymacji. W procesie aproksymacji parametry te dobierane są iteracyjnie w taki sposób, aby zminimalizować wartość funkcji celu, określonej jako błąd średniokwadratowy, występujący między przebiegiem aproksymowanym a aproksymującym [4, 6]:

$$\varepsilon_w(\lambda, \mathbf{F}) = \sum_{i=1}^N (\Delta P_{i(m)} - \Delta P_{i(a)}(\lambda, \mathbf{F}))^2 \quad (6)$$

gdzie:  $\lambda$  – wektor elektromechanicznych wartości własnych,  $\mathbf{F}$  – wektor czynników udziału,  $N$  – liczba próbek przebiegów, indeks  $m$  oznacza przebieg aproksymowany odchyłką mocy chwilowej  $\Delta P$ , a indeks  $a$  – przebieg aproksymujący odchyłką mocy chwilowej, obliczony na podstawie wartości własnych i czynników udziału według wzoru (3) lub (4).

Do minimalizacji funkcji celu (6) wykorzystano hybrydowy algorytm optymalizacyjny, stanowiący szeregowe połączenie algorytmów genetycznego i gradientowego [4, 6].

Z powodu występowania minimów lokalnych funkcji celu, w których algorytm optymalizacyjny może utknąć, proces aproksymacji przeprowadzono wielokrotnie na podstawie tego samego przebiegu mocy chwilowej. Odrzucano wyniki o wartościach funkcji celu większych, niż pewna przyjęta wartość graniczna. Jako wynik końcowy obliczeń części rzeczywistych i części urojonych poszczególnych wartości własnych przyjęto średnie arytmetyczne z wyników nieodrzuconych w kolejnych obliczeniach [4, 6].

## 4. PRZYKŁADOWE OBLICZENIA

### 4.1. Obliczenia na podstawie symulacyjnych przebiegów mocy chwilowej

W celu analizy dokładności zastosowanej metody obliczeń elektromechanicznych wartości własnych w pierwszej kolejności przeprowadzono obliczenia na podstawie przebiegów odchyłek mocy chwilowej uzyskanych z symulacji przy użyciu modelu matematycznego KSE.

W modelu tym uwzględniono 49 wybranych zespołów wytwórczych, pracujących w sieciach wysokich i najwyższych napięć, oraz 8 zastępczych zespołów wytwórczych, które reprezentują oddziaływanie SEE sąsiednich państw. Model KSE opracowano w środowisku programu Matlab-Simulink. Składa się on z 57 modeli zespołów wytwórczych oraz modelu sieci i odbiorów mocy [4]. Uwzględnione w modelu zespoły wytwórcze przedstawiono na rys. 1.

W przeprowadzonych obliczeniach przyjęto następujące modele elementów zespołów wytwórczych KSE: model generatora synchronicznego GENROU [7], model statycznego [6] lub elektromaszynowego [7] układu wzbudzenia, model turbiny parowej IEEE1 [7] lub wodnej HYGOV [7] i opcjonalnie model stabilizatora systemowego PSS3B [7]. Dla zastępczych zespołów wytwórczych, które reprezentują oddziaływanie SEE sąsiednich państw, zastosowano tylko uproszczony model generatora synchronicznego [4].

Wartości własne (w tym elektromechaniczne wartości własne) macierzy stanu systemu można obliczyć bezpośrednio na podstawie struktury i parametrów modelu SEE w programie Matlab-Simulink. W dalszej części artykułu te elektromechaniczne wartości własne są nazywane *oryginalnymi wartościami własnymi*. Porównanie wartości własnych obliczonych na podstawie minimalizacji funkcji celu (6) i oryginalnych wartości własnych jest miarą dokładności obliczeń [4].

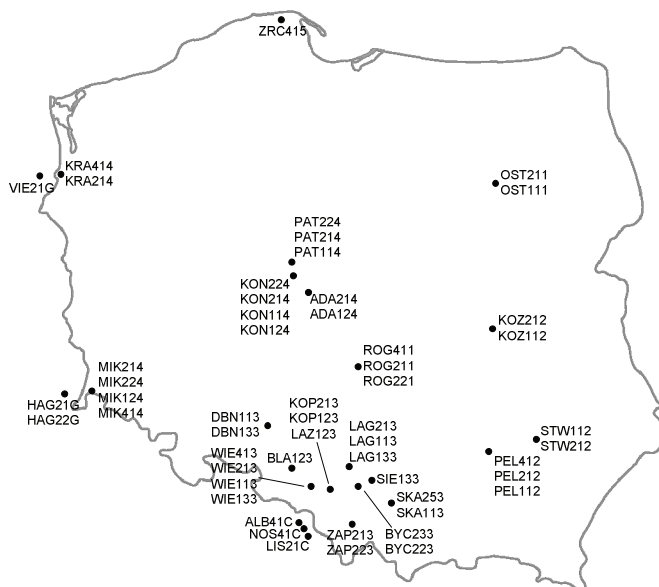
Macierz stanu analizowanego modelu KSE ma 56 zespolonych elektromechanicznych wartości własnych. Zostały one posortowane rosnąco względem części rzeczywistych i ponumerowane od  $\lambda_1$  do  $\lambda_{56}$ .

W zaprezentowanych przykładowych obliczeniach wzięto pod uwagę przebiegi odchyłek mocy chwilowej w bloku nr 10 w Elektrowni Łaziska (KOP123 na rysunku 1) występujące po wprowadzeniu zakłócenia w przebiegu napięcia zadanego regulatora napięcia w tym bloku. W przebiegu mocy chwilowej w bloku nr 10 ingeruje w znaczący sposób tylko jedna elektromechaniczna wartość własna  $\lambda_{15} = -1,0477 \pm j10,0241$  1/s.

W tabelicy 1 zestawiono błędy bezwzględne  $\Delta\lambda_{15}$  obliczeń wartości własnej  $\lambda_{15}$  wykonanych na podstawie symulacyjnych przebiegów odchyłek mocy chwilowej bloku nr 10. Wzięto pod uwagę przebiegi występujące po wprowadzeniu w tym bloku zakłóceń impulsowych i skokowych o różnych amplitudach ( $V_{ref0}$  oznacza wartość ustaloną /początkową przed zakłóceniem/ napięcia zadanego regulatora napięcia).

Z tabelicy 1 wynika, że błąd obliczeń części rzeczywistej wartości własnej  $\lambda_{15}$  jest dużo większy w przypadkach zakłóceń o dodatniej amplitudzie, niż w przypadkach zakłóceń o ujemnej amplitudzie. Jest to spowodowane silniejszym wpływem nieliniowości i ograniczeń, występujących w SEE, na przebiegi mocy chwilowej w przypadkach wprowadzenia zakłócenia o dodatniej amplitudzie. Dokładność obliczeń części rzeczywistej i części urojonej tej wartości własnej jest porównywalna w przypadkach zakłócenia impulsowego i skokowego o ujemnej amplitudzie.





Rys. 1. Węzły wytwórcze uwzględnione w modelu KSE [4]

Tablica 1. Błędy bezwzględne obliczeń wartości własnej  $\lambda_{15}$  na podstawie symulacyjnych przebiegów mocy chwilowej bloku nr 10 w Elektrowni Łaziska

Rodzaj zakłócenia	$\Delta V_{ref}$ % $V_{ref0}$	$t_{imp}$ s	$\Delta \lambda_{15}$ 1/s
impuls	-5	200	$0,0182 \pm j0,1013$
impuls	5	200	$-0,2309 \pm j0,0572$
skok	-5	-	$-0,0374 \pm j0,2137$
skok	5	-	$-0,1179 \pm j0,5611$

#### 4.2. Obliczenia na podstawie pomiarowych przebiegów mocy chwilowej

W niniejszym podrozdziale przedstawiono porównanie wyników obliczeń elektromechanicznych wartości własnych w zależności od znaku amplitudy  $\Delta V_{ref}$  zakłócenia skokowego napięcia zadanego regulatora napięcia. Wzięto pod uwagę pomiarowe przebiegi mocy chwilowej bloków nr 9 (KOP113) i 10 (KOP123) w Elektrowni Łaziska.

Przebiegi pomiarowe mocy chwilowej zarejestrowane w elektrowni były silnie zakłócone. Obecność zakłóceń w sygnałach pomiarowych wynikała z charakterystyki środowiska pomiarowego.

Filtrację przebiegów pomiarowych przeprowadzono przy wykorzystaniu cyfrowego filtra Butterwortha 3. rzędu o częstotliwości odcięcia 10 Hz [8]. Zastosowano metodę filtracji z zerowym opóźnieniem fazowym [8]. Pozwoliło to na eliminację wprowadzanych przez filtr opóźnień i zniekształceń fazowych sygnałów.

W przypadku obliczeń elektromechanicznych wartości własnych KSE na podstawie pomiarowych przebiegów mocy chwilowej ocena dokładności tych obliczeń nie była możliwa. Spowodowane było to brakiem dostępu do wystarczająco dokładnych i wiarygodnych wyników obliczeń tych wartości własnych przy użyciu innych metod. W niniejszym podrozdziale przedstawione zostaną więc tylko wyniki obliczeń, bez oceny ich dokładności.

Przebiegi mocy chwilowej zarejestrowane w blokach nr 9 (KOP113) i nr 10 (KOP123) Elektrowni Łaziska zawierają tylko jedną, znaczącą składową modalną związaną z elektromechanicznymi wartościami własnymi. Na podstawie analizy modelu KSE stwierdzono, że w przebiegu mocy chwilowej bloku nr 10 ingeruje w sposób znaczący składowa modalna odpowiadająca wartości własnej  $\lambda_{15}$ . Ta wartość własna, obliczone na podstawie struktury i parametrów modelu KSE, wynosi  $\lambda_{15} = -1,0477 \pm j10,0241$  1/s. Blok nr 9 nie został uwzględniony w modelu KSE. Wartość własną ingerującą w sposób znaczący w przebiegu mocy chwilowej tego bloku oznaczono  $\lambda_x$  (nie jest możliwe obliczenie tej wartości własnej na podstawie struktury i parametrów modelu KSE).

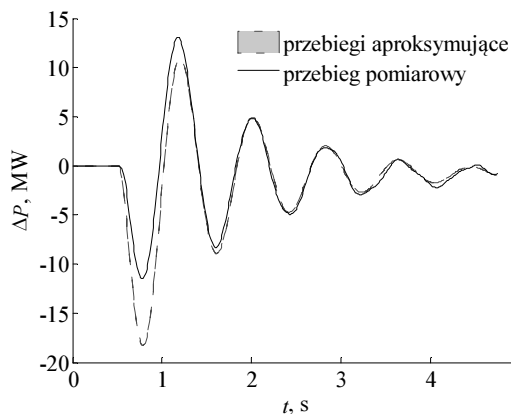
W tablicy 2 zestawiono wyniki obliczeń wartości własnych na podstawie pomiarowych przebiegów odchyłek mocy chwilowej, występujących po wprowadzeniu zakłóceń skokowych o różnych amplitudach.

Tablica 2. Wyniki obliczeń wartości własnych na podstawie pomiarowych przebiegów mocy chwilowej bloków nr 9 i 10 w Elektrowni Łaziska

Blok nr	$\Delta V_{ref}$ % $V_{ref0}$	$\lambda$ 1/s	
	9 (KOP123)	-5	$\lambda_x$
9 (KOP123)	5	$\lambda_x$	$-1,0176 \pm j8,0020$
10 (KOP123)	-5	$\lambda_{15}$	$-1,2011 \pm j7,6645$
10 (KOP123)	5	$\lambda_{15}$	$-1,0695 \pm j7,7341$

Z tablicy 2 wynika, że wyniki obliczeń części rzeczywistych wartości własnych różnią się znacznie w zależności od znaku amplitudy wprowadzonego zakłócenia. Różnica wyników obliczeń części urojonych tych wartości własnych w zależności od znaku amplitudy wprowadzonego zakłócenia jest stosunkowo niewielka.

Przykładowo na rysunku 2 przedstawiono przebiegi odchyłki mocy chwilowej w przypadku zakłócenia skokowego o amplitudzie:  $\Delta V_{ref} = -3\% V_{ref0}$  w bloku nr 9 w Elektrowni Łaziska.



Rys. 2. Przebiegi odchyłki mocy chwilowej w przypadku zakłócenia skokowego o amplitudzie:  $\Delta V_{ref} = -3\% V_{ref0}$  w bloku nr 9 w Elektrowni Łaziska

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

Przeprowadzone badania symulacyjne i pomiarowe pozwoliły stwierdzić, że:

- Badania symulacyjne wykazały, że możliwe jest wyznaczenie z dobrą dokładnością elektromechanicznych wartości własnych na podstawie analizy przebiegów mocy chwilowej w stanach zakłóceń, występujących po wprowadzeniu do napięcia zadanego regulatora napięcia impulsu prostokątnego lub skokowej zmiany o ujemnej amplitudzie. W przypadku zakłóceń o dodatniej amplitudzie uzyskano gorsze wyniki obliczeń wartości własnych, co mogło być spowodowane silniejszym wpływem nieliniowości i ograniczeń, występujących w SEE, na przebiegi mocy chwilowej.
- Dokładność obliczeń elektromechanicznej wartości własnej  $\lambda_{15}$  na podstawie symulacyjnych przebiegów mocy chwilowej bloku nr 10 w Elektrowni Łaziska w przypadku ujemnej wartości amplitudy zakłócenia była porównywalna dla przypadków zakłócenia impulsowego i skokowego. Wyniki obliczeń tej wartości własnej w przypadku dodatniej wartości amplitudy zakłócenia różnią się w zależności od przyjętego typu zakłócenia.
- Wyniki obliczeń elektromechanicznych wartości własnych na podstawie pomiarowych przebiegów mocy chwilowej, zarejestrowanych w blokach nr 9 i 10 w Elektrowni Łaziska, różnią się w zależności od znaku amplitudy wprowadzonego zakłócenia skokowego. Bezpośrednia ocena dokładności tych obliczeń nie jest

możliwa, jednak na podstawie przeprowadzonych obliczeń symulacyjnych można wnioskować, że wynik uzyskany w przypadku zakłócenia o ujemnej amplitudzie jest dokładniejszy.

## BIBLIOGRAFIA

1. Paszek S., Nocoń A.: The method for determining angular stability factors based on power waveforms. AT&P Journal Plus2, Power System Modeling and Control, Bratislava, Slovak Republic 2008, pp. 71–74, ISSN 1335-2237.
2. Saitoh H., Miura K., Ishioka O., Sato H., Toyoda J.: On-line modal analysis based on synchronized measurement technology. Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on, vol. 2, pp. 817–822, ISBN 0-7803-7459-2.
3. Kudła J., Paszek S.: Redukcja postaci transmitancji w systemach elektroenergetycznych. XVIII-te Seminarium z Podstaw Elektrotechniki i Teorii Obwodów, SPETO'95, tom 2, 1995, s. 299–304, ISBN 83-85940-17-0.
4. Pruski P., Paszek S.: Analiza modalna przebiegów zakłóceń mocy chwilowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej „Elektryka”, Gliwice 2011, zeszyt 4, rok LVII, s. 83–99, ISSN 1897-8827.
5. Paszek S., Pruski P.: Porównanie przebiegów nieustalonych w nieliniowym i zlinearyzowanym modelu zespołu wytwórczego pracującego w systemie elektroenergetycznym. Inter. Symp. on Electrical Machines. SME 2010, Gliwice – Ustroń, 2010, s. 181–185, ISSN 0239-3646.
6. Paszek S., Pruski P.: Ocena stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego na podstawie analizy wybranych stanów zakłóceń. Acta Energetica, nr 02/2011, s. 44–53, ISSN 2080-7570.
7. Paszek S.: Wybrane metody oceny i poprawy stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2012, ISBN 978-83-7335-899-7.
8. Oppenheim A. V., Schaffer R. W., Discrete-time signal processing. 2<sup>nd</sup> Edition. Prentice Hall. Upper Saddle River 1999, ISBN 0-13-754920-2.

## CALCULATIONS OF ELECTROMECHANICAL EIGENVALUES BASED ON INSTANTANEOUS POWER WAVEFORMS RECORDED IN POWER PLANT – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** power system, eigenvalues associated with electromechanical phenomena, transient states

The paper presents the results of calculations of the eigenvalues (associated with electromechanical phenomena) of the state matrix of the Polish National Power System model on the basis of analysis of the simulated and measured instantaneous power disturbance waveforms of generating units in Łaziska Power Plant. The method for calculations of electromechanical eigenvalues used in investigations consists in approximation of instantaneous power swing waveforms in particular generating units with use of the waveforms being a superposition of the modal components associated with the searched eigenvalues and their participation factors. The hybrid optimisation algorithm consisting of the genetic and gradient algorithms was used for computations.

## ESTYMACJA WYBRANYCH PARAMETRÓW MODELU GENERATORA SYNCHRONICZNEGO Z WYKORZYSTANIEM METODY GRADIENTOWEJ – REFERAT KONFERENCYJNY

Zbigniew LUBOŚNY<sup>1</sup>, Jacek KLUCZNIK<sup>2</sup>, Krzysztof DOBRZYŃSKI<sup>3</sup>

1. Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej  
tel: 58 3471641      fax: 58 347 1898      e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl
2. Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej  
tel: 58 3471798      fax: 58 347 1898      e-mail: j.klucznik@ely.pg.gda.pl
3. Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej  
tel: 58 3471798      fax: 58 347 1898      e-mail: k.dobrzynski@ely.pg.gda.pl

**Streszczenie:** Referat prezentuje metodę estymacji parametrów modelu generatora synchronicznego z wykorzystaniem algorytmu gradientowego. Przedstawiono przykład estymacji parametrów modelu hydrogeneratora w oparciu o przebiegi napięcia generatora podczas dwóch testów: zrzutu mocy czynnej i zrzutu mocy biernej. Prezentowane analizy zostały wykonane w autorskim programie wykorzystującym środowisko modelowania PowerFactory firmy DlgSILENT.

**Słowa kluczowe:** estymacja, model generatora synchronicznego, metoda gradientowa.

### 1. WSTĘP

Badania zachowania się systemu elektroenergetyczne po wystąpieniu zaburzeń przeprowadzane są na modelu systemu w przeznaczonych do tego programach obliczeniowych. O jakości uzyskanych wyników decyduje dokładność modeli oraz prawidłowe wartości parametrów tych modeli. Sposoby pozyskania wartości parametrów modeli mogą być różne. Wybrane parametry można wyznaczyć na drodze analitycznej. Podstawowym sposobem dla pozostałych jest pozyskanie ich wartości od producenta. To może być z jednej strony trudne, a drugiej strony (jeżeli przyjmuje się określony, uproszczony model) nie dla każdego parametru modelu możliwe. W takim przypadku dobrym sposobem pozyskania wybranych parametrów jest ich estymacja na podstawie porównania odpowiednich sygnałów uzyskanych z obiektu rzeczywistego oraz z modelu. W niniejszym artykule przedstawiono estymację wybranych parametrów modelu dynamicznego generatora synchronicznego, gdzie w procesie estymacji wykorzystano metodę gradientową.

### 2. PRZYJĘTA PROCEDURA ESTYMACJI

Estymacja parametrów modelu matematycznego na podstawie odpowiedzi obiektu rzeczywistego, tj. identyfikacja dynamiki systemu realizowana jest poprzez porównywa-

nie odpowiedzi obiektu rzeczywistego z odpowiedzią modelu, którego parametry podlegają estymacji. W procesie tym, na drodze automatycznej dobiera się estymowane parametry tak, aby odpowiedź modelu była jak najbliższa odpowiedzi obiektu rzeczywistego. Miarą różnicy odpowiedzi modelu i obiektu jest pewna funkcja skalarna. Dość powszechnie stosowaną funkcją jest suma kwadratów odległości pomiędzy odpowiedziami modelu i obiektu:

$$F(\mathbf{X}) = \sum_{t=T_{\text{skok}}}^{t=T_{\text{koniec}}} (y_m(t) - y_o(t))^2, \quad (1)$$

gdzie:  $F(\mathbf{X})$  – funkcja skalarna,  $\mathbf{X} = \{p_1, p_2, \dots, p_K\}$  – wektor parametrów estymowanych,  $y_m(t)$ ,  $y_o(t)$  – odpowiedzi modelu (indeks m) i obiektu (indeks o) w chwili  $t$ ,  $T_{\text{skok}}$  – chwila początkowa, od której obliczana jest funkcja  $F(\mathbf{X})$ ,  $T_{\text{koniec}}$  – chwila końcowa, do której obliczana jest funkcja  $F(\mathbf{X})$ ,

Proces estymacji parametrów  $\mathbf{X}$  modelu dla określonej funkcji  $F(\mathbf{X})$  polega na jej optymalizacji, a dokładniej minimalizacji. Proces ten można realizować z wykorzystaniem algorytmów poszukiwania optimum lokalnego lub globalnego. Pierwszą grupę stanowią algorytmy gradientowe. Algorytmy te charakteryzują się względnie dużą szybkością. Ich podstawowym ograniczeniem jest zależność uzyskanego rozwiązania od punktu startowego. Algorytmy te znajdują bowiem optimum lokalne. Do drugiej grupy algorytmów można zaliczyć algorytmy typu Monte Carlo oraz algorytmy genetyczne. Zaletą algorytmów tego typu jest zdolność przeszukiwania całej przestrzeni rozpiętej na wektorze estymowanych parametrów. Ich wadą jest niezdolność (a przynajmniej bardzo ograniczona zdolność) do precyzyjnego wskazania lokalizacji ekstremum funkcji  $F(\mathbf{X})$ .

Do zaprezentowanej w niniejszym referacie estymacji parametrów generatora synchronicznego, wykorzystano algorytm gradientowy z korekcją współczynnika zbieżności. W tym przypadku wybór metody optymalizacji podyktowany jest dobrą zbieżnością uzyskiwanych wyników, przy stosunkowo krótkim czasie trwania procesu estymacji.

Estymacja parametrów modelu może być realizowana w dwojaki sposób. Może być ona realizowana przez jednoczesną estymację kilku parametrów lub estymację jednego parametru. Drugie podejście jest realizowane, gdy dysponujemy pewną informacją o wartościach niektórych (pozostałych) parametrów oraz w przypadku, gdy niektóre parametry są względnie dobrze zidentyfikowane, natomiast dany (poszukiwany) parametr ma decydujący wpływ na analizowaną odpowiedź.

Zdolność algorytmu do prawidłowej estymacji parametrów zależy od liczby parametrów estymowanych, parametrów definiujących proces estymacji oraz od rodzaju testu, z jakiego odpowiedź jest wykorzystywana w procesie identyfikacji dynamiki.

Przedstawiona w referacie identyfikacja parametrów generatora wymaga przeprowadzenia dwóch testów na bloku wytwórczym. Obydwa testy związane są z wyłączeniem generatora z pracy równoległej z systemem i różnią się między sobą obciążeniem generatora przed wyłączeniem:

- *Test 1* – moc czynna generatora powinna być bliska zeru, a moc bierna (pobierana lub oddawana) na poziomie 10–30% mocy znamionowej pozornej generatora.
- *Test 2* – moc czynna generatora powinna być na poziomie 10–30% mocy znamionowej pozornej generatora, a moc bierna powinna być bliska zeru.

Ponadto, w zależności od przeprowadzonego testu estymowane są odpowiednie parametry generatora:

- *Test 1* – estymacja parametrów w osi d:  $X'_d$ ,  $X''_d$ ,  $T'_{d0}$ ,  $T''_{d0}$ .
- *Test 2* – estymacja stałej inercji  $H$  oraz parametrów w osi q:  $X'_q$ ,  $X''_q$ ,  $T'_{q0}$ ,  $T''_{q0}$ .

Estymację parametrów należy przeprowadzić w trzech krokach, gdzie kolejność wykonywanych kroków jest istotna ze względu na poprawność otrzymywanych wyników.

#### Krok 1

W *Kroku 1* należy przyjąć wartości parametrów modelu, które są możliwe do uzyskania od producenta jednostki wytwórczej. Do tych parametrów należą m.in.: moc znamionowa  $S_{gn}$ , napięcie znamionowe  $U_{gn}$ , współczynnik mocy  $\cos \varphi_n$ , rezystancja stojana  $R_{str}$  oraz reaktancja rozproszenia stojana  $X_l$ . Przy braku informacji od producenta, dla typowych jednostek można przyjąć wartości parametrów dostępne w literaturze.

#### Krok 2

W *Kroku 2* przeprowadzana jest estymacja parametrów modelu generatora w osi d. Teoretycznie wszystkie poszukiwane parametry powinny być estymowane jednocześnie, wykorzystując w tym celu przebiegi uzyskane ze zrzutu mocy biernej *Test 1*. Do porównania wyników powinien zostać tutaj wykorzystany przebieg napięcia na zaciskach generatora, zarejestrowany jako odpowiedź na wyłączenie generatora. Proponowana gradientowa metoda estymacji ma trudności z wyznaczeniem reaktancji podprzejściowej  $X''_d$  oraz stałej czasowej podprzejściowej  $T''_{d0}$ . Zatem, w pierwszej kolejności, przed rozpoczęciem procesu estymacji, należy wyznaczyć reaktancję podprzejściową z następujących zależności:

$$X''_d = \frac{\Delta U''}{I}, \quad (2)$$

$$I = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_g}{S_{gn}}\right)^2 + \left(\frac{Q_g}{S_{gn}}\right)^2}}{U_g}, \quad (3)$$

gdzie:  $\Delta U''$  – skokowa zmiana napięcia po wyłączeniu gen.;  $P_g$  – moc czynna generatora przed wyłączeniem gen. (powinna być bliska zeru);  $Q_g$  – moc bierna przed wyłączeniem gen.;  $U_g$  – napięcie na zaciskach generatora przed wyłączeniem gen.;  $S_{gn}$  – moc znamionowa pozorna generatora.

W przypadku stałej czasowej podprzejściowej  $T'_{d0}$ , wartość należy uzyskać od producenta. Jeżeli jest to niemożliwe, to można przyjąć wartości typowe (z zakresu 0,05–0,10 s).

#### Krok 3

W *Kroku 3* estymowane są parametry w osi q:  $X'_q$ ,  $X''_q$ ,  $T'_{q0}$ ,  $T''_{q0}$  oraz stała inercji  $H$ . *Krok 3* może zostać wykonany tylko pod warunkiem przeprowadzenia dopasowania parametrów w osi d zgodnie z *Krokiem 2*.

Podobnie jak w *Kroku 2* tu również wszystkie parametry powinny być estymowane jednocześnie. W praktyce, korzystając z *Testu 2* nie ma możliwości prawidłowego określenia stałej czasowej  $T''_{q0}$  oraz reaktancji  $X''_q$ . W takim przypadku wartości tych parametrów można przyjąć jak dla osi d, czyli  $T''_{q0} = T''_{d0}$  oraz  $X''_q = X''_d$ . Takie podejście nie będzie miało w konsekwencji dużego wpływu na elektromechaniczne mody modelowanego systemu.

W przypadku stałej inercji  $H$ , może ona zostać wyznaczona niezależnie. W tym celu należy wykorzystać przebieg prędkości generatora zarejestrowany podczas wykonywania *Testu 2* oraz skorzystać z następującej zależności:

$$H = \frac{P_g}{2S_{gn}} \left( \frac{\omega_n}{\frac{d\omega}{dt}} \right), \quad (4)$$

gdzie:  $P_g$  – moc czynna generatora przed wyłączeniem gen.;  $\omega_n$  – prędkość znamionowa;  $d\omega/dt$  – przyśpieszenie wirnika w chwili  $t_{0+}$ , tzn. bezpośrednio po wyłączeniu generatora.

### **3. PRZYKŁADOWE WYNIKI ESTYMACJI WYBRANYCH PARAMETRÓW MODELU DYNAMICZNEGO GENERATORA SYNCHRONICZNEGO**

Poniżej zamieszczono przykładowe wyniki estymacji uzyskane dla przykładowego hydrogeneratora. Analizy przeprowadzono w łączonym środowisku obliczeniowym, które składa się z autorskiego programu nadrzędnego, w którym jako silnik obliczeniowy wykorzystano program Power Factory firmy DIGSilent. Postać modelu generatora oraz jego parametrów są tu zatem zdefiniowane (narzucone) przez program Power Factory.

#### **3.1. Estymacja parametrów dla hydrogeneratora**

W analizach dotyczących hydrogeneratora wykorzystano jednostkę o mocy 150 MVA. Zgodnie z opisem zamieszczonym powyżej estymację parametrów przeprowadzono w trzech krokach.

### Krok 1

W tablicy 1 zamieszczono dane uzyskane od producenta, które nie podlegają estymacji.

Tablica 1. Parametry modelu przyjęte w Kroku 1

Parametr	Jednostka	Wartość
$S_{gn}$	MVA	150
$U_{gn}$	kV	13,8
$\cos\phi_n$	–	0,85
$R_{str}$	p.u.	0,0013
SG10	–	0,36
SG12	–	0,78
$X_l$	p.u.	0,0785
$D$	–	0

### Krok 2

W tym kroku, estymacji podlegały trzy parametry:  $X_d$ ,  $X'_d$ ,  $T'_{d0}$ . Reaktancja  $X''_d$  została wcześniej wyznaczona zgodnie z (3), (4) i przyjęta jako nieestymowana. Wartość stałej czasowej  $T'_{d0}$  przyjęto równą 0,1 s (podczas gdy wartość rzeczywista wynosiła 0,055 s). W procesie estymacji wykorzystano uzyskane ze zrzutu mocy biernej (*Test 1*). Z założeń algorytmu gradientowego wynika, że dla każdego

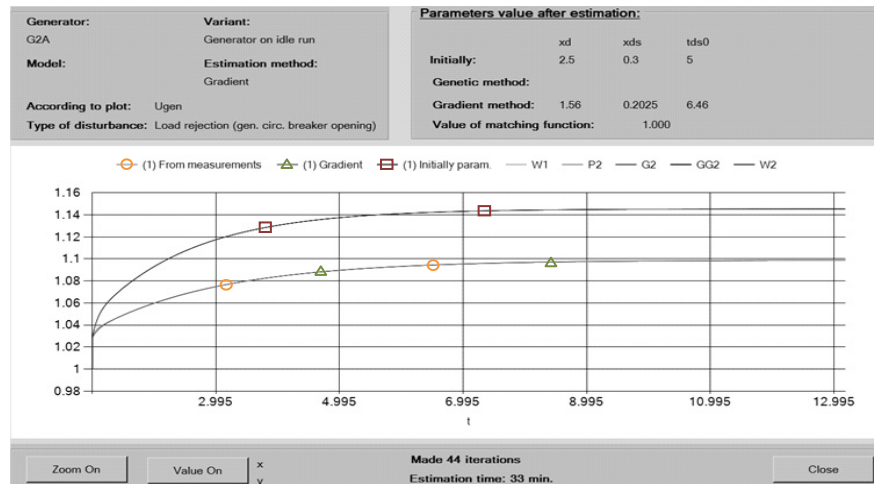
estymowanego parametru powinien zostać określony zakres granicznych wartości (min i max), które podczas estymacji nie mogą być przekroczone.

W tablicy 2 zamieszczono przyjęte wartości dla tych ograniczeń. W tablicy tej przedstawiono również wartości początkowe i rzeczywiste estymowanych parametrów. W niniejszym referacie wartości rzeczywiste oznaczają wartość parametrów modelu generatora dla jakich uzyskano odpowiedzi generatora na zrzut mocy czynnej i mocy biernej wykorzystywane w procesie estymacji.

Tablica 2. Wartości rzeczywiste, początkowe oraz ograniczenia estymowanych parametrów w osi d

Parametr	Wartość rzeczywista	Wartość min	Wartość początkowa	Wartość max
$X_d$	1,57	1,25	2,5	3,75
$X'_d$	0,2	0,16	0,3	0,5
$T'_{d0}$	6,63	2,5	5	7,5

Jako startowy punkt pracy generatora (przed wyłączeniem) przyjęto:  $P_g = 2$  MW,  $Q_g = 30$  Mvar (ind.)  $U_g = 1$  j.w. W procesie estymacji parametrów wykorzystano przebieg napięcia na zaciskach generatora.



Rys. 1. Wyniki estymacji parametrów w osi d (Krok 2)

Rezultat estymacji parametrów z wykorzystaniem metody gradientowej przedstawiono na rysunku 1. Przebieg oznaczony kolorem brązowym odpowiada napięciu generatora uzyskanemu dla wartości początkowych estymowanych parametrów. Kolorem zielonym oznaczono napięcie generatora dla parametrów uzyskanych w procesie estymacji, a kolorem pomarańczowym przedstawiono przebieg dla rzeczywistych wartości parametrów. Z wykresu wynika, że przebiegi napięcia uzyskane dla wartości rzeczywistych i dla wartości po estymacji są do siebie bardzo zbliżone. Również wartości parametrów uzyskanych w procesie estymacji są bardzo zbliżone do wartości rzeczywistych:  $X_d = 1,56$  (wartość rzeczywista: 1,57),  $X'_d = 0,2025$  (wartość rzeczywista: 0,2),  $T'_{d0} = 6,46$  s (wartość rzeczywista: 6,63 s).

### Krok 3

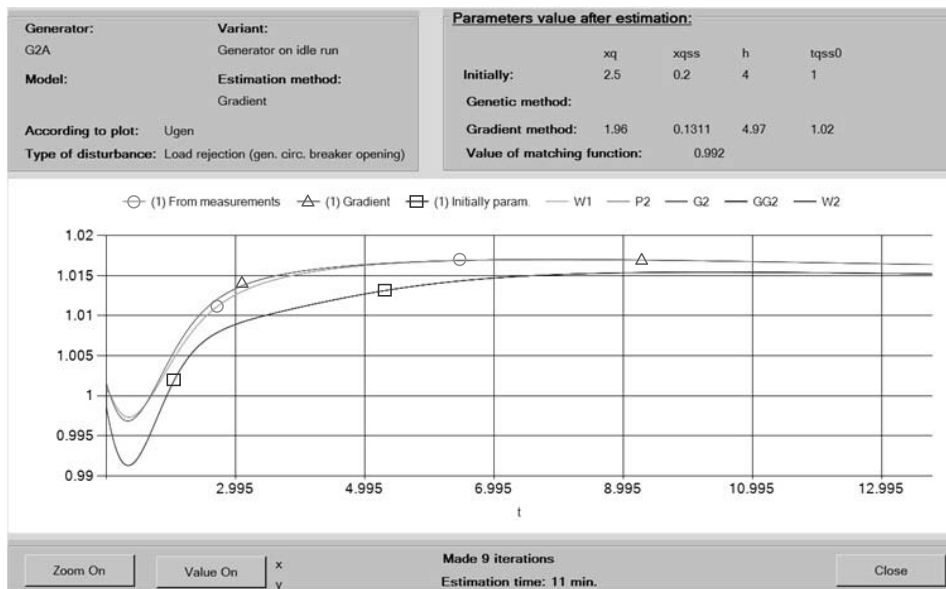
W Kroku 3 przeprowadzono estymację pozostałych parametrów. Wykorzystano w tym przypadku odpowiedź generatora po wyłączeniu generatora z pracy równoległej, przy obciążeniu generatora mocą czynną (*Test 2*). W tablicy 3 zamiesz-

czone wartości rzeczywiste, początkowe oraz przyjęty dopuszczalny zakres estymowanych parametrów. Zachowano przy tym zależność, która powinna być spełniona:  $X_q > X''_q > X_l$ . Należy tu zauważyć, że w modelu hydrogeneratora reaktancja przejściowa  $X'_q$  oraz stała czasowa przejściowa  $T'_{q0}$  (lub  $T'_q$ ) nie są wykorzystywane.

Tablica 3. Wartości rzeczywiste, początkowe oraz ograniczenia estymowanych parametrów w osi q

Parametr	Wartość rzeczywista	Wartość min	Wartość początkowa	Wartość max
$X_q$	2	1,25	2,5	3,75
$X'_q$	0,157	0,1	0,2	0,3
$H$	5,23	2	4	6
$T'_{q0}$	1,2	0,5	1	1,5

Przyjęto w tym przypadku do analizy punkt pracy generatora (przed wyłączeniem), to  $P_g = 20$  MW oraz  $Q_g = 0$  Mvar. W analizie wykorzystano przebieg napięcia na zaciskach generatora.



Rys. 2. Wyniki estymacji parametrów w osi q (Krok 3)

Podobnie jak na poprzednim rysunku, tu również (rys. 2) przebieg oznaczony kolorem brązowym jest przebiegiem napięcia, który został uzyskany w wyniku symulacji z początkowymi wartościami parametrów estymowanych. Kolor zielony oznacza przebieg napięcia z parametrami uzyskanymi w efekcie estymacji, a kolor pomarańczowy z parametrami rzeczywistymi. W tym przypadku w efekcie estymacji uzyskuje się stosunkowo dużą zbieżność zarówno w odniesieniu do przebiegów jak i w odniesieniu do poszukiwanych wartości parametrów:  $X_q = 1,96$  (wartość rzeczywista: 2),  $X''_q = 0,2$  (wartość rzeczywista: 0,157),  $H = 4,97$  s (wartość rzeczywista: 5,23 s),  $T'_{q0} = 1,02$  s (wartość rzeczywista: 1,2 s).

#### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

Prawidłowe odwzorowanie rzeczywistej pracy systemu elektroenergetycznego jest silnie powiązane z właściwym określeniem parametrów uwzględnionych modeli tego systemu. Powyższe rozważania pokazują, że wykorzystując przebiegi zarejestrowane podczas wyłączenia generatora z pracy równoległej oraz metodę optymalizacyjną gradientową możliwe jest prawidłowe określenie

wybranych parametrów modelu dynamicznego generatora synchronicznego.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Kundur P., "Power system stability and control" McGraw-Hill, 1994.
2. IEEE Guide for Synchronous Generator Modelling Practices and Applications in Power System Stability Analyses, IEEE Std 1110-2002 (Revision of IEEE Std 1110-1991), 2003.
3. IEEE Guide: Test Procedures for Synchronous Machines, IEEE Std 115-1995, 1995.
4. IEEE Guide: Test Procedures for Synchronous Machines Part I – Acceptance and Performance Testing Part II-Test Procedures and Parameter Determination for Dynamic Analysis, IEEE Std 115-2009 (Revision of IEEE Std 115-1995), 2010.
5. Paszek S., Boboń A., Kudła J., Białek J., Abi-Samra N.: Parameter Estimation of the Mathematical Model of a Generator, Excitation System and Turbine. Przegląd Elektrotechniczny, No. 11, 2005.

### ESTIMATION OF SELECTED SYNCHRONOUS GENERATOR PARAMETERS BASED ON GRADIENT METHOD – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** synchronous generator model, estimation, gradient method

The authors presents a method for the estimation of synchronous generator model parameters using a gradient algorithm. The paper shows an example of model parameter estimation for a turbogenerator and hydrogenerator, based on the generator voltage time responses obtained during active and reactive power rejection test.

## METODA IDENTYFIKACJI PARAMETRÓW DYNAMICZNYCH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH NA PODSTAWIE PRZEBIEGÓW POZAKŁÓCENIOWYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Michał BAJOR<sup>1</sup>, Michał KOSMECKI<sup>1</sup>, Maciej WILK<sup>1</sup>

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, ul. Reja 27, 80-870 Gdańsk  
tel: (58 349 81 85) fax (58 341 76 85) e-mail: m.bajor@ien.gda.pl

**Streszczenie:** W artykule zaproponowano wykorzystanie algorytmu genetycznego do identyfikacji parametrów dynamicznych jednostek wytwórczych lub ekwiwalentów zastępujących obszar systemu elektroenergetycznego w oparciu o przebiegi poza-klócenio-owe. W artykule zamieszczono również wyniki dwóch rodzajów testów oprogramowania stworzonego na podstawie opracowanej metody. Testy zostały wykonane poprzez dobór parametrów pojedynczej jednostki wytwórczej oraz dla jednostki zastępczej mającej za zadanie odwzorowanie zachowania dynamicznego większego obszaru systemu.

**Słowa kluczowe:** algorytm genetyczny, ekwiwalentowanie, identyfikacja parametrów dynamicznych

### 1. WPROWADZENIE

Współczesne systemy elektroenergetyczne obejmują swoim obszarem olbrzymie tereny i składają się z bardzo dużej liczby elementów, z których każdy odwzorowywany jest odpowiadającymi mu modelami dynamicznymi. Ponadto w ramach jednego systemu swoją działalność prowadzi często wielu operatorów. Prowadzenie badań nad stabilnością tak dużych systemów w wielu przypadkach jest bardzo utrudnione zarówno z technicznego (złożoność obliczeń) jak i formalnego (trudność uzyskania danych opisujących poszczególne elementy systemu) punktu widzenia. W związku z tym powszechnie przyjętą praktyką jest zastępowanie pewnych części analizowanego systemu różnymi formami ekwiwalentów, które w możliwie dokładny sposób odwzorowują zachowanie zastępowanego obszaru. Wymagane właściwości użytego ekwiwalentu zależą od charakteru prowadzonych badań. Do prowadzenia obliczeń rozprzeczonych wystarczający będzie ekwiwalent odwzorowujący statyczne zachowanie zredukowanego obszaru. Do wykonywania symulacji obejmujących stany przejściowe konieczne będzie wykorzystanie ekwiwalentu charakteryzującego się możliwie dokładnym odwzorowywaniem zachowania dynamicznego poszczególnych elementów znajdujących się na zastępowanym obszarze.

Badania, których przedmiotem jest ekwiwalentowanie prowadzone są od wielu lat. Do niektórych powodów, dla których prace nad tym działem są szczególnie ważne,

należą: wzrastająca złożoność SEE, problemy z dostępnością danych, trudności natury obliczeniowej oraz ograniczenia programowe.

Aby zapewnić prawidłowe zachowanie modelu systemu w sytuacjach różnych zakłóceń po wykonaniu jego redukcji, elementy utworzonej jednostki wytwórczej zastępującej ekwiwalentowaną część systemu muszą zostać odpowiednio sparametryzowane. Propozycja metody wyznaczania parametrów ekwiwalentu dynamicznego jest przedstawiona w dalszej części artykułu.

### 2. METODA

Jedną z metod wyznaczania parametrów układu zastępczego jest ich dobór na podstawie porównania odpowiedzi modelu pełnego i modelu, w którym część systemu została zastąpiona ekwiwalentem. Jeżeli wymiar ekwiwalentu jest duży, to mamy do czynienia z zadaniem, którego rozwiązanie nie jest proste.

Rozwiązywanie takich złożonych problemów optymalizacyjnych jest głównym obszarem zastosowania algorytmów niedeterministycznych, które pozwalają na znalezienie rozwiązań problemów bardzo trudnych do rozwiązania przez algorytmy deterministyczne. Do rozwiązania problemu właściwego doboru parametrów modeli dynamicznych wchodzących w skład ekwiwalentu zastosowano implementację algorytmu genetycznego.

Algorytm genetyczny działa na zasadzie symulacji naturalnego procesu ewolucji poprzez modelowanie procesów zachodzących w przyrodzie, takich jak selekcja naturalna, krzyżowanie czy mutacja. Podobnie jak w przypadku wszystkich niedeterministycznych algorytmów, obszar zastosowania algorytmów genetycznych obejmuje przede wszystkim szukanie rozwiązań złożonych problemów optymalizacyjnych.

Podstawowym pojęciem związanym z algorytmem genetycznym jest populacja, składająca się z osobników, z których każdy reprezentuje pojedyncze rozwiązanie problemu. W przełożeniu na zagadnienie doboru wartości parametrów modeli dynamicznych ekwiwalentu, osobnik jest zamodelowany jako zbiór modeli wchodzących w skład ekwiwalentu wraz z wartościami poszczególnych

parametrów każdego modelu, których wyznaczenie jest zadaniem algorytmu. Poszczególnym parametrom wszystkich modeli zostają a priori przypisane dopuszczalne zakresy ich wartości. Wartości parametrów, które mogą zostać łatwo uzyskane na drodze analitycznej (np. MVA), nie są wyznaczane.

Pierwszą czynnością algorytmu jest utworzenie populacji startowej o zadanej liczebności. Populacja startowa jest tworzona w sposób losowy, tak aby zapewnić jak największe zróżnicowanie cech osobników (czyli wartości parametrów - w dopuszczalnym zakresie).

Przebieg poszczególnych iteracji algorytmu jest następujący: każdy osobnik populacji poddawany jest ocenie, na podstawie której selekcionowane są najlepsze osobniki, które dadzą źródło nowym osobnikom poprzez proces krzyżowania. Stworzone nowe osobniki, po ewentualnych mutacjach, tworzą nową populację (pokolenie), która przejdzie następnie analogiczny proces w nowej iteracji. W ten sposób każda populacja (poza startową, tworzoną losowo) jest tworzona na podstawie najlepszych osobników z poprzedniej populacji. Działanie algorytmu kończy się po wykonaniu zadanej liczby iteracji.

Kluczowa dla działania algorytmu funkcja oceny jakości osobnika, która decyduje o możliwości przekazania jego cech w kolejnych iteracjach, w zaimplementowanym rozwiązaniu opiera się na porównaniu przebiegów otrzymanych dla wyznaczonych parametrów dla określonego zdarzenia (zdarzeń) z przebiegami wzorcowymi. Wartość oceny jest średnim błędem bezwzględnym otrzymanego przebiegu w stosunku do przebiegu wzorcowego. W zależności od wielkości, której przebieg jest analizowany, wartość błędu dotyczy całej długości obserwowanego przebiegu (w przypadku kąta wychylenia wirnika generatora) lub tylko jego zdefiniowanej części (w przypadku przebiegu napięcia ocena koncentruje się na fragmencie spadku i odbudowy napięcia w trakcie i tuż po zakłóceniu).

Po dokonaniu oceny populacji, wszystkie osobniki są sortowane zgodnie z malejącą wartością funkcji oceny ich jakości. Proces selekcji polega na wyborze zadanej liczby (określonej jako ułamek ogólnej liczebności populacji) osobników o najlepszej ocenie i odrzuceniu pozostałych. Wybrane osobniki stanowią podstawę tworzenia kolejnego pokolenia. W tym celu spośród wyselekcjonowanej grupy losowo wybierane jest tyle par osobników, ile wynosi liczebność populacji (niezmienna podczas przebiegu algorytmu). Każdy nowy osobnik powstaje w wyniku krzyżowania wylosowanej pary. Krzyżowanie polega na przekazywaniu osobnikowi „potomnemu” cech obu osobników „rodziców” - w opisywanej implementacji poszczególne parametry nowego osobnika przyjmują wartości średnie z odpowiednich wartości parametrów obu „rodziców”.

Każdy stworzony w ten sposób osobnik może z określonym prawdopodobieństwem zostać poddany procesowi mutacji. Wystąpienie mutacji polega na losowych zmianach wartości niektórych (również wybranych losowo) parametrów modeli.

W ten sposób w każdej iteracji powstaje nowa populacja osobników o tej samej liczebności, która następnie poddawana jest w analogiczny sposób procesowi oceny, selekcji, krzyżowania i mutacji.

W ramach niniejszej pracy zostało zaprojektowane i zaimplementowane oprogramowanie komputerowe bazujące na opisaną powyżej koncepcji. Dla celów wyko-

nywania symulacji dynamicznych niezbędnych w procesie oceny jakości osobników, aplikacja korzysta z zewnętrznego silnika obliczeniowego.

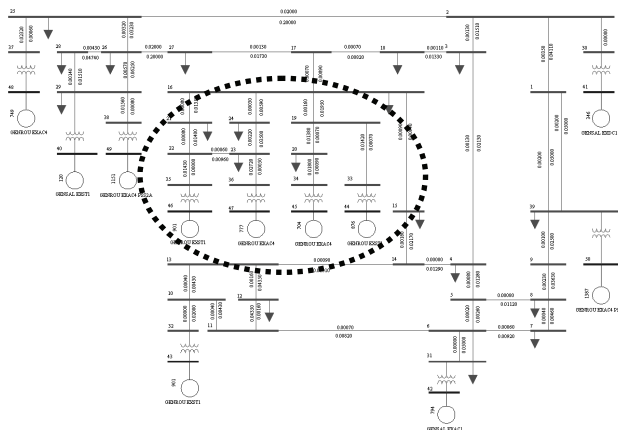
### 3. TESTOWANIE

#### 3.1. Model testowy

Do przeprowadzenia testów procedury wyznaczania parametrów dynamicznych przez zaproponowaną metodę wykorzystano jeden z publicznie dostępnych modeli testowych IEEE [1], składający się z 39 węzłów oraz 10 generatorów synchronicznych, a także modeli odbiorów, transformatorów oraz linii przesyłowych.

Model testowy IEEE nie zawierał w sobie wszystkich niezbędnych informacji dotyczących jego zachowania dynamicznego, więc konieczne było uzupełnienie go o modele dynamiczne (zgodne z modelami IEEE), a następnie weryfikacja ich struktur i parametrów. Wszystkie jednostki wytwórcze zostały dokładnie odwzorowane poprzez model generatora synchronicznego (genrou, gensal) oraz jego układu wzbudzenia (exac4, exst1, excd1, exac1). Dodatkowo część jednostek wytwórczych wyposażono w model turbiny cieplnej (ieeg1, tgov1) oraz model stabilizatora systemowego (pss2a). Dodatkowo przyjęto modelowanie odbiorów poprzez stały prąd czynny i stałą reaktancję.

Schemat analizowanej sieci wraz z informacją o użytych strukturach modeli dynamicznych przedstawiony został na rysunku 1. Kolor czerwony reprezentuje napięcie 400 kV, natomiast kolor niebieski - napięcie 20 kV. Liczby nad symbolami linii przesyłowych oznaczają wartości rezystancji oraz reaktancji wyrażone w jednostkach względnych. Pod symbolem jednostki wytwórczej wymienione zostały typy modeli dynamicznych, które zostały wykorzystane do jej odwzorowania.



Rys. 1 Schemat analizowanej sieci wraz z informacją o użytych strukturach modeli dynamicznych oraz podziałem systemu na system wewnętrzny (badany) oraz zewnętrzny (redukowany)

#### 3.2. Dobór parametrów jednostki wytwórczej

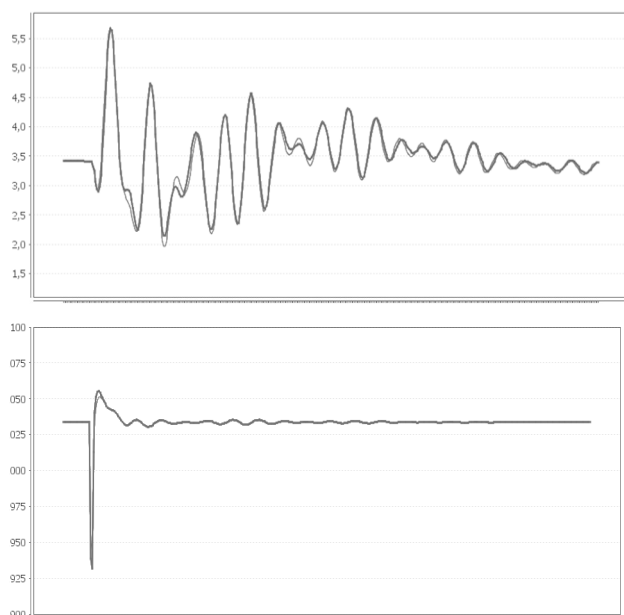
Aby sprawdzić poprawność działania implementacji algorytmu genetycznego, przeprowadzono badania testowe z wykorzystaniem uproszczonego problemu. Przypadek testowy polegał na doborze wartości parametrów modeli dynamicznych generatora i regulatora wzbudzenia wybranej jednostki wytwórczej, a więc analogicznie jak w



przypadku docelowego zastosowania algorytmu, jednak bez redukcji systemu i tworzenia ekwiwalentu. Model systemu, na podstawie którego uzyskano przebiegi wzorcowe, oraz model używany do celów oceny rozwiązań badanych przez algorytm były zatem tożsame. Analizowano odpowiedź (przebiegi kąta wychylenia wirnika oraz napięcia na zaciskach generatora) wskazanej jednostki (generator przyłączony do węzła 46) na duże zakłócenie - bliskie zwarcie o czasie trwania 100 ms w węźle 2. Czas pojedynczej symulacji wynosił 20 s.

Wyniki (dopasowane przebiegi) dla jednego z analizowanych przypadków testowych przedstawiono na rysunku 2. Czerwoną pogrubioną linią oznaczone są przebiegi wzorcowe, cieńszą niebieską - przebiegi uzyskane dla parametrów dobranych przez algorytm.

We wszystkich analizowanych przypadkach charakter odpowiedzi dynamicznej układu o parametrach dobranych przez algorytm genetyczny jest bardzo zbliżony do odpowiedzi układu wejściowego. Rejestrowane przebiegi kątów wirnika i napięcia generatorów charakteryzują się niemal identycznymi wartościami amplitudy i częstotliwości oscylacji.



Rys. 2 Przebiegi kąta wychylenia wirnika i napięcia na zaciskach generatora uzyskane dla parametrów dynamicznych wyznaczonych przez algorytm genetyczny oraz przebiegi wzorcowe

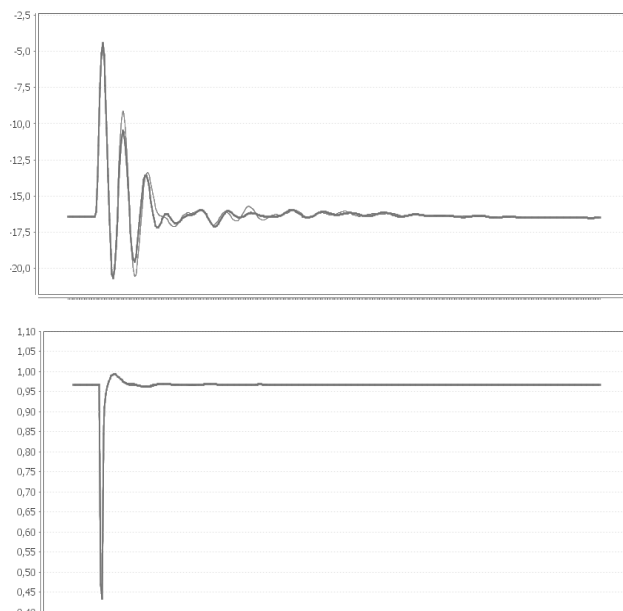
### 3.3. Wyznaczanie parametrów ekwiwalentu

Przed przystąpieniem do właściwego procesu redukcji konieczne jest podzielenie analizowanego systemu na system wewnętrzny (badany) oraz zewnętrzny (redukowany). Na potrzeby niniejszej pracy część systemu podlegająca procesowi redukcji oznaczona została przerywaną elipsą na rysunku 1. Składa się ona z czterech generatorów synchronicznych z różnorodnymi układami wzbudzenia oraz szeregu linii przesyłowych i transformatorów.

Podobnie jak w przypadkach testowych, wyznaczone były wartości parametrów modeli dynamicznych generatora i regulatora wzbudzenia jednostki wytwórczej stanowiącej ekwiwalent zredukowanej części systemu. Analizowano odpowiedź (przebiegi kąta wychylenia wirnika

oraz napięcia na zaciskach generatora) jednostki wytwórczej położonej w pobliżu zredukowanej części systemu (generator przyłączony do węzła 41) na bliskie zwarcie o czasie trwania 100 ms w węźle 2. Czas pojedynczej symulacji wynosił 20 s.

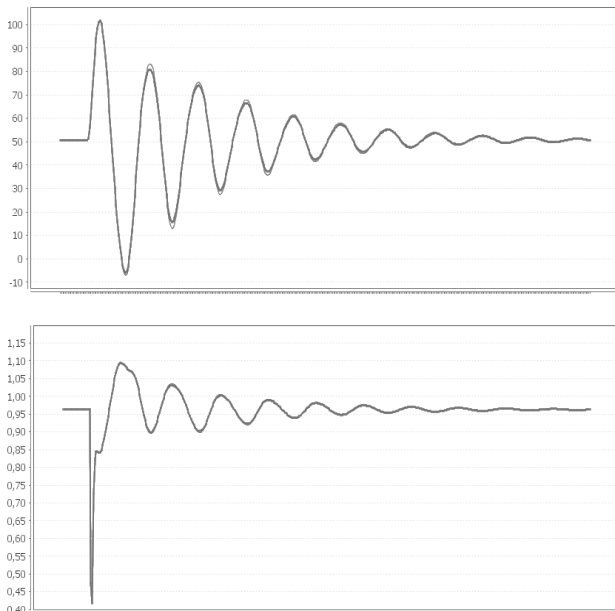
Uzyskane przy pomocy algorytmu genetycznego wyniki (dopasowane przebiegi) przedstawiono na rysunku 3. Czerwoną pogrubioną linią oznaczone są przebiegi wzorcowe, cieńszą niebieską - przebiegi uzyskane dla parametrów dobranych przez algorytm.



Rys. 3 Przebiegi kąta wychylenia wirnika i napięcia na zaciskach generatora uzyskane dla parametrów dynamicznych ekwiwalentu wyznaczonych przez algorytm genetyczny oraz przebiegi wzorcowe

Przebiegi uzyskane w trakcie symulacji wykonanych dla parametrów dobranych przez algorytm genetyczny charakteryzują się bardzo wysokim stopniem zgodności z przebiegami wzorcowymi, szczególnie pod kątem najważniejszych wartości charakterystycznych (np. najniższy zanotowany poziom napięcia, pierwsze maksymalne wychylenie).

Aby dodatkowo zweryfikować poprawność uzyskanych wyników i uniknąć sytuacji, w której dobrane parametry zapewniają podobne przebiegi tylko w przypadku analizy dokładnie tego samego zdarzenia, dla którego zostały wyznaczone, przeprowadzono dalsze badania symulacyjne, podczas których porównano przebiegi otrzymane w wyniku symulacji na obu modelach systemu dla odmiennego zakłócenia (zwarcie w węźle 25, obserwowany generator przyłączony do węzła 48) niż to, które posłużyło do wyznaczenia parametrów dynamicznych ekwiwalentu. Otrzymane wyniki przedstawiono na rysunku 4. W tym przypadku również widoczne jest bardzo dobre odwzorowanie przebiegów otrzymanych podczas symulacji na modelu pełnym poprzez przebiegi wynikowe symulacji na modelu zredukowanym.



Rys. 4 Przebiegi kąta wychYLENIA wirnika i napięcia na zaciskach generatora uzyskane dla parametrów dynamicznych ekwiwalentu wyznaczonych przez algorytm genetyczny oraz przebiegi wzorcowe. Zakłócenie i obserwowana jednostka odmienne niż użyte do wyznaczenia parametrów

#### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

We wszystkich analizowanych przypadkach rejestrowane przebiegi kątów wirnika i napięcia generatorów mają zbliżoną częstotliwość zmian oraz zbliżone amplitudy, a charakter odpowiedzi dynamicznej układu zredukowanego jest zbliżony do odpowiedzi układu przed redukcją. Z otrzymanych przebiegów wynika, że model po przeprowadzeniu procesu redukcji dynamicznej z wyko-

rzystaniem zaproponowanej metody jest odpowiedni do badania stabilności kątowej dużych zakłóceń

Przeprowadzone testy wykazały, że charakter i wartości charakterystyczne odpowiedzi modelu zostały zachowane również w przypadku analizy zakłócenia odmiennego od tego, które posłużyło do wyznaczenia parametrów dynamicznych ekwiwalentu.

Stworzony za pomocą przedstawionej w artykule metody ekwiwalent może być wykorzystywany w szeregu prac obejmujących dynamiczne analizy systemów elektroenergetycznych, m.in. w przypadku współpracy międzynarodowej, gdy partnerowi zagranicznemu należy przekazać model dynamiczny KSE w takiej formie, aby nie naruszał polityki jawności danych Operatorów, a jednocześnie umożliwiał prowadzenie badań, a więc odwzorowywał zachowanie pełnego modelu systemu. Inne potencjalne zastosowanie algorytmu to zagadnienie redukcji modelu systemu AC na potrzeby analiz dynamicznych współpracy układów HVDC z systemem elektroenergetycznym, aktualnie podejmowane w ramach licznych projektów przyłączania morskich farm wiatrowych lub tworzenia nowych połączeń międzysystemowych.

#### BIBLIOGRAFIA

1. <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>.
2. K. Madajewski, „Modele dynamiczne systemu elektroenergetycznego do badania układów przesyłowych prądu stałego”, Instytut Energetyki, Warszawa 2003
3. J. Machowski, J. Białek, J. Rumbly, „Power system dynamics. Stability and control”, 2008 John Wiley and Sons Ltd.
4. Electric Power Research Institute: Dynamic Reduction, Vol. 1: Final Report, April 1993.

### A METHOD OF DETERMINING GENERATING UNITS DYNAMIC PARAMETERS BASED ON DYNAMIC RESPONSE DURING DISTURBANCES – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** genetic algorithm, dynamic equivalent, dynamic parameters identification

In large, modern electroenergetic systems there is often a lack of full information about structures and parameters of dynamic models of generating units. Thus it is important to be able to identify them basing on their dynamic response recorded after disturbances. Having knowledge on identifying those parameters will also enable to efficiently create dynamic equivalents which can be used for substituting whole areas of the system. In the paper, a method based on an implementation of genetic algorithm is proposed to identify parameters of the dynamic model basing on the analysis of disturbance response. The method is tested by identifying parameters of the single generating unit (for which measurements were known) and then by identifying parameters of the equivalence unit, that is used to replace a certain area of the system.

## OBLICZANIE PRĄDU POCZĄTKOWEGO ZWARCIA W SIECIACH SN WEDŁUG NORMY PN-EN 60909 – REFERAT KONFERENCYJNY

Krzysztof KSIĘŻYK<sup>1</sup>, Tomasz ZDUN<sup>2</sup>

1. PLANS

tel: 609-026-342, fax: 22-665-91-56, e-mail: krzysztof.ksiezyk@plans.com.pl

2. PLANS

tel: 501-296-535, fax: 22-665-91-56, e-mail: tomasz.zdun@plans.com.pl

**Streszczenie:** Wyznaczanie wielkości zwarciovych należy do najczęściej wykonywanych analiz sieciowych. Przeprowadzanie tych obliczeń powinno być zgodne z obowiązującą normą PN-EN 60909. W referacie zostały opisane modele podstawowych elementów sieci wraz ze sposobem wyznaczania ich parametrów impedancyjnych z uwzględnieniem współczynników korygujących wprowadzonych przez normę. Przedstawiono wyniki obliczeń początkowego prądu zwarcia dla przykładowej sieci SN oraz porównano je z wynikami uzyskanymi bez uwzględniania współczynników poprawkowych.

**Słowa kluczowe:** obliczenia zwarciove, początkowy prąd zwarciovy, modele elementów.

### 1. WSTĘP

Inwestycje w infrastrukturę elektroenergetyczną, takie jak budowa nowej linii, instalacja transformatora czy bloku wytórczego w elektrowni, poprzedzone są szeregiem analiz, w tym analizami technicznymi. Jedną z nich jest wyznaczenie spodziewanych wartości prądów zwarciovych. Zwarć w sieci nie można całkowicie wyeliminować, wobec czego system elektroenergetyczny musi być na nie przygotowany. Oznacza to przede wszystkim prawidłowy dobór aparatury łączeniowej oraz prawidłowy dobór przekrojów przewodów i szynoprzewodów. Ponadto wyniki obliczeń zwarciovych mogą zadecydować o wprowadzaniu środków ograniczających wartości prądów zwarciovych, np. sekcjonowanie, instalowanie dławików zwarciovych, stosowanie szybkich wyłączników itp.

Obliczenia zwarciove obejmują szeroki zakres tematyyczny [1,2,3]. Najważniejszym elementem jest wyznaczenie charakterystycznych wartości dla przebiegu prądu zwarciovego  $i(t)$ :

- początkowy prąd zwarcia  $I_k''$  – wartość skuteczna składowej okresowej prądu zwarciovego w pierwszej chwili zwarcia,
- ustalony prąd zwarcia  $I_k$ ,
- prąd udarowy  $i_p$  – największa chwilowa wartość prądu zwarciovego.

Przeprowadzanie obliczeń zwarciovych powinno być zgodne z obowiązującymi normami. W roku 2002 Polski Komitet

Normalizacyjny przyjął za obowiązującą w kraju międzynarodową normę IEC 60909:0 [4], dostosowując w ten sposób polskie normy do standardów przyjętych w Unii Europejskiej. W normie zdefiniowane są również podstawowe symbole wielkości zwarciovych, co pozwala na wyeliminowanie niejednoznaczności w dokumentacjach projektowych.

### 2. WYZNACZANIE $I_k''$ WG ZALECEŃ NORMY PN-EN 60909

Wyznaczanie wielkości zwarciovych wg zaleceń normy składa się z dwóch etapów. W pierwszym kroku obliczany jest początkowy prąd zwarcia, a następnie jest on przeliczany przy pomocy pomocniczych wskaźników na pozostałe wielkości zwarciove. Do obliczeń norma zaleca stosowanie metody Thevenina. W uproszczeniu polega ona na wstawieniu zastępczego źródła napięciowego pomiędzy miejscem zwarcia a ziemią, oraz na zwarciu wszystkich innych źródeł napięciowych – generatorów [1]. Przy budowanie modelu zwarciovego sieci przyjmuje się następujące założenia:

- pomija się wszystkie gałęzie doziemne,
- przekładnie transformatorów są równe ich wartościom znamionowym,
- w czasie trwania zwarcia nie zachodzą żadne zmiany zarówno w sieci, jak i w charakterze zwarcia,
- przed zwarcie w sieci nie płyną żadne prądy.

Początkowy prąd zwarcia trójfazowego może być obliczony ze wzoru (1).

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad (1)$$

gdzie:  $c$  – współczynnik napięciowy przyjęty zgodnie z tabelą 1,  $U_n$  – napięcie znamionowe sieci w miejscu zwarcia,  $Z_k$  – impedancja zwarciova.

Występująca w równaniu (1) impedancja zwarciova  $Z_k$  jest to impedancja sieci widziana z zacisków zastępczego źródła napięcia wstawionego w miejsce zwarcia. Aby ją wyznaczyć należy dokonać szeregu przekształceń w sieci – połączenia równoległe i szeregowo gałęzi oraz przekształcenia gwiazda-

trójkąt. Można również zastosować metodę potencjałów węzłowych.

Tablica 1. Wartości współczynnika napięciowego [4]

Napięcie znamionowe sieci $U_n$	Współczynnik napięciowy dla obliczeń	
	maksymalnego prądu zwarcia $c_{max}$	Minimalnego prądu zwarcia $c_{min}$
sieć nn 100 V – 1000V	1,05 <sup>1)</sup> 1,10 <sup>2)</sup>	0,95
sieć SN >1 kV do 35 kV	1,10	1,00
Sieć WN i NN >35 kV		
<sup>1)</sup> dla sieci nn o tolerancji +6%, np. dla sieci o podniesionym napięciu z 380 V do 400 V		
<sup>2)</sup> dla sieci nn o tolerancji +10%		

Zasadnicza różnica pomiędzy normą PN-EN 60909 a wcześniej obowiązującymi standardami polega na korygowaniu impedancji generatorów synchronicznych i transformatorów przez odpowiednie współczynniki poprawkowe. Ich zastosowanie ma na celu zrekompensowanie pewnych założeń upraszczających, takich jak praca generatorów na biegu jałowym czy nieuwzględnianie regulacji przekładni transformatorów. Prostota wzoru (1) oraz metody Thevenina są tak dużymi zaletami, że zdecydowano się na ich pozostawienie, natomiast zmniejszenie błędów obliczeń osiągnięto właśnie poprzez korygowanie impedancji [3].

### 3. MODELE ELEMENTÓW

#### 3.1. Transformatory 2-uzwojeniowe

Transformatory 2-uzwojeniowe (za wyjątkiem transformatorów blokowych) modelowane są jako szeregowo połączenie reaktancji, rezystancji i przekładni transformatora idealnego. Rezystancja i reaktancja transformatora wyznaczana jest na podstawie próby zwarcia. Dodatkowo są one mnożone przez współczynnik poprawkowy  $K_T$  wyznaczany ze wzoru (2).

$$K_T = 0,95 \frac{c_{max}}{1 + 0,6x_T} \quad (2)$$

gdzie:  $c_{max}$  – współczynnik napięciowy z tabeli 1 odniesiony do napięcia sieci po stronie dolnej transformatora,  $x_T$  – reaktancja transformatora wyrażona w jednostkach względnych,  $x_T = u_{Xr} / 100\%$ .

#### 3.2. Transformatory 3-uzwojeniowe

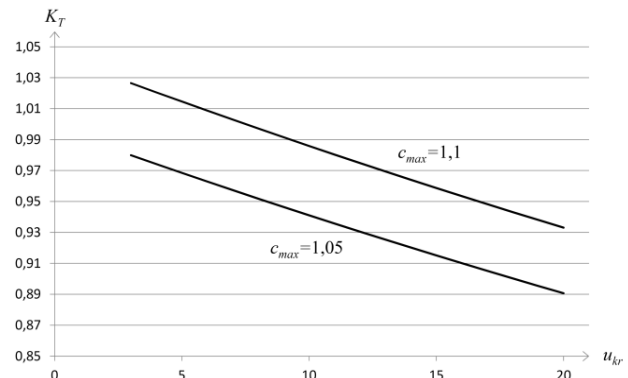
Transformatory trójuzwojeniowe do obliczeń zwarciovych są modelowane w postaci trzech gałęzi połączonych w gwiazdę, a każda z gałęzi odpowiada jednemu z uzwojeń (oznaczonych A, B i C). Wartości impedancji wyznaczane są w podobny sposób jak dla transformatorów dwuuzwojeniowych. Różnica polega na tym, że z wyników próby zwarcia wyznaczane są impedancje par uzwojeń. Następnie, zgodnie z zaleceniami normy, są one korygowane przez współczynniki poprawkowe zdefiniowane wzorami (3a–c).

$$K_{TAB} = 0,95 \frac{c_{max}}{1 + 0,6x_{TAB}} \quad (3a)$$

$$K_{TAC} = 0,95 \frac{c_{max}}{1 + 0,6x_{TAC}} \quad (3b)$$

$$K_{TBC} = 0,95 \frac{c_{max}}{1 + 0,6x_{TBC}} \quad (3c)$$

gdzie:  $c_{max}$  – współczynnik napięciowy z tabeli 1,  $x_{TAB}$ ,  $x_{TAC}$ ,  $x_{TBC}$  – reaktancje par uzwojeń transformatora wyrażone w jednostkach względnych,  $x_{TAB} = u_{XrAB} / 100\%$ .



Rys. 1. Wykres wartości współczynnika poprawkowego  $K_T$  dla transformatorów w funkcji napięcia zwarcia  $u_{kr}$ .

#### 3.3. Generatory

Na potrzeby wyznaczania prądów zwarciovych generatory modelowane są reaktancją podprzejściową pomnożoną przez współczynnik poprawkowy  $K_G$  wyznaczony ze wzoru (4). Dotyczy to tylko maszyn przyłączonych bezpośrednio do sieci, natomiast dla generatorów pracujących w bloku z transformatorem norma definiuje inny wzór na współczynnik poprawkowy.

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sin \varphi_{rG}} \quad (4)$$

gdzie:  $c_{max}$  – współczynnik napięciowy z tabeli 1,  $U_{rG}$  – napięcie znamionowe generatora,  $U_n$  – napięcie znamionowe sieci,  $x_d''$  – reaktancja generatora w jednostkach względnych,  $\varphi_{rG}$  – przesunięcie kątowe pomiędzy prądem i napięciem w warunkach pracy znamionowej generatora.

#### 3.4. Blok transformator-generator

Norma zaleca osobne traktowanie bloku generator-transformator. Ponadto odróżnia blok z transformatorem z podobciążeniowym przełącznikiem zaczeów od bloku z transformatorem bez takiego przełącznika lub z wyłączoną regulacją. W pierwszym przypadku obie impedancje, generatora i transformatora, powinny być przemnożone przez współczynnik korygujący  $K_S$  zdefiniowany wzorem (5a), w drugim przez współczynnik definiowany wzorem (5b).

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sin \varphi_{rG}} \quad (5a)$$

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG}(1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sin \varphi_{rG}} \quad (5b)$$

gdzie:  $c_{max}$  – współczynnik napięciowy z tablicy 1,  $U_{rG}$  – napięcie znamionowe generatora,  $U_{nQ}$  – napięcie

znamionowe sieci,  $x_d''$  – reaktancja generatora w jednostkach względnych,  $\varphi_{rG}$  – przesunięcie kątowe pomiędzy prądem i napięciem w warunkach pracy znamionowej generatora,  $1+p_G$  – współczynnik zwiększający  $U_{rG}$  do napięcia obecnego w sposób ciągły na zaciskach generatora,  $1\pm p_T$  – współczynnik uwzględniający zmianę przekładni transformatora blokowego przez przełącznik zaczepów ustawiony na stałe na jednej pozycji, pozostałe jak we wzorze (4)

### 3.5. Zwarcie wewnątrz bloku generator-transformator z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów

Szczególnym przypadkiem jest wyznaczanie prądów podczas zwarcia pomiędzy generatorem a transformatorem blokowym. W przypadku wyznaczania udziałów w prądzie zwarciovym impedancja generatora jest korygowana współczynnikiem określonym wzorem (6a), natomiast impedancja transformatora współczynnikiem z równania (6b).

$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sin \varphi_{rG}} \quad (6a)$$

$$K_{T,S} = 1 \quad (6b)$$

gdzie:  $K_{G,S}$  – współczynnik korygujący impedancję generatora,  $K_{T,S}$  – współczynnik korygujący impedancję transformatora, pozostałe jak we wzorze (4a–b)

Na potrzeby wyznaczania całkowitego prądu zwarciovego lub sumy udziałów do generatora i transformatora, np. płynącego przez uzwojenie HV transformatora potrzeb własnych, impedancje elementów są korygowane współczynnikami określonymi wzorami (7a) i (7b).

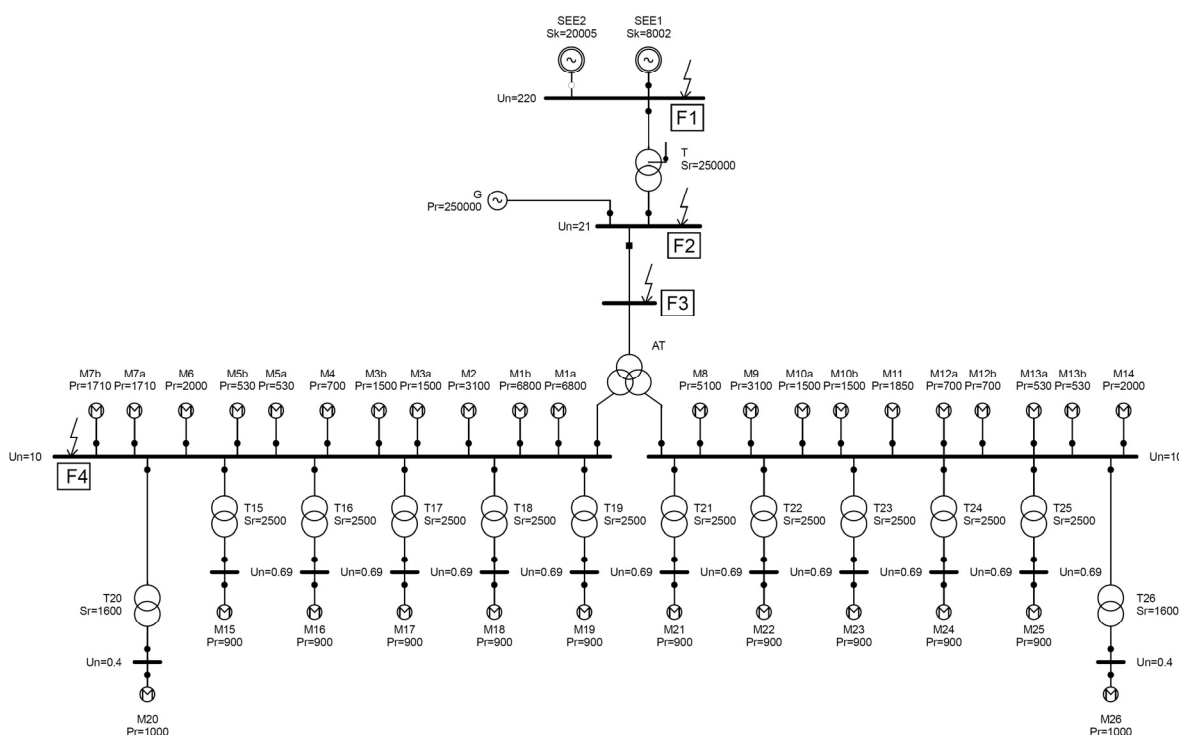
$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sin \varphi_{rG}} \quad (7a)$$

$$K_{T,S} = \frac{c_{\max}}{1 - x_T \cdot \sin \varphi_{rG}} \quad (7b)$$

gdzie:  $K_{G,S}$  – współczynnik korygujący impedancję generatora,  $K_{T,S}$  – współczynnik korygujący impedancję transformatora, pozostałe jak we wzorze (4a–b)

## 4. SIEĆ TESTOWA

Raport techniczny IEC/TR 60909-4 [5] wchodzący w skład normy zawiera zbiór przykładów wraz z rozwiązaniami ilustrujący metodę wyznaczania wielkości zwarciovych. Jedna z opisanych tam sieci testowych została przedstawiona na rysunku 2. Dokładne parametry wszystkich elementów wchodzących w skład tej sieci można odnaleźć we wspomnianym dokumencie. Obliczenia zostały wykonane w programie PlansSN.



Rys. 2. Testowa sieć SN zamodelowana w programie PlansSN

## 5. WYNIKI OBLICZEŃ

Wyniki obliczeń prądów zwarciovych w poszczególnych węzłach sieci testowej zawiera tablica 2. W przypadku zwarcia w punkcie F1 (bez silników indukcyjnych) uwzględnienie współczynników spowodowało wzrost udziału prądu zwarcia pochodzący od bloku generator-transformator

o prawie 10%. Dla zwarcia w sieci potrzeb własnych udział od generatora i od systemu (poprzez transformator blokowy) jest z kolei mniejszy o około 8% dla punktu F3 i o blisko 2% dla F4.

Tablica 2. Wyniki obliczeń dla testowej sieci SN. Wartości prądu w [A].

Wielkość	PN-EN 60909	Modele bez wsp. koryg.	Różnica
<b>Zwarcie w F1 (bez silników)</b>			
$I_k''$	23 064	22 884	0,8%
$I_{kT}''$	2 076	1 895	9,6%
<b>Zwarcie w F1 (z udziałem silników)</b>			
$I_k''$	23 200	23 021	0,8%
$I_{kT}''$	2 211	2 030	8,9%
<b>Zwarcie w F2 (udziały)</b>			
$I_{kG}''$	44 731	44 473	0,6%
$I_{kT}''$	46 811	46 811	0,0%
<b>Zwarcie w F3</b>			
$I_k''$	90 100	97 663	-7,7%
$I_{kG+T}''$	83 781	91 281	-8,2%
$I_{kAT}''$	6 360	6 423	-1,0%
<b>Zwarcie w F4</b>			
$I_k''$	28 706	28 853	-0,5%
$I_{kAT}''$	18 404	18 552	-0,8%
$I_{kAT(HV)}''$	8 647	8 816	-1,9%
$I_{kAT(TV)}''$	1 119	927	20,7%
$I_{kT15}'' \dots I_{kT19}''$	381	382	-0,3%
$I_{kT20}''$	383	379	1,1%
$I_{kM1}''$	1 989	1 989	0,0%

Praca silników podczas analizy zwarcia w węźle F1 powoduje wzrost udziału pochodzącego od bloku generator-transformator o 7%. Ponieważ jednak za wartość prądu zwarcia w punkcie F1 odpowiada przede wszystkim moc zwarcia zastępczego systemu elektroenergetycznego, dlatego wpływ silników na całkowity prąd zwarcia jest znikomy i wynosi 0,6%.

Suma udziałów prądowych pochodzących od generatora  $I_{kG}''$  i transformatora blokowego  $I_{kT}''$  wyznaczona przy analizie zwarcia w węźle F2 wynosi 91 542 A. Obliczony przy rozpatrywaniu zwarcia w punkcie F3 łączny udział od generatora i od systemu jest znacznie mniejszy i wynosi 83 781 A. Różnica wynika z przyjmowania różnych współczynników poprawkowych dla tych dwóch przypadków, co jest zalecane przez normę.

## CALCULATION OF INITIAL SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN MEDIUM VOLTAGE NETWORKS ACCORDING TO THE STANDARD PN-EN 60909 – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** short-circuit calculations, initial short-circuit current, electrical equipment models

Determining the short-circuit currents is usually conducted network analyzes. An important feature of this calculation is carried out according to the recommendations of the standard PN EN 60909. This paper describes the models of the basic elements of the network with the method of determining the impedance parameters including correction factors introduced by the standard. Thevenin method connected with nodal method are presented and used to determine the initial short-circuit for the example medium voltage network. Results are compared with the ones obtained without taking into account the correction factors.

## 6. WNIOSKI

Wyznaczanie prądów zwarciovych jest istotne przy projektowaniu i eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Sposób prowadzenia obliczeń powinien być zgodny z zaleceniami obowiązującej normy PN-EN 60909. O ile wykorzystywana przy tej okazji metoda Thevenina wraz z metodą potencjałów węzłowych jest znana i wykorzystywana od lat, o tyle wprowadzone współczynniki korygujących stanowią istotną zmianę.

Zamieszczone wyniki analizy zwarciovowej dla sieci testowej pokazują, że wprowadzone współczynniki korygujące mają znaczny wpływ na otrzymywane wartości. W największym stopniu dotyczy to udziałów pochodzących od transformatorów i generatorów. Wraz z oddalaniem się od stacji zasilających, w szczególności w sieciach promieniowych, udział transformatorów w impedancji zwarciovowej  $Z_{kk}$  maleje, a zwiększa się udział pochodzący od przewodów i kabli. Ponieważ impedancje linii nie są korygowane współczynnikami, to wartości prądów zwarciovych wyznaczonych wg zaleceń nowej jak i poprzednich norm będą w takim przypadku w większym stopniu zbieżne.

## BIBLIOGRAFIA

1. Kujaszczyk S. I inni: Elektroenergetyczne układy przesyłowe, Warszawa, WNT 1997, s. 193–217, ISBN 83-204-1857-7.
2. Barnaś K. I inni: Laboratorium podstaw elektroenergetyki, Warszawa, Oficyna wydawnicza Politechniki Warszawskiej 2003, s. 115–129, ISBN 83-7207-427-5
3. Kacejko P., Machowski J.: Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, Warszawa, WNT 2002, ISBN 83-204-2750-9.
4. PN-EN 60909-0:2002 Prądy zwarciovowe w sieciach trójfazowych prądu przemiennego – Część 0: Obliczanie prądów.
5. IEC/TR 60909-4: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents, 2000-07.

## MODELE KOMPENSATORÓW ENERGOELEKTRONICZNYCH DO ANALIZ PRACY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO – REFERAT KONFERENCYJNY

Robert KOWALAK<sup>1</sup>

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki  
tel: (58) 347 18 27 fax: (58) 347 18 98 e-mail: r.kowalak@ely.pg.gda.pl

**Streszczenie:** Artykuł prezentuje wybrane modele kompensatorów energoelektronicznych wykorzystanych do analizy ich pracy w systemie elektroenergetycznym. Wykazano wady, jak i zalety modeli, wraz z zaznaczeniem zakresu ich przydatności do modelowania określonych zjawisk.

**Słowa kluczowe:** energoelektroniczne kompensatory bocznikowe, SVC, STATCOM.

### 1. WPROWADZENIE

W systemach elektroenergetycznych pracujących na świecie stosowane są różnego rodzaju układy, których zadaniem jest prowadzenie procesów regulacji. Najnowszymi w tej dziedzinie są urządzenia energoelektroniczne dużej mocy określane mianem FACTS (ang. *Flexible Alternating Current Transmission Systems*). Duże znaczenie w obrębie tych urządzeń mają energoelektroniczne kompensatory bocznikowe. Ich podstawowym zadaniem w systemach jest „dbanie” o jakość napięcia zasilającego.

W celu oceny oddziaływania tych układów na system konieczne są badania, które z racji dużej mocy tych urządzeń, jak również ich znaczącego kosztu, prowadzone są w postaci symulacji komputerowych.

W niniejszym referacie zaprezentowano modele energoelektronicznych kompensatorów bocznikowych, które zostały opracowane i wykorzystane w badaniach symulacyjnych pracy systemu elektroenergetycznego. Modele te opracowane zostały pod kątem zastosowania ich w programach symulacyjnych PLANS oraz DIGSILENT PowerFactory.

### 2. KOMPENSATORY BOCZNIKOWE FACTS

Kompensatory energoelektroniczne dzielone są na dwa podstawowe typy: układy SVC (ang. *Static VAr Compensator*) oraz STATCOM (ang. *Static Compensator*), oraz hybrydę obu tych rozwiązań, której struktura przypomina SVC z tym, że moduł TCR został w niej zastąpiony układem STATCOM, określaną jako SVC na bazie STATCOM.

Kompensatory SVC budowane są z modułów typu: TSC (ang. *Thyristor Switched Capacitor*) – kondensator załączany tyrystorowo, TSR (ang. *Thyristor Switched Reac-*

*tor*) – dławik załączany tyrystorowo, TCR (ang. *Thyristor Controlled Reactor*) – dławik o tyrystorowo regulowanej indukcyjności, oraz FC (ang. *Fixed Capacitors*) stałe baterie kondensatorów, do których często zalicza się też filtry wyższych harmonicznych.

Nazwa kompensatora SVC uzależniona jest od zastosowanych modułów i własności układu. W praktyce można więc spotkać układy SVC typu: TSC, TSR, TSR-TSC, TCR-FC oraz TCR-TSC-FC.

W zakresie układów STATCOM wyróżniamy dwie konstrukcje. Najbardziej rozpowszechnioną jest oparta o przekształtnik VSI (ang. *Voltage Source Inverter*), czyli przetwornicę napięcia. Natomiast układów STATCOM zbudowanych w oparciu o przetwornicę prądu CSI (ang. *Current Source Inverter*) w systemie elektroenergetycznym na razie nie zastosowano.

Szczegółowo układy kompensatorów bocznikowych FACTS zostały przedstawione w [0].

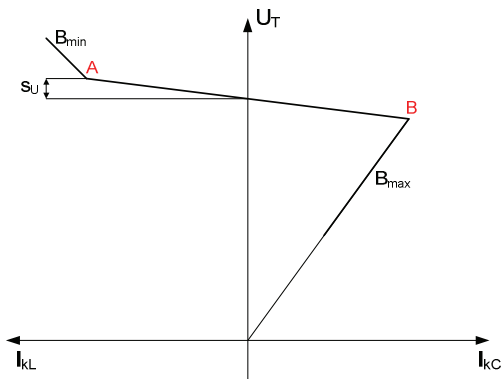
### 3. MODELE STATYCZNE

Przy tworzeniu modeli statycznych istotna jest specyfikacja tych układów w stanach ustalonych. W zakresie regulacyjnym oba podstawowe typy kompensatorów, prowadzące regulację w sposób ciągły, zachowują się tak samo. Zachowanie tych układów poza zakresem regulacji jest jednak różne. Wynika to z tego, że moc bierna układu SVC jest zależna od kwadratu napięcia zasilającego, natomiast moc bierna STATCOM zależy od wartości napięcia. Wymaga to różnego podejścia do modelowania ich pracy poza określonym dla nich zakresem regulacji.

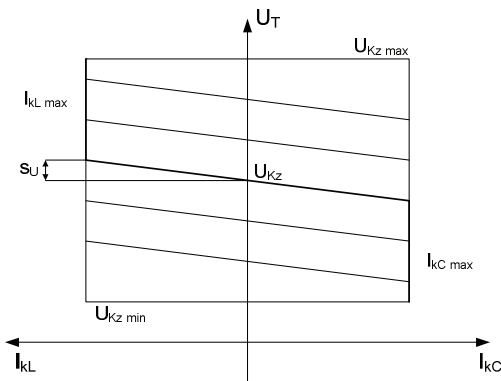
Przy tworzeniu modelu ważne jest prawidłowe odzwierciedlenie charakterystyki danego kompensatora. W zależności od potrzeb, model może odzwierciedlać całą charakterystykę lub tylko pewne jej części. Przykładową charakterystykę statyczną układu SVC przedstawiono na rysunku 1, a STATCOM na rysunku 2.

Jednym ze sposobów zamodelowania kompensatora jest odzwierciedlenie go przy pomocy wyidealizowanego modelu generatora z przyłączoną do niego szeregowo reaktancją indukcyjną [0, 0], której podstawowym zadaniem jest odzwierciedlenie statyzmu kompensatora. Wprowadzenie

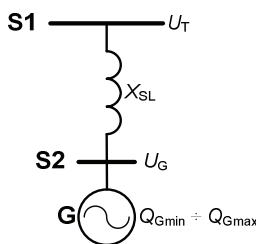
odpowiednich ograniczeń w zakresie generacji mocy biernej do generatora pozwala na oddanie dostępnego zakresu mocy biernej, a przyłączona reaktancja umożliwi zamodelowanie statyzmu kompensatora. Taki model przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 1. Charakterystyka statyczna układu SVC:  $s_U$  – statyzm kompensatora,  $U_T$  – napięcie w punkcie przyłączenia,  $I_k$  – prąd kompensatora (L – indukcyjny, C – pojemnościowy)



Rys. 2. Charakterystyka statyczna urządzenia STATCOM:  $U_{Kzmax}$ ,  $U_{Kzmin}$  – górne i dolne ograniczenie napięciowe,  $I_{kLmax}$ ,  $I_{kCmax}$  – ograniczenie prądowe związane z prądem członu indukcyjnego i pojemnościowego,  $U_{Kz}$  – napięcie zadane



Rys. 3. Schemat modelu kompensatora – model generatorowy z reaktancją:  $S_1$  – szyna przyłączeniowa kompensatora do systemu,  $X_{SL}$  – reaktancja modelująca statyzm,  $S_2$  – szyna generatora,  $G$  – generator,  $U_G$  – napięcie generatora

Model pozwala na odzwierciedlenie poprawnej pracy kompensatora zarówno SVC, jak i STATCOM, ale tylko w zakresie regulacyjnym. Do modelu należy wprowadzić takie parametry, jak zakres dopuszczalnych zmian mocy biernej generatora, napięcie zadane generatora i wartość reaktancji szeregowej  $X_{SL}$ . Wartości tych parametrów wyznaczane są w oparciu o parametry modelowanego kompensatora według zależności

$$Q_{G \min} = Q_{K \min} \quad (1)$$

$$Q_{G \max} = Q_{K \max} \quad (2)$$

gdzie:  $Q_{K \min}$  – moc członu indukcyjnego kompensatora (minimalna),  $Q_{K \max}$  – moc członu pojemnościowego kompensatora (maksymalna).

$$U_G = U_{Kz} \quad (3)$$

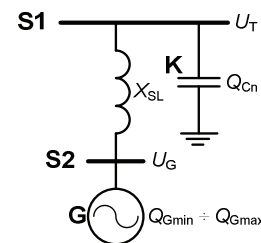
gdzie:  $U_{Kz}$  – napięcie zadane kompensatora

$$X_{SL} = \frac{s_U \cdot U_{Kn}^2}{S_{Kn}} \quad (4)$$

gdzie:  $U_{Kn}$  – napięcie znamionowe kompensatora,  $S_{Kn}$  – moc znamionowa kompensatora,  $s_U$  – statyzm kompensatora wyrażony w jednostkach względnych.

Model ten jest prosty i łatwy w zastosowaniu, ale może być wykorzystany jedynie w tych badaniach symulacyjnych, w których odzwierciedlane kompensatory nie wykraczają w czasie pracy poza określony dla nich zakres regulacji. Poza nim będzie bowiem utrzymywał stałą generację lub pobór mocy biernej (w zależności od tego, które z ograniczeń zostało przekroczone) tak, jak to robi generator. Model ten można zmodyfikować, co zwiększa zakres zastosowania, ale tylko w odniesieniu do zamodelowania układu SVC.

Pierwsza z modyfikacji pozwala na dobre zamodelowanie kompensatora SVC w zakresie część regulacyjnej, jak również poza zakresem regulacji przy niskich wartościach napięć, a więc gdy kompensator pracuje w trybie pojemnościowym. Modyfikacja polega na włączeniu w strukturę modelu określonej pojemności, tak jak obrazuje to rys. 4.



Rys. 4. Schemat modelu kompensatora – model generatorowy z reaktancją i baterią kondensatorów:  $S_1$  – szyna przyłączeniowa kompensatora do systemu,  $X_{SL}$  – reaktancja modelująca statyzm,  $S_2$  – szyna generatora,  $G$  – generator,  $K$  – bateria kondensatorów,  $Q_{Cn}$  – moc znamionowa kondensatorów,  $U_G$  – napięcie generatora

Wprowadzona zmiana wymusza nieco inny sposób określenia niektórych parametrów modelu, które wyznaczamy w oparciu o zależności

$$Q_{G \min} = Q_{K \min} - Q_{K \max} \quad (5)$$

$$Q_{G \max} = 0 \quad (6)$$

$$U_G = \frac{U_{Kz} \cdot S_{Kn}}{S_{Kn} + s_U \cdot Q_{K \max}} \quad (7)$$

$$X_{SL} = \frac{s_U \cdot U_{Kn}^2}{S_{Kn} \cdot (1 + s_U)} \quad (8)$$

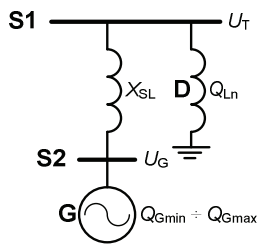


Wartość wprowadzonej pojemności należy tak dobrać, aby osiągnięta przez nią moc bierna znamionowa miała wartość równą mocy biernej członu pojemnościowego kompensatora

$$Q_{Cn} = Q_{K \max} \quad (28)$$

Ten rodzaj modelu SVC może być wykorzystany do badań zachowania systemu z kompensatorem w stanach silnych obciążeń, jak również przy modelowaniu awarii napięciowych charakteryzujących się niskimi wartościami napięć (np. zjawisko lawiny napięcia).

Druga z modyfikacji pozwala na dobre zamodelowanie kompensatora SVC w zakresie części regulacyjnej i poza zakresem regulacji przy wysokich wartościach napięć, a więc gdy kompensator pracuje w trybie indukcyjnym. Modyfikacja polega tu na włączeniu w strukturę modelu określonej indukcyjności, tak jak obrazuje to rysunek 5.



Rys. 5. Schemat modelu kompensatora – model generatorowy z reaktancją i dławikiem: S<sub>1</sub> – szyna przyłączeniowa kompensatora do systemu, X<sub>SL</sub> – reaktancja modelująca statyzm, S<sub>2</sub> – szyna generatora, G – generator, D – dławik, Q<sub>Ln</sub> – moc znamionowa dławika, U<sub>G</sub> – napięcie generatora

Podobnie, jak w poprzednim modelu, także tu wprowadzona zmiana wymusza inny sposób określania niektórych parametrów modelu, zgodny z zależnościami

$$Q_{G \min} = 0 \quad (9)$$

$$Q_{G \max} = Q_{K \max} - Q_{K \min} \quad (10)$$

$$U_G = \frac{U_{Kz} \cdot S_{Kn}}{S_{Kn} + s_U \cdot Q_{K \min}} \quad (11)$$

Wartość reaktancji X<sub>SL</sub> wyznaczana jest zgodnie ze wzorem 8. Wartość wprowadzonej indukcyjności należy tak dobrać, aby osiągnięta przez nią moc bierna znamionowa miała wartość równą mocy biernej członu indukcyjnego kompensatora

$$Q_{Ln} = Q_{K \min} \quad (12)$$

Ten rodzaj modelu może być wykorzystany do badań zachowania systemu w stanach słabego obciążenia (np. dolina nocna).

Prezentowane modele można wykorzystać w badaniach dotyczących zastosowania kompensatora STATCOM, ale trzeba pamiętać, że poprawnie zachowują się one tylko w zakresie regulacji tego kompensatora.

## 4. MODELE DYNAMICZNE

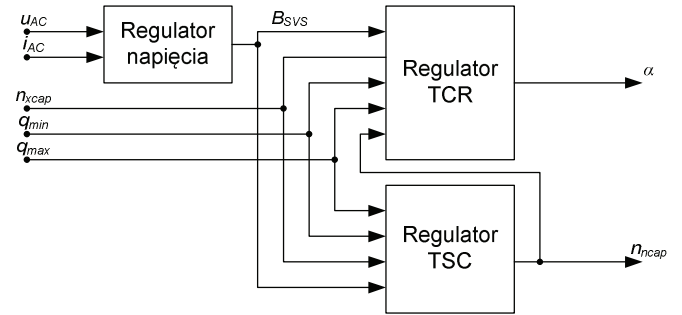
### 4.1. Model układu SVC

Kompleksowy model dynamiczny układu SVC składa się z modelu transformatora WN/SN, szyn SN do których przyłączone są moduły TSC, TSR, TCR i FC. Elementem regulującym pracę całego układu jest regulator SVC.

Dużą część programów symulacyjnych zawiera gotowe wbudowane modele transformatorów, czy filtrów, które w takim modelu można wykorzystać. Należy tylko prawidłowo dobrać parametry tych elementów do modelowanego układu SVC.

Elementy TCR, TSC i TSR wymagają uwzględnienia elementów półprzewodnikowych. Dostępne modele dynamiczne półprzewodników w programach symulacyjnych z reguły są wystarczające i nie trzeba opracowywać własnych, pozostaje tylko dobór ich parametrów.

Sercem modelu jest regulator układu SVC. Ponieważ za standardowy, z punktu widzenia sieci przesyłowej, uważa się układ SVC zawierający w swojej strukturze elementy typu TCR i TSC, to regulator takiego układu zaprezentowano na rysunku 6 i zostanie on dalej omówiony.

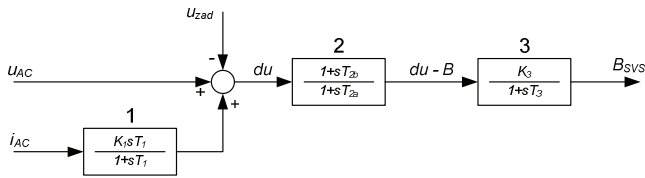


Rys. 6. Regulator układu SVC typu TCR-TSC

Do regulatora wprowadzane są sygnały wartości względnej napięcia w punkcie przyłączenia kompensatora ( $u_{AC}$ ), wartości względnej prądu kompensatora ( $i_{AC}$ ) oraz sygnały informujące o liczbie zainstalowanych członów TSC ( $n_{xcap}$ ), mocy pojedynczego członu TSC ( $q_{min}$ ) i mocy członu TCR ( $q_{max}$ ). Sygnałami wyjściowymi jest kąt załączenia tyrystorów TCR ( $\alpha$ ) oraz liczba aktualnie załączonych członów TSC ( $n_{ncap}$ ). Regulator składa się z trzech elementów: regulatora napięcia, regulatora TCR i regulatora TSC. Struktura regulatora napięcia w układzie SVC została zaprezentowana na rysunku 7.

W strukturze regulatora napięcia widoczne są trzy bloki. Pierwszy z nich (1) jest członem korekcyjnym od prądu kompensatora. Drugi (2) to człon korekcyjny napięcia, a trzeci (3) to człon inercyjny. Wzmocnienie członu inercyjnego odzwierciedla statyzm układu. Sygnałem wyjściowym z regulatora napięcia jest wartość susceptancji układu SVC ( $B_{SVS}$ ) wyrażonej w jednostkach względnych, jaką powinien osiągnąć kompensator. Poprzez porównanie względnej wartości napięcia mierzonego z wartością zadaną regulator określa, jaką wartość susceptancji powinien mieć kompensator.

Zadaniem regulatora TCR jest takie wysterowanie kąta zapłonu tyrystorów w dławiku TCR, aby osiągnąć wymaganą względną wartość susceptancji kompensatora, z uwzględnieniem liczby załączonych sekcji TSC.



Rys. 7. Regulator napięcia układu SVC

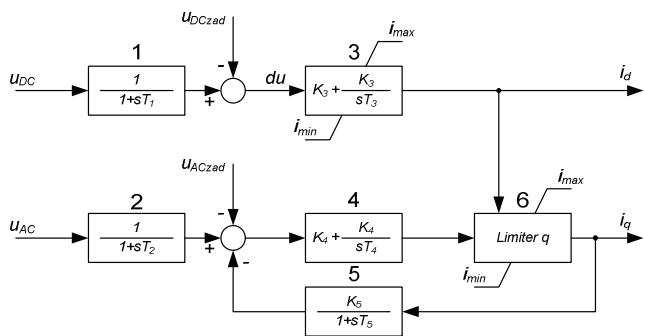
Zadaniem regulatora TSC jest kontrola i korekta liczby załączonych baterii TSC w zależności od wymaganej wartości susceptancji  $B_{SVC}$  kompensatora.

#### 4.2. Model układu STATCOM

Kompleksowy model układu STATCOM składa się z modeli takich elementów, jak transformator WN/SN, szyny SN, przekształtnik PWM, szyny DC oraz bateria kondensatorów do nich przyłączona.

Podobnie, jak w modelu SVC, także tutaj można do kompleksowego modelu kompensatora wprowadzić dostępne w programie modele elementów składowych.

W układzie STATCOM sterujemy tylko przekształtnikiem, który obciążony jest po stronie napięcia wyprostowanego pojemnością. Wartość jej dobierana jest do modelowanego układu STATCOM. Strukturę regulatora układu prezentuje rysunek 8.



Rys. 8. Regulator układu STATCOM

Do układu sterowania wprowadzane są sygnały pomiarowe napięcia w punkcie przyłączenia do sieci AC ( $u_{AC}$ ) oraz napięcia w obwodzie DC ( $u_{DC}$ ) wyrażone w jednostkach względnych. W regulatorze zadawane są wartości napięć, jakie układ ma utrzymywać w obu obwodach. Sygnałami wyjściowymi regulatora są wartości prądu w osiach d ( $i_d$ ) i q ( $i_q$ ) wyrażone w jednostkach względnych, służące do odpowiedniegoysterowania przekształtnika.

## MODELS OF POWER ELECTRONIC COMPENSATORS FOR THE ANALYSIS OF POWER SYSTEM OPERATION – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** power electronic compensators, SVC, STATCOM

This article presents selected models of power electronic compensators applied for the analysis of their operation in power system. Advantages and disadvantages of models have been presented with an indication of their usefulness for modeling of specific phenomena.

Bloki regulatora 1 i 2 odzwierciedlają opóźnienie sygnałów w torach pomiarowych napięć. Kolejne bloki pełnią rolę regulatorów napięć, przy czym blok 3 w obwodzie DC, a 4 w AC. Sygnał wyjściowy bloku 3 w postaci składowej prądu przekształtnika w osi d jest tak ograniczany, aby prąd nie przekroczył wartości dopuszczalnej dla przekształtnika. Blok 5 znajduje się w pętli sprzężenia zwrotnego toru regulacji napięcia AC i pozwala na wprowadzenie statyzmu do modelu, a ostatni z bloków (6) pełni rolę ogranicznika składowej prądu przekształtnika w osi q w zależności od wartości składowej prądu w osi d i dopuszczalnej wartości prądu przekształtnika.

#### 5. PODSUMOWANIE

Zaprezentowane modele statyczne pozwalają na zadowalające oddanie pracy kompensatorów w systemie, przy czym dokładniej odwzorowują zachowanie kompensatorów typu SVC. Ich struktura i obsługa są proste, przez co mogą być zastosowane w wielu programach wykonujących obliczenia rozplwyowe.

Modele dynamiczne pozwalają na modelowanie kompensatorów o różnych parametrach. Użytkownik sam może dobrać elementy składowe i moc urządzenia, które chce zamodelować, a także wpływać na jego dynamikę poprzez odpowiedni dobór parametrów

Opisane tu skrótowo modele zostały wykorzystane w badaniach dotyczących analiz pracy sieci elektroenergetycznej prowadzonych w programach PLANS oraz DlgSILENT PowerFactory.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Kowalak R., Małkowski R.: Energoelektroniczne kompensatory bocznikowe jako sterowane źródła mocy biernej, Acta Energetica, nr 01/2011.
2. Mahdad B., Bouktir R., Srairi K.: Strategy of Location and Control of FACTS Devices for Enhancing Power Quality, May 16-19, Benalmádena (Málaga), Spain, IEEE MELECON 2006.
3. Nabae A., Yamaguchi M.: Supression of Flicker in an Arc-Furnace Supply System by an Active Capacitance – A Novel Voltage Stabilizer in Power Systems, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 31, No. 1, January/February 1995.

## NOWOCZESNE URZĄDZENIA DO KONTROLI ROZPŁYWU MOCY W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM OPARTE NA WIELOFAZOWYM PRZEKSZTAŁTNIKU MACIERZOWYM – REFERAT KONFERENCYJNY

Jerzy SZCZEPANIK<sup>1</sup>, Tomasz SIEŃKO<sup>1</sup>

### 1. Politechnika Krakowska

**Streszczenie:** Artykuł prezentuje koncepcję konstrukcji przesuwnika fazowego zbudowanego w oparciu o przekształtnik macierzowy (MC – matrix converter) ze specjalnie opracowanym na potrzeby tego urządzenia algorytmem kontroli. W artykule zawarto również wyniki prób symulacyjnych pokazujących wpływ urządzenia na rozplływ mocy w prostym Systemie Elektroenergetycznym – SEE.

**Słowa kluczowe:** FACTS, przekształtnik macierzowy, kontrola rozplwywu mocy w SEE.

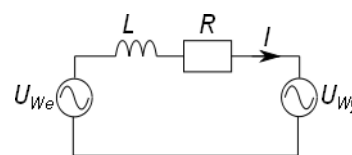
### 1. WSTĘP

Kontrola rozplwywu mocy jest jednym z kluczowych zagadnień w procesie sterowania pracą SEE. Zapewnienie prawidłowego rozplwywu mocy pozwala na osiągnięcie wysokich parametrów techniczno-ekonomicznych pracy systemu (minimalizacja strat przesyłowych, zapewnienie rezerwy stabilności). W stanach zaburzeniowych i po- zaburzeniowych w SEE kontrola rozplwywu mocy ma istotne znaczenie dla utrzymania pracy systemu (minimalizacja skutków awarii, ograniczenie ryzyka blackout'u), a zatem niezbędne jest posiadanie urządzeń pozwalających na szybką stabilizację pracy SEE.

Presja na instalację urządzeń do kontroli rozplwywu mocy w SEE będzie się powiększać w miarę zwiększania się rozmiarów SEE oraz wzrostu penetracji SEE przez źródła rozproszone i niespokojne – np. wiatraki. Z kolei nacisk na rozwój technologiczny sieci przesyłowej (mikro-grids, smart grids) zmierzający do jej optymalizacji i lepszej użycia zwiększa zapotrzebowanie na urządzenia klasy FACTS [1, 2] (Elastycznego Systemu Przesyłu Energii Elektrycznej) w tym na urządzenia przeznaczone do kontroli rozplwywu mocy.

### 2. PRZESYŁ MOCY CZYNNEJ I BIERNEJ PRZEZ LINIĘ ELEKTROENERGETYCZNĄ

Kontrola rozplwywu mocy czynnej i biernej w systemie elektroenergetycznym może być rozpatrzona poprzez pryzmat kontroli rozplwywu mocy przez linię energetyczną o uproszczonym schemacie zastępczym:



Rys. 1. Uproszczony schemat zastępczy linii z uwzględnieniem elementów wzdłużnych

Definiując moc pozorną jako  $S = U_{wy} I$  oraz biorąc pod uwagę iż:

$$I = \frac{\Delta U}{R + jX} \quad (1)$$

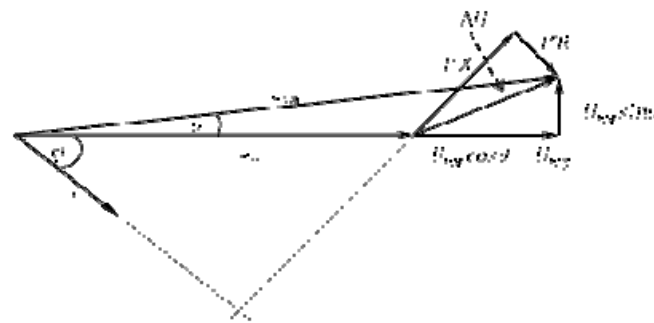
oraz

$$\Delta U = U_{we} \cos \vartheta - U_{wy} + jU_{we} \sin \vartheta \quad (2)$$

Przy założeniu że  $X \gg R$  otrzymuje się zależność:

$$S = \frac{U_{wy} U_{we}}{X} \sin \vartheta - j \frac{U_{wy} U_{we}}{X} \left( \cos \vartheta - \frac{U_{wy}}{U_{we}} \right) \quad (3)$$

Część rzeczywista mocy pozornej (tj. moc czynna) zależy silnie od kąta pomiędzy napięciami a na część urojoną (moc bierna) większy wpływ mają wartości napięć.



Rys.2. Wykres wskazowy modelu linii z rysunku 1 pracującego przy prądzie indukcyjnym gdzie:  $\varphi$  – kąt pomiędzy prądem i napięciem  $\vartheta$  – kąt pomiędzy  $U_{we}$  i  $U_{wy}$

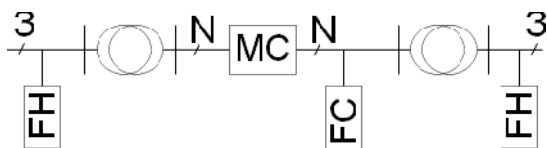
Dlatego też wydaje się że najlepszym obecnie sposobem kontrolowania przepływu mocy czynnej jest kontrola kąta

między napięciami na końcach linii, a metodą kontroli rozplywu mocy biernej jest kontrola różnicy wartości tych napięć. Techniczną realizacją tych postulatów jest kontrola kąta jednego z napięć na końcu linii za pomocą przesuwника fazowego lub za pomocą napięcia „dodawczego” (urządzenia UPFC [3]). Przesuwnik fazowy może być zrealizowany w formie transformatora [4, 5] lub układu energoelektronicznego (DC link lub proponowany w pracy przekształtnik macierzowy).

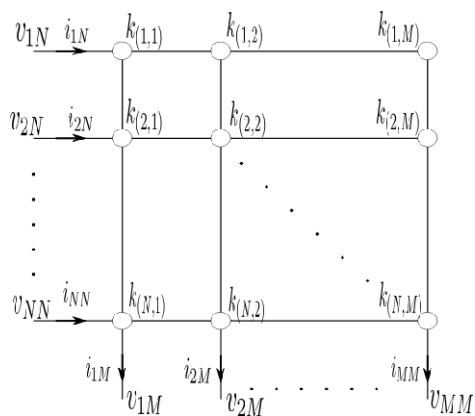
### 3. KONCEPCJA PRZESUWNika FAZOWEGO OPARTEGO NA PRZEKSZTAŁNIKU MACIERZOWYM

Schemat proponowanego urządzenia obejmującego zarówno przekształtnik macierzowy jak i urządzenia pomocnicze przedstawia rysunek 3.

Przekształtnik macierzowy MC (rys. 4) jest układem energoelektronicznym zbudowanym z kluczy o których zakłada się że są w pełni sterowane (w każdej chwili możliwe jest przejście klucza ze stanu otwarcia do stanu odcięcia jak i ze stanu odcięcia do stanu otwarcia) oraz symetryczne (własności klucza nie zależą od jego polaryzacji).



Rys. 3. Schemat blokowy przesuwnika fazowego (PS) zbudowanego z wykorzystaniem przekształtnika macierzowego. MC – przekształtnik macierzowy o wymiarze  $N \times N$ , FC – filtr komutacyjny, FH – filtry harmonicznych.



Rys. 4. Przekształtnik macierzowy – pokazano sposób indeksowania kluczy, napięć i prądów

Istnieje szereg koncepcji sterowania przekształtnika macierzowego [6]. Ze względu na specyficzne wymagania dotyczące proponowanego obszaru zastosowania do sterowania MC wykorzystano algorytm oparty na koncepcji obszarowej [7, 8]. Na potrzeby sterowania MC w stanach dynamicznych dokonano modyfikacji koncepcji obszarowej uzależniając sterowanie od faz biegnących  $\tau_N$  i  $\tau_M$  wielofazowych układów AC po stronach N i M przekształtnika.

Zwykle układ wielofazowy definiowany jest jako:

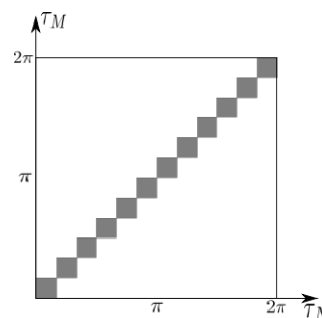
$$\mathbf{U} = \begin{bmatrix} A \cdot \sin(\omega \cdot t + \psi) \\ \vdots \\ A \cdot \sin\left(\omega \cdot t + \psi + (N-1) \frac{2 \cdot \pi}{N}\right) \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie:  $\mathbf{U}$  – wektor napięć,  $A$  – amplituda,  $N$  – ilość faz układu AC,  $\omega$  – pulsacja,  $\psi$  – faza początkowa układu AC.

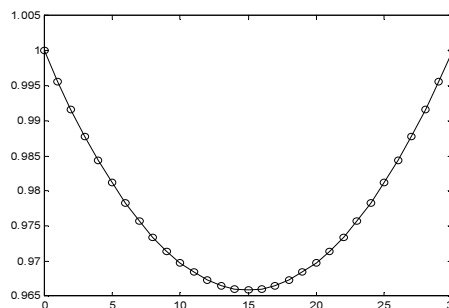
W warunkach rzeczywistych zarówno  $\omega$  jak i  $\psi$  mogą być zmienne. Fazę biegnącą dla takiego układu można zdefiniować jako:  $\tau = \omega \cdot t + \psi$ . Technicznie fazę biegnącą przebiegu można wyznaczyć za pomocą pętli fazowej (PLL).

W proponowanym urządzeniu MC pracuje w specyficznej sytuacji: dokonuje konwersji pomiędzy dwoma elektroenergetycznymi układami wielofazowymi o tej samej częstotliwości, a ta aplikacja wymaga wysokiego transferu napięcia, niewielkiego zniekształcenia prądów po obu stronach przekształtnika i nie zmieniania ani znaku ani wartości mocy biernej (dla przebiegów odkształconych wykorzystano definicję mocy biernej zaproponowaną przez Kimbark'a [9]).

W związku z powyższymi wymogami wykonano szereg analiz różnego typu obszarów przewodzenia [10, 11, 12, 13, 14, 15] i opracowano procedury ich generacji. Do sterowania proponowanego urządzenia wykorzystano obszar przewodzenia pokazany na rysunku 5. Obszar reprezentuje stan klucza na pozycji (1,1) w funkcji faz biegnących  $\tau_N$  i  $\tau_M$ . Jeśli w danej chwili  $t_i$  punkt o współrzędnych  $(\tau_N(t_i), \tau_M(t_i))$  należy do tego obszaru to klucz  $k_{(1,1)}$  znajduje się w stanie przewodzenia.



Rys. 5. Wykorzystany w pracy obszar przewodzenia dla klucza na pozycji (1,1)



Rys. 6. Zależność transferu napięcia od kąta przesunięcia wprowadzanego przez MC dla przekształtnika  $12 \times 12$  i proponowanego w pracy obszaru przewodzenia

Zaletą proponowanego w tej pracy obszaru przewodzenia jest to że umożliwia on pracę „bez interwencyjną” urządzenia tzn. możliwe jest połączenie na „stałe” wybranych faz po obu stronach przekształtnika jeśli fazy biegnące przebie-

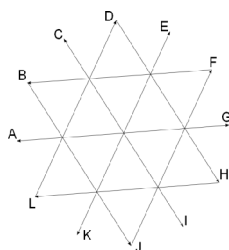
gów napięć po obu stronach przekształtnika są identyczne. Wadą: zależność transferu napięcia od kąta przesunięcia wprowadzanego przez przekształtnik. Należy jednak zauważyć że w miarę wzrostu rozmiarów matrycy przekształtnika zależność ta jest coraz mniej istotna. Istotnymi zaletami struktury wielofazowej MC [16, 17] jest zmniejszenie prądów kluczy i dla proponowanego obszaru przewodzenia – zmniejszenie zaburzeń spowodowanych komutacją.

Ze względu na łatwe wykonanie transformatorów zmieniających liczbę faz z 3 na 12 (rys.7) i z powrotem w artykule wykonano symulację dla przekształtnika 12×12.

Filtr komutacyjny (FC) pełni w urządzeniu podwójną rolę: zmienia charakter strony po której jest zainstalowany ze źródła „prądowego” na źródło „napięciowe”, a także jest częścią układów zapewniających odpowiednią jakość energii na zaciskach urządzenia.

#### 4. MODEL SYMULACYJNY URZĄDZENIA

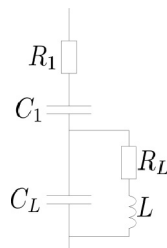
Symulację pracy urządzenia wykonano z wykorzystaniem pakietu MATLAB/Simulink z wykorzystaniem toolbox'u SimPowerSystems. Urządzenie zbudowano z standardowych bloków.



Rys.7. Wykres wskazowy strony 12-fazowej transformatora zmieniającego liczbę faz z 3 na 12

Filtr komutacyjny (FC) jest filtrem pasmowo zaporowym o schemacie układu pokazanym na rysunku 8. Wykorzystanie filtra o takiej strukturze pozwala na instalację stosunkowo dużych kondensatorów bez negatywnego oddziaływania na własności urządzenia.

Dla proponowanego rozmiaru przekształtnika macierzowego (12×12) i obszaru sterowania (rys. 5) należy spodziewać się harmonicznych rzędów: 23 i 25, 47 i 49 oraz harmonicznych wyższych rzędów.

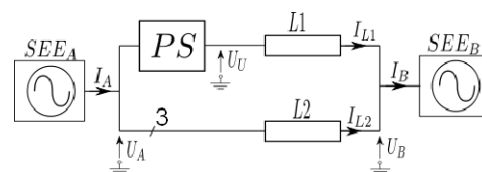


Rys. 8. Schemat filtra komutacyjnego (FC)

#### 5. PRÓBY SYMULACYJNE URZĄDZENIA

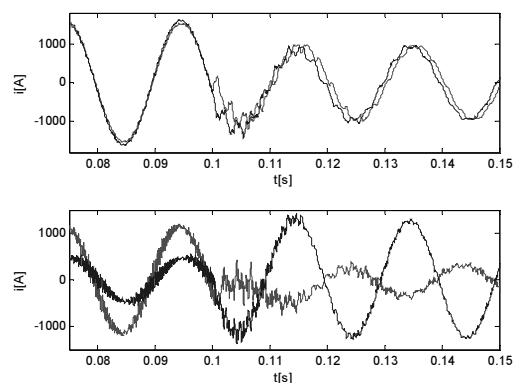
Wykonano szereg symulacji, a w opracowaniu, na rysunkach 10 i 11 pokazano tylko przykładowe przebiegi (prądy i napięcia fazy A) dla zmiany kąta wprowadzanego przez

urządzenie z  $-7,5 [^\circ]$  do  $6 [^\circ]$  w chwili 0,1 [s] (zmiana wykonana w ciągu 40 [μs]), różnica faz pomiędzy podsystemami ( $\psi_A - \psi_B$ )  $-12 [^\circ]$ , stosunek  $U_A/U_B = 0,97$ , moce zwarciove podsystemów 9GVA.

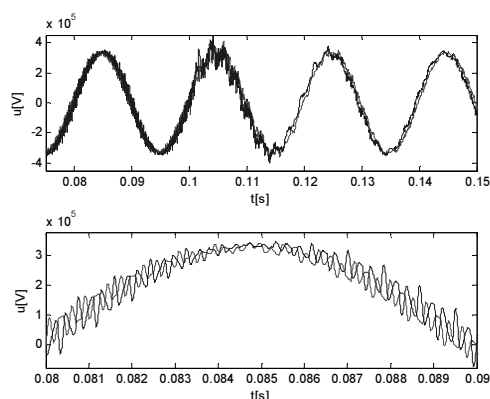


Rys. 9. Schemat układu do badania wpływu przesuwnika fazowego. SEE<sub>A</sub>, SEE<sub>B</sub> – systemy elektroenergetyczne, L1,L2 – linie elektroenergetyczne, PS – przesuwnik fazowy. Na schemacie zaznaczono lokalizację analizowanych wielkości

W przykładowym przypadku w wyniku działania urządzenia uzyskano wyniki: zmiana mocy czynnej przesyłanej przez linię L1 z 570MW na  $-156$ MW, mocy biernej z  $-3$ MVAr na 39MVAr, przez linię L2 z 228MW na 624MW i 36MVAr na  $-15$ MVAr, mocy wyprowadzanej z podsystemu A z 747MW na 462MW, i  $-42$ MVAr na 96MVAr, a z podsystemu B z 795MW na 471MW i z  $-29$ MVAr na 24MVAr.



Rys.10. Rysunek górny: przebiegi prądów w IA (czerwony) i IB (niebieski) dla układu z rysunku 9. Rysunek dolny: przebiegi prądów w IL1 (czerwony) i IL2 (niebieski).



Rys.11. Przebiegi napięcia U<sub>A</sub> (czerwony) i U<sub>U</sub>.

#### 6. WNIOSKI

Prezentowane urządzenie pozwala wpływać na statyczne parametry rozplywu mocy w SEE. Pokazane przebiegi pozwalają stwierdzić że urządzenie cechuje się bardzo wy-

soką dynamiką i powoduje bardzo krótkie stany nieustalone: może być więc użyte na przykład do tłumienia oscylacji przepływu mocy występujących w stanach pozaburzeniowych SEE.

Wraz ze wzrostem ilości faz przekształtnika rośnie rząd i równocześnie maleją amplitudy generowanych harmonicznych. Redukcję szkodliwych oddziaływań można uzyskać staranniejszym projektowaniem układów filtracji (filtry harmonicznych i komutacyjne), poprzez zwiększenie rozmiaru przekształtnika (np. 24×24, 48×48) oraz przez pewne modyfikacje obszaru przewodzenia. W chwili obecnej uznano że optymalnym ze względu na parametry i koszty rozwiązaniem jest układ 12 fazowy. Rzeczywisty układ przekształtnika został już zbudowany i przetestowany, a aktualnie trwają próby jego zastosowania do pracy w charakterze przesuwnika fazowego.

## BIBLIOGRAFIA

1. Hingorani N.G., Gyugyi L.: "Understanding Facts: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems" Published December 24th 1999 by IEEE Computer Society Press edition language English ISBN 0780334558 (ISBN13: 9780780334557).
2. Eslami M., Shareef H., Mohamed A., Khajehzadeh M.: „A Survey on Flexible AC Transmission Systems (FACTS)” *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)*, ISSN 0033-2097, R. 88 NR 1a/.
3. Namin M.H.: "Using UPFC in order to Power flow control" *Industrial Technology*, 2006. ICIT IEEE International Conference on 15–17 Dec. 2006 Digital Object Identifier 10.1109/ICIT.2006.372401.
4. Verboomen J., Van Hertem D., Schavemaker P.H., Kling W.L., Belmans R.: "Phase shifting transformers: principles and application" *Future Power Systems*, 2005 International Conference on Digital Object Identifier 10.1109/FPS.2005.204302 Publication Year: 2005, p. 6.
5. Verboomen J., Van Hertem D., Schavemaker P.H., Kling W.L., Belmans R.: "Border-Flow Control by means of Phase Shifting Transformers" *Power Tech. 2007 IEEE Lausanne*, pp. 1338–1343 Digital Object Identifier: 10.1109/PCT.2007.4538510.
6. Wheeler P.W., Rodriguez J., Clare J.C., Empringham L., Weinstein A.: „Matrix converters: a technology review" *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* Volume: 49, Issue: 2 Digital Object Identifier: 10.1109/41.993260 Publication Year: 2002, pp. 276–288.
7. Sobczyk T.J.: "Control strategy of matrix converters," in *Proc. of European Conf. on Power Electronics and Applications (EPE)*, 1993, Vol.4, pp. 93–97.
8. Sobczyk T.J.: The matrix converter – a universal power electronic unit, *Prace Instytutu Elektrotechniki, Warszawa*, 2002, Zeszyt 211, s. 6–21.
9. Balci M.E., Hocaoglu M.H.: „Comparison of power definitions for reactive power compensation in nonsinusoidal conditions" 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power 2004, Publication Year: 2004, pp. 519–524.
10. Szczepanik J., Sienko T.: "New control scheme and new application area for a multiphase matrix converter" (s. 85–89) *Third IASTED Asian Conference POWER AND ENERGY SYSTEMS April 2–4, 2007, Phuket, Thailand* ISBN CD: 978-0-88986-657-7.
11. Szczepanik J., Sienko T.: "New control algorithm for multiphase matrix converter" *Proceedings of 16<sup>th</sup> International Conference on Systems Science 4–6 September 2007, Wrocław, Poland (tom III s. 241–250)* ISBN 978-83-7493-341-4.
12. Szczepanik J., Sienko T.: "A new concept of application of multiphase matrix converter in power system" *Proceedings of EUROCON 2007 The International Conference on "Computer as a Tool" Warsaw, Poland September 9-12* ISBN: 1-4244-0813-X IEEE Catalog Number 07EX1617C.
13. Sienko T., Szczepanik J., Sobczyk T. J.: „Voltage Phase Controller for Power Systems" *Proceedings of 9<sup>th</sup> International Conference Electrical Power Quality and Utilisation. Barcelona, 9-11 October 2007* ISBN of CD 978-84-690-9441-9.
14. Szczepanik J.; Sienko T.: „New Control Strategy for Multiphase Matrix Converter" *Systems Engineering ICSENG'2008 19–21.08.2008* Page(s):121-126 Digital Object Identifier 10.1109/ICSEng.2008.44.
15. Szczepanik J.; Sienko T.: "Control scheme for a multiphase matrix converter" *EUROCON2009*. This paper appears in: *EUROCON 2009, EUROCON '09*. Publication Date: 18-23 May 2009 On page(s): 545–551 Location: St.-Petersburg Print ISBN: 978-1-4244-3860-0 INSPEC Accession Number: 10798882 Digital Object Identifier: 10.1109/EURCON.2009.5167685 Current Version Published: 20 lipiec 2009.
16. Sobczyk T.J., Sienko T.: „Application of Matrix Converter as a Voltage Phase Controller in Power System" S13-17 *IEEE SPEEDAM 23-26.05.2006 Taormina, Italy* ISBN: 1-4244-0194-1 IEEE Catalog Number: 06EX1320C.
17. Jerzy Szczepanik „Area based" Control Algorithm for Matrix Converter." *Proceedings of the Sixth IASTED International Conference on European Power and Energy Systems, June 26–28, 2006 Rhodes, Greece* pp. 413–418.

## NEW MULTIPHASE MATRIX CONVERTER BASED DEVICE FOR POWER FLOW CONTROL – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** FACTS, Matrix Converter, Power Flow Control

The article presents the concept of new matrix converter (MC) based device working as a phase shifting control device in power system. The multiphase MC is working under innovative control algorithm specially dedicated for the proposed application. The work presents the results of the simulation of the MC work in this application as well as the analysis of the MC properties.

## WYBÓR FUNKCJI PRZYNALEŻNOŚCI DLA WYSZUKIWANIA LOKALIZACJI DODATKOWYCH ŹRÓDEŁ MOCY BIERNEJ METODĄ ZBIORÓW ROZMYTYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Artur ZBRŃSKI<sup>1</sup>

1. Politechnika Gdańska, Katedra Elektroenergetyki.  
tel: 58 347 26-63 fax: 58 347 18 98 e-mail: a.zbronski@ely.pg.gda.pl

**Streszczenie:** Referat przybliża tematykę wyboru lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym. Opisywana jest metoda wyboru lokalizacji przy pomocy optymalizacji z wykorzystaniem logiki rozmytej, przy szczególnym zwróceniu uwagi na wybór funkcji rozmywających stosowanych do wnioskowania. Przedstawione są wyniki stosowania metody w przykładowym systemie elektroenergetycznym.

**Słowa kluczowe:** Kompensacja mocy biernej, optymalizacja, zbiory rozmyte.

### 1. WSTĘP

W celu zapobiegania awariom napięciowym systemu elektroenergetycznego stosuje się szereg różnych środków. Jednym z nich jest umieszczanie w niewłaściwych węzłach sieci dodatkowych źródeł mocy biernej, których celem jest zwiększenie stabilności napięciowej obszaru w którym są zainstalowane, zapewnienie szybszej odbudowy systemu po wystąpieniu awarii, a także zmniejszenie przesyłu mocy biernej, co skutkuje zmniejszonymi stratami przesyłowymi.

Planowanie rozwoju sieci jest zagadnieniem optymalizacyjnym, przy którym korzysta się z systemów sztucznej inteligencji i systemów eksperckich, ułatwiających podejmowanie decyzji oraz pozwalających uzyskać zadowalające rozwiązania.

W przyjętej do badań w tym referacie metodzie, optymalizującej lokalizację dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, do wnioskowania korzysta się z logiki rozmytej. Zaproponowana w latach 60 zeszłego wieku przez L. Zadeha, logika rozmyta rezygnuje z prostego tradycyjnego przyporządkowania (element należy do zbioru, bądź nie należy), dzięki czemu pozwala na przedstawienie pewnych nieprecyzyjnych pojęć w postaci numerycznej. W logice tej, przyjmuje się że pomiędzy stanami 0 a 1 znajdują się pewne wartości pośrednie, które określają stopień przynależności danego elementu do zbioru. Funkcje, określające stopień przynależności nazywa się funkcjami przynależności.

Wybór funkcji przynależności jest bardzo ważnym elementem konstruowania metody optymalizacyjnej wyko-

rzystującej zbiory rozmyte. Do doboru właściwej funkcji korzysta się z posiadanej wiedzy eksperckiej, czyli w sposób subiektywny. Niewłaściwy dobór funkcji może skutkować niewiarygodnymi wynikami.

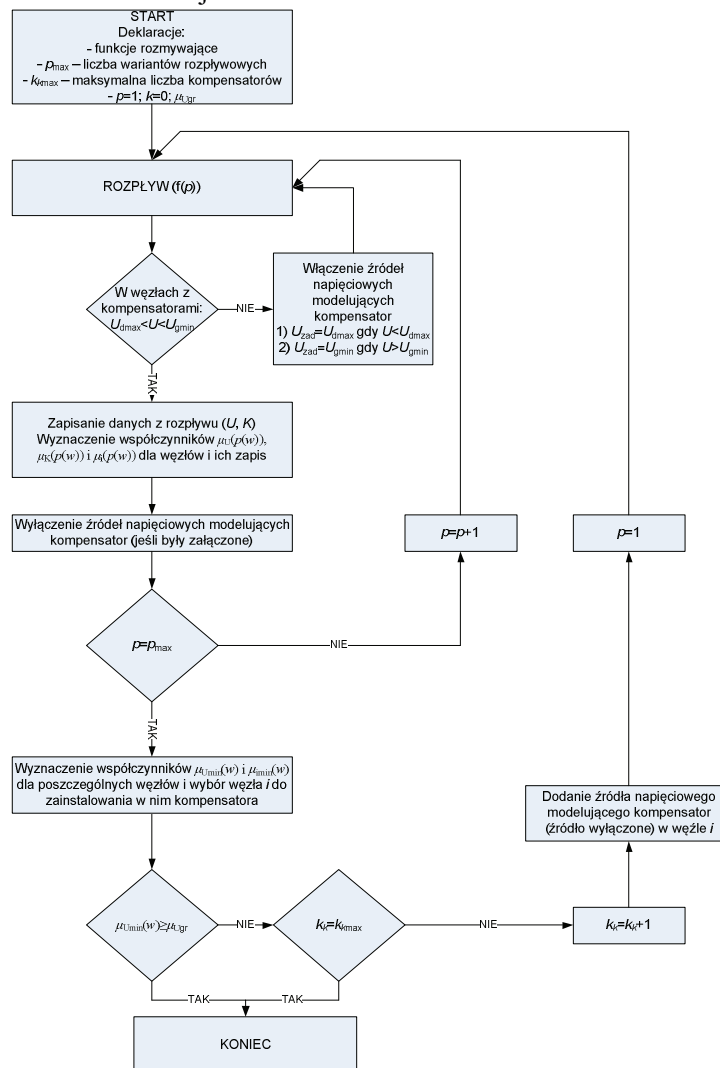
### 2. PROPONOWANA METODA LOKALIZACJI KOMPENSATORÓW W SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Przy omawianiu problematyki rozmieszczania dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, wyróżnić można trzy podstawowe zagadnienia. Pierwszym jest określenie lokalizacji kompensatora, czyli wskazanie węzła, bądź węzłów, w których wskazane jest zainstalowanie dodatkowego źródła mocy biernej ze względu na polepszenie warunków stabilności napięciowej, poprawę profili napięciowych bądź ograniczenie strat przesyłowych. Drugim wyróżnionym zagadnieniem jest określenie rodzaju źródła, które należy zainstalować w danym węźle, na podstawie określonego celu regulacji. Może być to najprostsza bateria kondensatorów, bądź bardziej nowoczesne układy energoelektroniczne typu FACTS (SVC, STATCOM). Następnie należy dobrać odpowiednie parametry kompensatora, takie jak moc znamionowa i określenie, czy ma mieć charakter indukcyjny bądź pojemnościowy. Opracowana metoda doboru kompensatora skupia się wyłącznie na pierwszym oraz ostatnim zagadnieniu.

Prezentowana metoda opiera się na analizie dwóch kryteriów: poziomów napięć oraz podatności napięciowej węzłów analizowanej sieci. Podstawą działania algorytmu metody jest wyznaczenie wyżej wymienionych parametrów dla wszystkich węzłów badanego systemu w szeregu różnych wariantów pracy sieci. Po zastosowaniu odpowiedniej funkcji rozmywającej, na podstawie wyznaczonych wartości oblicza się współczynniki przyporządkowania  $\check{e}_U(p(w))$  dla napięcia,  $\mu_K(p(w))$  dla podatności napięciowej, oraz charakteryzujący węzeł  $\mu_i(p(w))$ . Wartość współczynnika  $\mu_i(p(w))$  wyznacza się na podstawie iloczynu pozostałych dwóch współczynników. Charakter funkcji rozmywających szerzej opisany jest w punkcie 3 referatu.

Przy wyborze lokalizacji dodatkowego źródła mocy biernej korzysta się z dwóch współczynników charakteryzujących węzły:  $\mu_U(p(w))$  oraz  $\mu_K(p(w))$ . Węzeł, dla którego  $\mu_U(p(w))$  osiąga wartość najniższą, wytypowany jest do zainstalowania w nim kompensatora. Współczynnik  $\mu_U(p(w))$  ma na celu sprawdzenie czy w systemie występują przekroczenia napięciowe. Moc kompensatora dobierana jest w taki

sposób, aby wstrzykiwana przez niego moc bierna pozwalała na utrzymanie w węźle takiej wartości napięcia, aby zapewnić spełnienia kryterium napięciowego (aby wartość napięcia w węźle nie przekraczała wartości minimalnej, bądź maksymalnej). Strukturę algorytmu metody zaprezentowano na rysunku 1.



Rys. 1. Algorytm metody lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym.

### 3. DOBÓR FUNKCJI PRZYNALEŻNOŚCI

Aby na podstawie opisanej metody otrzymać wiarygodne wyniki należy odpowiednio dobrać funkcje przynależności. Funkcja przynależności realizuje odwzorowanie danej zmiennej do przedziału z zakresu  $[0, 1]$ .

$$\mu_A(x) : X \rightarrow [0, 1] \quad (1)$$

Wartość ta, zwana stopniem przynależności, informuje, w jakim stopniu element  $x$  należy do zbioru rozmytego. W literaturze [1, 2, 3] można znaleźć wiele przykładów funkcji przynależności. Poniżej przedstawione zostały najbardziej uniwersalne.

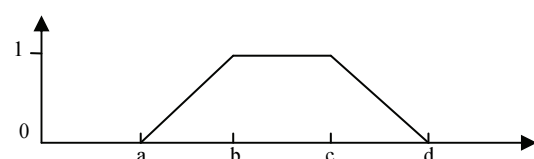
#### 3.1. Przegląd funkcji przynależności

Ze względu na małą liczbę danych potrzebnych do zdefiniowania funkcji, oraz łatwość modyfikacji parametrów funkcji w trakcie prowadzenia doświadczeń, najpopularniejszymi funkcjami przynależności są funkcje wielokątne. Naj-

popularniejszymi funkcjami wielokątnymi są funkcja trójkątna oraz trapezowa.

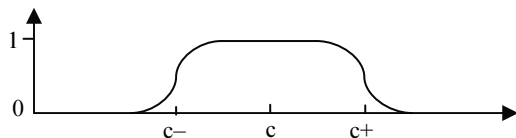
Można również stosować tzw. intuicyjne funkcje przynależności, których założeniem jest, że są różniczkowalne w całym zakresie rozważań. Wśród takich funkcji można wyróżnić funkcję Gaussa, dzwonowe funkcje, bądź funkcje sigmoidalne.

Poza wymienionymi, stosuje się również inne formy funkcji przynależności, stworzone do potrzeb badawczych na podstawie doświadczeń ekspertów.



Rys. 2. Przykład trapezowej funkcji przynależności





Rys. 3. Przykład dzwonowej funkcji przynależności

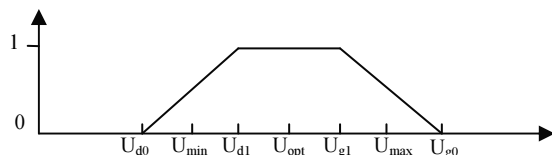
### 3.2. Dobór funkcji przynależności do stosowanej metody

Podstawą działania algorytmu jest wyznaczenie dwóch parametrów, poziomu napięcia w węźle, oraz podatności napięciowej węzła. Dla obu tych parametrów należy wyznaczyć funkcje przynależności.

#### a) dobór funkcji przynależności dla poziomu napięcia

Poziom napięcia w węźle można określić jako „właściwy” wtedy, gdy jego wartość zawiera się między ustalonymi granicami  $U_{\min}$  oraz  $U_{\max}$ . Przyjmując, że określenie właściwy odnosi się do wartości większej niż zero na pokazanych wcześniej rysunkach 2,3 oraz 4, wszystkie opisane powyżej funkcje przynależności można przypisać do tego stwierdzenia.

Większa prostota w korzystaniu oraz łatwość modyfikacji parametrów zdecydowała o wyborze funkcji trapezowej jako funkcji rozmywającej poziom napięcia w zastosowanej metodzie.



Rys. 4. Funkcja przynależności dla napięcia zastosowana w proponowanej metodzie

gdzie:

$$U_{d0} = U_{\min} - 0,5 \left( \frac{U_{\max} + U_{\min}}{2} - U_{\min} \right) \quad (2)$$

$$U_{d1} = U_{\min} + 0,5 \left( \frac{U_{\max} + U_{\min}}{2} - U_{\min} \right) \quad (3)$$

$$U_{g1} = U_{\max} - 0,5 \left( U_{\max} - \frac{U_{\max} + U_{\min}}{2} \right) \quad (4)$$

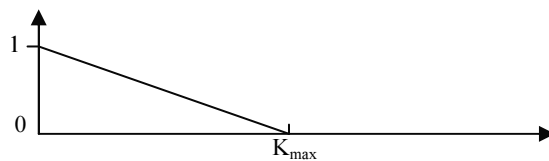
$$U_{g0} = U_{\max} + 0,5 \left( U_{\max} - \frac{U_{\max} + U_{\min}}{2} \right) \quad (5)$$

Wokół napięcia  $U_{opt}$ , określonego jako środek przedziału min-max, występuje obszar dla którego napięcie jest doskonale właściwe, więc funkcja przynależności przyjmuje wartość 1. Należy zauważyć, że wartość funkcji przynależności dla wartości maksymalnej i minimalnej wynoszą 0,5, czyli wartości nie zerowe, mimo że napięcie nie jest „właściwe”. Można w ten sposób różnicować, jeżeli wystąpi sytuacja w której w kilku węzłach nastąpi przekroczenie napięciowe.

#### b) dobór funkcji przynależności dla wartości podatności napięciowej

Wartość podatności napięciowej węzła można określić jako „właściwą” jeżeli jest jak najbliższa 0, a napięcie w tym węźle nie przekracza wartości dozwolonych. Oznacza to, że im większa ta wartość, tym bardziej sytuacja węzła oddala

się od „właściwej”. Ze względu na prostotę modyfikacji wybrano jednostronną funkcję trójkątną. Rysunek 5 przedstawia zastosowaną dla podatności napięciowej funkcję przynależności.



Rys. 5. Funkcja przynależności dla podatności napięciowej zastosowana w proponowanej metodzie.

Współczynnik  $K_{\max}$  przyjęto jako odwrotność dwukrotności mocy zwarciowej węzła. Dzięki takiej operacji, gdy dla węzła podatność napięciowa się zwiększy, zmniejszy się współczynnik określający wartość podatności jako „właściwą”.

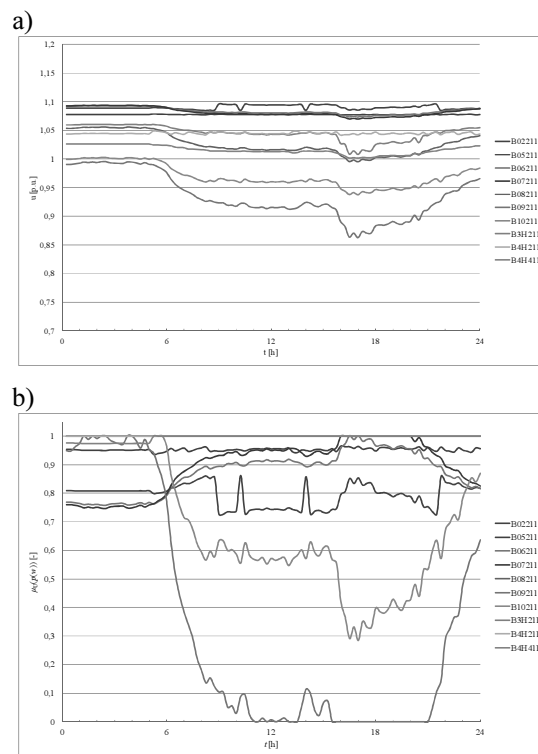
## 4. WYNIKI BADAŃ MODELOWYCH

Aby przedstawić rezultat działania metody doboru lokalizacji kompensatorów, przeprowadzono badania symulacyjne na testowym modelu.

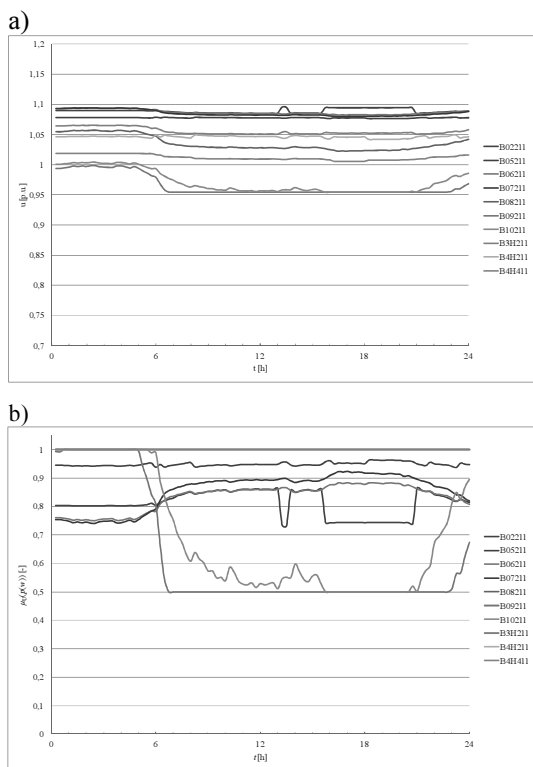
Działanie algorytmu wykazało potrzebę zainstalowania w układzie dwóch kompensatorów. Miejsce zainstalowania oraz zakresy wyznaczonych dla tych kompensatorów mocy przedstawiono w tabeli 1.

Tablica 1. Węzły wybrane do zainstalowania kompensatora oraz zakresy mocy generowanych w różnych wariantach.

Węzeł	Wyznaczony zakres mocy biernej [Mvar]	
B09211	0	74,8
B10211	-2,9	12,6



Rys. 6. a) przebiegi napięć w obserwowanych węzłach b) wartości współczynnika  $\mu_U(p(w))$  w obserwowanych węzłach przykładowej sieci



Rys. 7. a) przebiegi napięć w obserwowanych węzłach b) wartości współczynnika  $\mu_U(p(w))$  w obserwowanych węzłach przykładowej sieci po wprowadzeniu kompensatorów.

Rysunek 6a) przedstawia wartości napięć w wybranych węzłach modelowanej sieci. Rysunek 6b) przedstawia wyznaczone na tej podstawie współczynniki  $\mu_U(p(w))$ , zgodnie z funkcją przynależności przedstawioną na rys.5. Jak widać, w dwóch węzłach występuje sytuacja, w której wartość tego współczynnika przekracza wartość 0,5. Wynika z tego, że napięcie w danym węźle znacznie przekracza zakres napięć dozwolonych w danym węźle. Węzły te zostały wytypowane do zainstalowania kompensatora, i jak widać na rysunku 7a), wartości napięć nie przekraczają wartości przyjętej jako

minimalnej 0,95 p.u. Tym samym, wartości współczynnika przynależności nie przekraczają wartości 0,5, co przedstawiono na rys. 7b). Wpływ zainstalowanych kompensatorów widać w pozostałych węzłach systemu.

## 5. WNIOSKI

Własności zbiorów rozmytych pozwalają na przybliżenie zjawisk tak, aby przypominały ludzkie postrzeganie. Pomaga to skonstruować pewne intuicyjne zasady tak, aby można je było zastosować w procesach optymalizacyjnych.

Bardzo ważnym elementem zastosowania logiki rozmytej w rozważaniach jest właściwy dobór kształtu oraz parametrów funkcji rozmywającej. Niezbędna jest do tego wiedza o danym zjawisku. Zastosowanie odpowiednich operacji na otrzymanych wynikach pozwala na wykorzystanie wielu parametrów do analizy.

## BIBLIOGRAFIA.

1. Driankov D., Hellendoorn H., Reinfrank M.: Wprowadzenie do sterowania rozmytego, WNT, Warszawa 1996. ISBN 83-204-2030-X.
2. Jyh-Shing, Jang R.: Neuro-Fuzzy and Soft Computing: A Computational Approach to Learning and Machine, 1997, ISBN 01-326-1066-3.
3. Zadeh L.A.: Fuzzy Sets: Information and control, 1965
4. Kowalak R., Zajczyk R., Zbroński A.: Lokalizacja źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem metody zbiorów rozmytych, Wiadomości Elektrotechniczne 01/2013, ISSN 0043-5112.
5. Kowalak R., Małkowski R., Zajczyk R., Zbroński A.: Statyczne kompensatory bocznikowe i ich lokalizacja w sieci przesyłowej, Energetyka XXIII OWE, Katowice 2012, ISSN0013-7294.

## CHOOSING MEMBERSHIP FUNCTION FOR METHOD OF LOCALIZATION OF ADDITIONAL REACTIVE POWER SOURCES IN POWER GRID USING FUZZY LOGIC – CONFERENCE PAPER

**Key words:** Reactive power compensation, Optimization, fuzzy logic.

This paper introduces choosing localization for additional reactive power sources for power grid. The fuzzy logic method for localization is described, with special attention focused on choosing proper fuzzification method, used for reasoning. Results of using such method are presented for example power network.

## PRZEGLĄD I WYBRANE WYNIKI TESTÓW WSPÓŁCZESNYCH UKŁADÓW KOORDYNACJI DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ ODLEGŁOŚCIOWYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Emil BARTOSIEWICZ<sup>1</sup>, Ryszard KOWALIK<sup>1</sup>, Marcin JANUSZEWSKI<sup>1</sup>

1. Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Warszawska

**Streszczenie:** Referat przedstawia krótki przegląd układów koordynacji, dostępnych w nowoczesnych zabezpieczeniach odległościowych linii elektroenergetycznych, oraz przykładowe wyniki testów wybranych układów koordynacji wraz z opisem metod testowania. Zaprezentowane zostały także różnice w sprzętowych implementacjach niektórych układów. Funkcje koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych zostały przetestowane na przykładzie urządzeń serii UR firmy GE Multilin. Każdy z dostępnych układów koordynacji został sprawdzony w testach syntetycznych oraz podczas rzeczywistej współpracy urządzeń D60 i D90Plus. Dla układu POTT i przekaźników L90, koordynacja została zrealizowana przy wykorzystaniu różnych rodzajów łącza transmisyjnego.

**Słowa kluczowe:** automatyka zabezpieczeniowa; testowanie zabezpieczeń; sieci SDH.

### 1. WSTĘP

Możliwość rozróżnienia pomiędzy zwarciami wewnętrznymi i zewnętrznymi dla każdej z nastawionych stref działania oraz w każdym z kierunków, wydaje się być główną zaletą zabezpieczeń odległościowych. Jednakże, w przypadku autonomicznej pracy tych przekaźników na każdym z końców chronionej linii, ograniczenie zasięgu strefy bezzwłocznej skutkuje niezdolnością do szybkiego obustronnego jej wyłączenia dla niektórych lokalizacji zwarć wewnętrznych.

Problem związany z wykorzystaniem zabezpieczeń odległościowych do ochrony dwustronnie zasilanej linii przesyłowej zostanie krótko omówiony. Zasięg bezzwłocznej strefy żadnego z przekaźników nie może, ze względu na konieczność zapewnienia selektywności działania, być nastawiony na pokrycie całej chronionej linii. Zasięg pierwszej strefy obejmuje zazwyczaj 80–90% jej długości, dla każdego z przekaźników. Wypadkowy obszar objęty szybkim i obustronnym wyłączeniem stanowi zatem 60–80%. Oba końcowe fragmenty linii (każdy stanowiący 10–20% jej długości) znajdują się już w drugiej strefie działania jednego z przekaźników, a więc zwarcia w nich są wyłączane z pewną zwłoką czasową (typowo 0,2–0,4 s).

Rozwiązaniem problemu ograniczonego zasięgu bezzwłocznej ochrony jest zastosowanie układów koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych, wykorzystujących

łącze telekomunikacyjne oraz dedykowane funkcje dostępne w urządzeniach.

W referacie przedstawione zostaną przykładowe wyniki testów, zrealizowanych w Laboratorium Automatyki Elektroenergetycznej, w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Ich celem było zbadanie działania rzeczywistych układów koordynacji, zaimplementowanych w urządzeniach zabezpieczeniowych firmy GE Multilin.

Testy zostały przeprowadzone w trzech etapach:

- pierwszym etapem były syntetyczne, zrealizowane w dwóch krokach, testy układów koordynacji dostępnych w urządzeniu D60:
  - system współbieżny bezwarunkowy DUTT (ang. *Direct Under-reaching Transfer Trip*),
  - system współbieżny z przyzwoleniem PUTT (ang. *Permissive Under-reaching Transfer Trip*),
  - system współbieżny z wyłączeniem ze strefy wydłużonej POTT (ang. *Permissive Over-reaching Transfer Trip*) i jego zmodyfikowana wersja (ang. *Hybrid POTT*),
  - system przeciwbieżny z przesyłem sygnału blokowania DCB (ang. *Directional Comparison Blocking*),
  - system przeciwbieżny z przesyłem sygnału odblokowania DCUB (ang. *Directional Comparison Unblocking*);
- drugi etap testów stanowiło badanie rzeczywistej koordynacji pomiędzy urządzeniami D60 i D90Plus, zrealizowanej przy wykorzystaniu wszystkich wymienionych powyżej układów koordynacji oraz bezpośredniego połączenia pomiędzy wejściami i wyjściami dwustanowymi przekaźników;
- trzecim etapem były testy układu POTT koordynacji między dwoma urządzeniami L90, z wykorzystaniem różnych rodzajów łącza telekomunikacyjnego:
  - brak łącza (brak koordynacji – jako odniesienie),
  - bezpośrednie połączenie kablem krosowanym, w standardzie Ethernet/IEC61850,
  - połączenie Ethernet/IEC61850 przez przełączniki,
  - połączenie Ethernet/IEC61850 przez przełączniki i sieć cyfrową SDH (ang. *Synchronous Digital Hierarchy*),
  - bezpośrednie połączenie optyczne w standardzie C37.94,
  - połączenie optyczne (C37.94) przez sieć SDH.

## 2. TYPOWE UKŁADY KOORDYNACJI

Układy koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych można podzielić, pod względem rodzaju sygnałów wymienianych między przekaźnikami, na:

- automatyki typu wyłączającego (ang. *tripping*):
  - bezpośrednio (ang. *direct*),
  - z przyzwoleniem (ang. *permissive*);
- automatyki typu blokującego:
  - blokowania (ang. *blocking*),
  - odblokowania (ang. *unblocking*).

Systemy koordynacji wykorzystujące transmisję sygnałów wyłączających są także nazywane współbieżnymi, a w przypadku sygnałów blokujących – przeciwbieżnymi. Można wyróżnić pięć podstawowych układów współpracy przekaźników odległościowych:

- system współbieżny bezwarunkowy (DUTT),
- system współbieżny z przyzwoleniem (PUTT),
- system współbieżny z wyłączeniem ze strefy wydłużonej (POTT),
- system przeciwbieżny z przesylem sygnału blokowania (DCB),
- system przeciwbieżny z przesylem sygnału odblokowania (DCUB).

Wybór konkretnego systemu koordynacji powinien być uwarunkowany poziomem integracji pomiędzy łączem telekomunikacyjnym a właściwą aparaturą elektroenergetyczną. Automatyki typu blokującego są preferowane, gdy medium transmisyjne stanowi integralną część chronionego odcinka linii, np. dla łącza wysokiej częstotliwości PLC (ang. *Power Line Carrier*). Jest to uzasadnione narażeniem tego rodzaju łącza na zakłócenia, które mogą utrudniać bądź uniemożliwiać transfer sygnałów wyłączających, a w przypadkach skrajnych – doprowadzać nawet do zdarzeń zbędnych. W przypadku wydzielonego (odrębnego) medium transmisyjnego, np. łącza światłowodowego, mikrofalowego czy rozległej sieci telekomunikacyjnej SDH ([1–4]), awaria bądź zakłócenia w części elektroenergetycznej nie mają zazwyczaj wpływu na wymianę informacji między urządzeniami zabezpieczeniowymi. Bardziej korzystne jest wtedy stosowanie sygnałów typu wyłączającego.

### 2.1. System współbieżny bezwarunkowy – DUTT

Układ ten bazuje na pierwszej (bezwłocznej) strefie działania zabezpieczenia. W chwili wystąpienia zwarcia w tej właśnie strefie przekaźnika lokalnego, generuje on sygnał wyłączenia bądź pobudzenia (w zależności od sposobu implementacji funkcji w danym urządzeniu) i wysyła go na przeciwległy koniec chronionej linii za pomocą łącza telekomunikacyjnego. Zdalny przekaźnik odbiera ten sygnał i bezwarunkowo generuje sygnał na otwarcie wyłącznika.

System współbieżny bezwarunkowy (zwany także układem bezpośredniego wyłączenia) charakteryzuje się niewielką wiarygodnością decyzji wyłączającej, ze względu na brak lokalnej kontroli warunków rozruchu.

### 2.2. System współbieżny z przyzwoleniem - PUTT

W przeciwieństwie do układu DUTT, zdalne wyłączenie nie jest w tym przypadku bezwarunkowe.

Pobudzenie (bądź zadziałanie) przekaźnika lokalnego w strefie I jest wykorzystywane do generowania sygnału wyzwalającego dla zdalnego przekaźnika. Jednakże, wysłanie sygnału na otwarcie wyłącznika w stacji odległej uwa-

runkowane jest spełnieniem dodatkowego wymogu – pobudzenia przekaźnika zdalnego w jednej ze stref „do przodu”.

PUTT jest systemem odpornym na zakłócenia w łączu transmisyjnym. Falszywy zdalny sygnał wyzwalający nie jest uwzględniany przy braku lokalnego odnotowania zwarcia w kierunku „do przodu”.

### 2.3. Wyłączenie ze strefy wydłużonej – POTT

System POTT wykorzystuje strefę drugą (np. w urządzeniach serii UR od GE Multilin [5]-[7]) lub wydłużoną strefę pierwszą (np. w urządzeniach Siemens SIPROTEC [8]) do generowania zdalnego sygnału wyzwalającego, transmitowanego na przeciwległy koniec linii.

Sygnał na otwarcie wyłącznika jest, przez każdy z przekaźników, generowany po spełnieniu dwóch warunków:

- lokalnego pobudzenia w strefie drugiej lub wydłużonej strefie pierwszej,
- otrzymania zdalnego sygnału wyzwalającego z przeciwległej stacji elektroenergetycznej.

Niektóre implementacje sprzętowe automatyki POTT (np. w serii UR od GE Multilin) pozwalają na wykorzystywanie dodatkowych warunków rozruchowych – na przykład pobudzenia od funkcji zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego kierunkowego.

### 2.4. Układ z przesylem sygnału blokującego - DCB

DCB jest pierwszą z dwóch typowych automatyk typu przeciwbieżnego. Także w tym przypadku, można wyróżnić dwie odmienne implementacje układu:

- rozwiązanie wykorzystujące strefę drugą każdego z przekaźników dla potrzeb realizacji porównania kierunku widzenia miejsca zwarcia (np. urządzenia GE Multilin);
- rozwiązanie wykorzystujące, dla porównania kierunku odnotowania zwarcia, wydłużoną strefę szybką (pierwszą) każdego z przekaźników (np. Siemens).

W przypadku zwarcia zewnętrznego, zabezpieczenie lokalne zostaje pobudzone w strefie wstecznej. Wysyła ono sygnał blokujący na przeciwległy koniec linii. Zostaje on odebrany przez przekaźnik zdalny, który w efekcie nie generuje bezzwłocznego sygnału na otwarcie wyłącznika, pomimo odnotowania zwarcia w kierunku „do przodu”.

W przypadku zwarcia wewnętrznego (widzianego w kierunku „do przodu” przez oba przekaźniki jednocześnie), nie jest transmitowany żaden sygnał. Pozwala to na szybkie wygenerowanie sygnałów wyłączających, niezależnie w każdej ze stacji elektroenergetycznych.

### 2.5. Układ z przesylem sygnału odblokowania - DCUB

System DCUB może zostać zaimplementowany na dwa różne sposoby, analogiczne jak w przypadku DCB. Jednakże, tym razem przesyłany jest sygnał odblokowujący wyłączenie szybkie.

Pojawienie się zwarcia wewnętrznego w chronionej linii, skutkuje tym razem wygenerowaniem i nadaniem (niezależnie przez każdy z przekaźników) sygnału odblokowania. Odebranie tego sygnału przez przeciwległe zabezpieczenie stanowi dla niego zdalne przyzwolenie na bezzwłoczne otwarcie wyłącznika.

### 3. TESTY SYNTETYCZNE AUTOMATYK WSPÓLPRACY Z ŁĄCZEM

Syntetyczne badanie automatyk współpracy z łączem, zaimplementowanych w urządzeniu D60, zostało przeprowadzone przy wykorzystaniu testera mikroprocesorowego CMC-156 firmy *OMICRON electronics*, obsługiwanego za pomocą dedykowanego oprogramowania dla komputera klasy PC.

Konfigurację urządzenia D60 [5] i jego funkcji koordynacyjnych zrealizowano poprzez dedykowane oprogramowanie *EnerVista UR Setup*, a jej poprawność została wstępnie zweryfikowana za pomocą wybranych modułów środowiska testowego *Omicron Test Universe*.

Celem tego etapu testów było zweryfikowanie (przy wykorzystaniu wejść i wyjść dwustanowych testera CMC) poprawności generowania i interpretacji, przez urządzenie D60, dedykowanych sygnałów automatyk współpracy z łączem, dla każdego dostępnego sposobu kodowania (1-, 2- lub 4-bitowego) oraz dla każdego rodzaju zwarcia (zewewnętrznych i wewnętrznych, międzyfazowych i doziemnych). Wielobitowe kodowanie sygnałów w urządzeniach serii UR pozwala na przekazywanie informacji nie tylko o wystąpieniu zwarcia, ale także o jego rodzaju i fazach nim objętych. Sekwencje testowe, symulujące odpowiednie rodzaje zwarć, były każdorazowo projektowane i wymuszane (prądy i napięcia w każdej z faz) za pomocą modułu *Omicron State Sequencer*, wchodzącego w skład środowiska *Omicron Test Universe*.

Odnotowane zostało poprawne działanie funkcji koordynacyjnych urządzenia D60, zarówno w aspekcie generowania sygnałów wyłączających i blokujących (przełącznik w roli zabezpieczenia lokalnego), jak i ich interpretacji (przełącznik jako zabezpieczenie zdalne).

### 4. TESTY RZECZYWISTEJ KOORDYNACJI POMIĘDZY DWOMA URZĄDZENIAMI

Dodatkowym elementem stanowiska był w tym przypadku wzmacniacz CMS-156 firmy *OMICRON electronics*, który pozwolił na wymuszanie dodatkowych trzech prądów i trzech napięć dla urządzenia D90Plus. Konfiguracja logiki wewnętrznej terminala [7] i jego funkcji współpracy z łączem została zrealizowana przy wykorzystaniu dedykowanego oprogramowania *EnerVista UR Plus Setup*.

Drugi etap testów został przeprowadzony dla sprawdzenia poprawności rzeczywistej współpracy pomiędzy urządzeniami D60 i D90Plus (połączonymi bezpośrednio za pomocą wyjść i wejść dwustanowych), dla każdej z dostępnych automatyk współpracy z łączem. Zabezpieczenie D60 pełniło przy tym rolę zabezpieczenia lokalnego (bliższego symulowanemu zwarcia), a D90Plus – rolę zabezpieczenia zdalnego. Dodatkowo (dla automatyki POTT) zmierzone zostały różnice czasu wysyłania, przez każde z urządzeń, sygnału na otwarcie wyłącznika.

Wykorzystanie testerów mikroprocesorowych pozwoliło na sprawdzenie funkcji koordynacyjnych działania urządzenia D60, zarówno podczas generowania sygnałów wyłączających oraz blokujących (przełącznik w roli zabezpieczenia lokalnego), jak i ich interpretacji (przełącznik jako zabezpieczenie zdalne).

### 5. TESTY PORÓWNAWCZE RÓŻNYCH RODZAJÓW ŁĄCZA KOMUNIKACYJNEGO

Ostatni etap (III) przeprowadzonych badań laboratoryjnych miał na celu porównanie różnych rodzajów łączy transmisyjnych w aspekcie ich przydatności w układach koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych. W tym etapie testów wykorzystywane były dwa urządzenia L90 [6] i tylko jedna automatyka współpracy z łączem – POTT. Do przeprowadzenia testów potrzebne były wyłączenie dwa wejścia dwustanowe testera CMC-156 – po jednym na sygnał wyłączający z obu urządzeń L90.

Najistotniejszym zagadnieniem są opóźnienia zadziałania przełącznika zdalnego względem lokalnego, odnotowane przy zastosowaniu poszczególnych rodzajów łączy transmisyjnego, oraz różnice pomiędzy nimi. Pomiary dla każdego z połączeń zostały wykonane wielokrotnie dla transmisji w każdym z kierunków. Ich uśrednione wartości zebrano w tabelicy 1. W przypadku braku koordynacji, opóźnienie zadziałania przełącznika zdalnego przekracza 500 ms. Związane jest to z jego działaniem w drugiej strefie.

Tabela 1. Zestawienie średnich opóźnień między czasem zadziałania przełącznika zdalnego i lokalnego

Zastosowane łącze komunikacyjne między skoordynowanymi (w automatyce POTT) zabezpieczeniami	Średnia różnica pomiędzy czasami zadziałania
	[ms]
Brak łącza/koordynacji (wartość odniesienia)	504,1
Bezpośrednie połączenie wejść i wyjść dwustanowych (dane z etapu II badań)	6,2
Bezpośrednie połączenie (kabel krosowany) w standardzie Ethernet/IEC61850 (GOOSE/GSSE)	3,8
Połączenie w standardzie Ethernet/IEC61850 (GOOSE/GSSE) z wykorzystaniem przełącznika ( <i>switch</i> )	5,1
Połączenie w standardzie Ethernet/IEC61850 (GOOSE/GSSE) przez przełączniki i sieć cyfrową SDH (moduł)	10,4
Bezpośrednie połączenie optyczne (światłowod 820 nm, G.651) w standardzie w standardzie C37.94	6,9
Łącze optyczne w standardzie C37.94, wprowadzone do sieci cyfrowej SDH	14,1

Wykorzystanie automatyki POTT zapewnia obniżenie wartości tego opóźnienia do kilku-kilkunastu milisekund. Najmniejsze opóźnienie zostało odnotowane dla bezpośredniego połączenia Ethernet w standardzie IEC61850, co wynika z największej przepływności tego łącza – 100 Mb/s. Zastosowanie przełączników powoduje wprowadzenie dodatkowego opóźnienia na poziomie 1 ms, a zrealizowanie transmisji przez telekomunikacyjną sieć cyfrową SDH – kolejne 5 ms. Bezpośrednie łącze optyczne (64 kb/s) w standardzie C37.94 zapewnia opóźnienie na średnim poziomie blisko 7 ms, a po wprowadzeniu do sieci SDH - około 14 ms. Niewielka zwłoka czasowa działania przełącznika zdalnego w przypadku bezpośredniego połączenia wejść/wyjść dwustanowych przełączników serii D (poprzedni etap badań), wynosząca około 6 ms, wynika z wykorzystania szybkich (statycznych) wyjść typu *Form-C*.

Tablica 2. Zestawienie wartości opóźnień wprowadzanych przez sieć cyfrową SDH

Protokół komunikacyjny		Ethernet / IEC61850	C37.94
Moduł multiplexera SDH (TN1Ue firmy GE Multilin)		ETHER-100	DATA-NX64F
Opóźnienie sieci SDH [ms]	Zwarcie przy L90 (1) (L90_prawy)	5,2	7,4
	Zwarcie przy L90 (2) (L90_lewy)	5,5	6,9
	Średnio	5,35	7,15
Asymetria kierunkowa / (1) – (2) / [ms]		-0,3	0,5

Dodatkowe opóźnienie, wprowadzane przez sieć cyfrową SDH (tablica 2), jest różne dla poszczególnych standardów telekomunikacyjnych. Dla transmisji w standardzie C37.94, sieć SDH generuje opóźnienie o około 40% większe (2 ms) niż dla protokołu Ethernet/IEC61850. Jest to spowodowane, odmiennym dla obu standardów, sposobem enkapsulacji i właściwej transmisji danych w sieci SDH. Dla połączeń optycznych (C37.94) wykorzystywany jest kontener wirtualny VC-12 (przepływność 2Mb/s), wobec kontenera VC-3 (przepływność około 50 Mb/s) dla połączeń w protokole IEC61850.

Tablica 3. Zestawienie czasów zadziałania przekaźników z rozróżnieniem kierunku transmisji

Łącze komunikacyjne	Opóźnienie czasu zadziałania [ms]		Różnica kierunkowa [ms]
	Zwarcie przy L90 (1) / sygnał do L90 (2) /	Zwarcie przy L90 (2) / sygnał do L90 (1) /	
Ethernet/IEC61850 bezpośrednio	4,5	3	1,5
Ethernet/IEC61850 przez przełączniki	5,9	4,2	1,7
Ethernet/IEC61850 podłączone do SDH przez przełączniki	11,1	9,7	1,4
Bezpośrednie łącze optyczne C37.94	7	6,9	0,1
Połączenie C37.94 przez sieć SDH	14,3	13,8	0,5

Asymetria kierunkowa opóźnień, wprowadzanych przez sieć SDH, jest niewielka (zaledwie kilka procent wartości całego opóźnienia) i niezdefiniowana kierunkowo – w przypadku jednego standardu ma (dla przyjętej konwencji pomiaru) wartość ujemną, a dla drugiego dodatnią.

Asymetria (ze względu na kierunek transmisji sygnału wyzwalającego) zwiększa się przy rozpatrywaniu całkowitego opóźnienia między działaniem przekaźników (tablica 3). W tym przypadku jest już ona zdefiniowana kierunkowo – opóźnienie było zawsze mniejsze podczas pracy przekaźnika L90 (1) jako zdalnego.

## BIBLIOGRAFIA

1. Bartosiewicz E.: Wykorzystanie sieci WAN do koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych, praca dyplomowa magisterska na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, 2012.
2. Kowalik R., Januszewski M.: Performance tests of power system protection, exchanging data through PDH network, *Electrical Review*, nr 11/2008, s. 20-26, ISSN 0033-2097.
3. Kowalik R., Januszewski M.: Tests of power system protections using SDH network, *Electrical Review*, nr 4/2009, s. 142-150, ISSN 0033-2097.
4. Kowalik R., Januszewski M., D. Rasolomampionona: Problems Found During Testing Synchronous Digital Hierarchical Devices Used on Power Protection Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, ISSN 0885-8977, 2012.
5. GE Multilin: D60 Line Distance Protection System – D60 Revision 6.0, dokumentacja techniczna, 2011.
6. GE Multilin: L90 Line Current Differential System – L90 Revision 6.0, dokumentacja techniczna, 2011.
7. GE Multilin: D90Plus Line Distance Protection System – L90Plus Revision 1.7, dokumentacja techniczna, 2012.
8. Siemens SIPROTEC: Distance Protection 7SA522 V4.70, dokumentacja techniczna, 2011.
9. Kowalik R., Januszewski M.: Coordination of protections through the exchange of binary signals between power system substations in the IEC61850 protocol, *Electrical Review*, nr 6/2009, s. 195-201, ISSN 0033-2097.

## OVERVIEW AND EXAMPLE TEST RESULTS OF MODERN PILOT SCHEMES FOR COORDINATION OF LINE DISTANCE PROTECTION RELAYS – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** power system protection, testing of power system protection, SDH networks

The paper presents a short review of pilots schemes, which are available in modern line distance protection relays, and example results of common pilot schemes tests with the testing methods description. Some differences in implementations of selected pilot schemes have been shown for comparison reasons. Distance protection coordination functions have been tested for GE Multilin UR-series devices. Every type of available pilot scheme has been checked in synthetic test and during the real coordination between D60 and D90Plus devices. For POTT scheme, coordination between two L90 protections has been realized by a sort of available different telecommunication link types, for comparison reasons too.

## WPLYW KOŁYSAŃ MOCY NA PRACĘ ZABEZPIECZEŃ ODLEGŁOŚCIOWYCH BLOKU NA PRZYKŁADZIE ZAKŁÓCENIA W STACJI PRZYELEKTROWNIANEJ – REFERAT KONFERENCYJNY

Marcin LIZER<sup>1</sup>, Sylwia WRÓBLEWSKA<sup>2</sup>

Pracownia Automatyki Elektroenergetycznej Instytutu Energetyki (Instytut Badawczy)

1. tel: 22 3451 166, e-mail: Marcin.Lizer@ien.com.pl
2. tel: 22 3451 165, e-mail: Sylwia.Wróblewska@ien.com.pl

**Streszczenie:** W referacie przedstawiono wyniki analizy zakłócenia jakie miało miejsce w jednej ze stacji przyelektrownianych, do której przyłączone były dwa bloki dużej elektrowni systemowej. Zdarzenie zostało wywołane zwarciem w polu autotransformatora łączącego szyny 110 kV i 400 kV tej stacji. W następstwie zwarcia doszło do zmiany konfiguracji sieci, co doprowadziło do utraty synchronizmu jednego z generatorów, a ostatecznie do całkowitego wyłączenia jednego z bloków elektrowni po zbędnym działaniu zabezpieczeń w czasie kołysań mocy.

**Słowa kluczowe:** blok energetyczny, kołysania mocy, stabilność, zabezpieczenia bloku.

### 1. WSTĘP

Poniżej zostaną przedstawione wyniki analizy zakłócenia jakie miało miejsce w stacji przyelektrownianej, do której przyłączone były bloki nr 1 i 2 jednej z elektrowni.

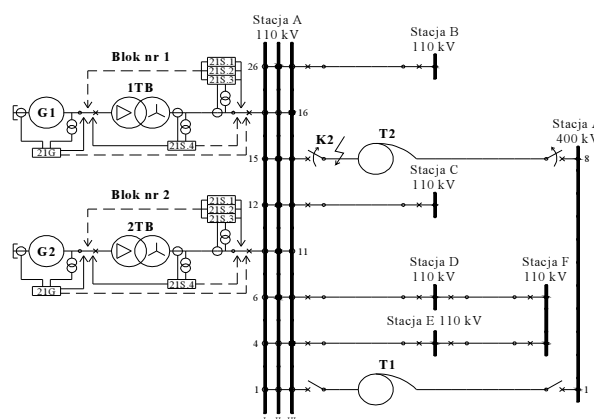
Analizowany ciąg zdarzeń został wywołany dwufazowym zwarciem powstałym w wyniku pomyłki łączeniowej w polu autotransformatora 110 kV/400 kV (T2) stacji przyelektrownianej. W następstwie wymienionego zwarcia działały zabezpieczenia doprowadzając do zmiany konfiguracji sieci 110 kV. W warunkach działania automatyki sieci 110 kV doszło do utraty synchronizmu generatora G2 i asynchronicznych kołysań mocy, a ostatecznie do całkowitego wyłączenia bloku nr 2.

Referat zawiera skróconą analizę poprawności pracy funkcji zabezpieczeniowych bloku nr 2, które pobudzały się lub działały w czasie zakłócenia. Przedstawiono analizę jakościową dotyczącą stabilności współpracy bloku nr 2 z siecią w czasie poszczególnych etapów zakłócenia. Referat kończą wnioski dotyczące przyczyn powstania zakłócenia oraz sposobów unikania podobnych zdarzeń w przyszłości.

### 2. POCZĄTKOWA KONFIGURACJA STACJI PRZYELEKTROWNIANEJ I STAN BLOKÓW

Na rys. 1 pokazano w uproszczeniu konfigurację sieci przed wystąpieniem zakłócenia. Blok nr 2 przyłączony był do systemu II stacji A. System ten połączony był również

trzema liniami 110 kV ze stacjami: B, C, i D. Konfiguracja pozostałych pól stacji przyelektrownianej była nieistotna dla prowadzonej analizy. Przed zakłóceniem, stacja A sprzęgnięta była z siecią 400 kV poprzez transformator T2. Drugi transformator sprzęgający T1 był wyłączony.



Rys. 1. Uproszczony schemat analizowanej sieci przed wystąpieniem zakłócenia

Przed wystąpieniem zakłócenia, moc zwarciowa systemu II stacji A wynosiła 3967 MVA. Składały się na nią udziały od: transformatora T2 (1545 MVA), generatora G2 (1139 MVA) oraz linii przyłączonych do tego systemu (w sumie 1299 MVA). Blok nr 2 obciążony był mocą czynną równą 377 MW i bierną równą 70,8 MVar.

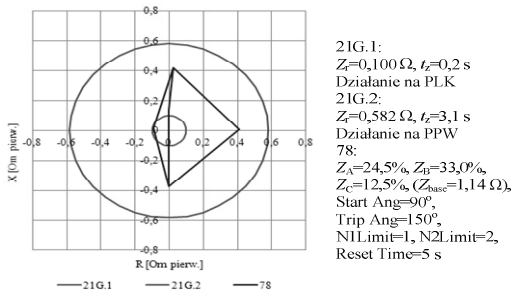
W systemie zabezpieczeń bloku nr 2 aktywne były między innymi następujące funkcje impedancyjne:

1. Funkcja impedancyjna bloku (21G) i funkcja reagująca na posłizg biegunów wirnika generatora (78), które mierzą napięcie na zaciskach generatora i prąd w jego punkcie neutralnym; aktywne w terminalach REG670 (rys. 2a) [1].
2. Funkcja odległościowa z aktywną blokadą kołysaniową (PSB), która mierzy napięcie i prąd w obwodach GN transformatora blokowego (21S.4); aktywna w przekązniku: RED670 (rys. 2b) [2].

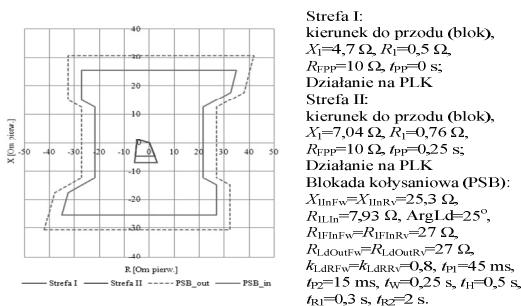
Strefy zabezpieczenia 21S.4 skierowane w stronę sieci oraz strefa 2 zabezpieczenia 21G, działaniem powodują

otwarcie wyłącznika blokowego danego bloku oraz ograniczenie dopływu pary do turbiny (praca na potrzeby własne PPW). Strefy 21S.4 skierowane w stronę bloku oraz strefa 1 zabezpieczenia 21G powodują otwarcie wyłączników: blokowego, generatorowego, wzbudzenia i potrzeb własnych (wyłączenie części elektrycznej) oraz odcięcie dopływu pary do turbiny (praca luzem kotła PLK).

a)



b)



Rys. 2. Charakterystyki rozruchowe i nastawienia funkcji impedancyjnych bloku nr 2: a) 21G i 78, b) 21S.4

### 3. CHRONOLOGICZNY PRZEBIEG ZDARZEŃ ANALIZOWANEGO ZAKŁÓCENIA

W dniu awarii około godziny 08:38:02:358 doszło do dwufazowego (L1-L2) zwarcia w polu 15 stacji A. Zwarcie zostało wyłączone przez zabezpieczenia tego pola. Zwarcie spowodowało pobudzenie (między innymi) blokady PSB zabezpieczenia 21S.4 w urządzeniu RED670 (półkomplet zainstalowany na zaciskach obwodów GN transformatora 2TB) oraz strefy 2 zabezpieczenia 21G.2 w urządzeniu REG670 bloku nr 2. Pobudzenie wymienionych funkcji było poprawne, ponieważ zwarcie miało miejsce blisko (pod względem impedancji) generatora.

Zwarcie zostało zlikwidowane w wyniku zadziałania zabezpieczenia odległościowego typu REL511 po stronie 110 kV autotransformatora T2 (pole 15). Zabezpieczenie to spowodowało, o godz. 08:38:02:429, obustronne wyłączenie autotransformatora. Po wyłączeniu zwarcia, odzwbudziły się zabezpieczenia bloku nr 2.

Już po zlikwidowaniu zwarcia doszło do zbędnego zadziałania zabezpieczeń odległościowych typu RTX35, w cyklu SPZ WZ (wyłącz-załącz), w stacjach C i B w polach linii biegnących do stacji A (patrz rys. 1). Wyłączenie autotransformatora T2 oraz linii łączących stację A ze stacjami B i C zainicjowało asynchroniczne kołysania mocy generatora G2, podczas których doszło do następującej sekwencji zdarzeń (podano je chronologicznie):

- załączenie wyłącznika w polu linii stacji B łączącej tę stację ze stacją A, w cyklu SPZ;
- pobudzenie strefy 2 zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (REG670: 21G);

- pobudzenie zabezpieczenia od poślizgu biegunów generatora G2 (REG670: 78);
- załączenie wyłącznika w stacji C w polu linii łączącej tę stację ze stacją A, w cyklu SPZ;
- wyłączenie wyłącznika w stacji A w polu linii łączącej tę stację ze stacją B przez zabezpieczenie odległościowe bez funkcji blokady kołysaniowej;
- pobudzenie strefy 1 zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (REG670: 21G);
- zadziałanie 1 strefy zabezpieczenia odległościowego bloku 21S.4 (RED670).

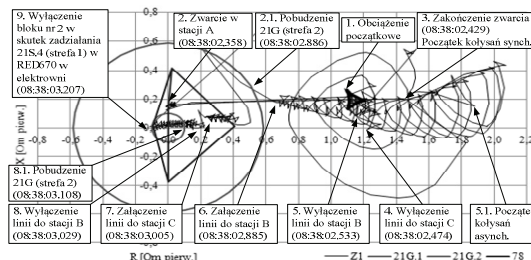
W wyniku zadziałania zabezpieczenia odległościowego 21S.4, blok nr 2 został całkowicie wyłączony. Ponadto, ze względu na zablokowaną automatykę SZR w rozdzielniach potrzeb własnych, został wyłączony kocioł tego bloku.

### 4. ANALIZA DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ IMPEDANCYJNYCH BLOKU NR 2

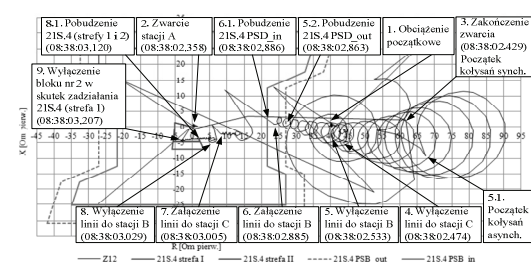
Na podstawie rejestracji wykonanych w czasie analizowanego zakłócenia przez przełączniki REG670 i RED670 (półkomplet zainstalowany w elektrowni po stronie GN transformatora 2TB) bloku nr 2 wyznaczono trajektorie impedancyjne widziane przez wymienione przełączniki.

Na rys. 3a pokazano trajektorie impedancyjne widziane przez przełącznik REG670 w fazie L1, naniesioną na charakterystyki rozruchowe zabezpieczenia 21G i 78 bloku nr 2. Na rys. 3b pokazano trajektorie impedancyjne widziane przez przełącznik RED670 (półkomplet w elektrowni) w pętli zwarciowej L1-L2 naniesioną na charakterystyki rozruchowe zabezpieczenia 21S.4.

a)



b)



Rys. 3. Trajektorie impedancyjne widziane przez zabezpieczenia: a) 21G i 78 (faza L1), b) 21S.4 (pętla zwarciowa L1-L2)

Dzięki szybkiej likwidacji zwarcia w polu 15 stacji A, blok nr 2 utrzymał synchronizm pracy z siecią. Po zwarcie wystąpiły kołysania synchroniczne, a blok powrócił w pobliże punktu pracy sprzed zwarcia. Jak wskazują przedstawione trajektorie, blok nr 2 utracił synchronizm po zbędnym wyłączeniu linii łączących stację A ze stacjami C i B. Nastąpiło to z powodu zadziałania zabezpieczeń odległościowych typu RTX35 wymienionych linii, zainstalowanych w stacjach C i B (punkty 4. i 5. na rys. 3).



Działanie wymienionych zabezpieczeń w stacjach C i B nie było współbieżne z działaniem zabezpieczeń w stacji A. Wydłużone szybko działające strefy zabezpieczeń w stacjach B i C objęły działaniem zwarcie w polu 15 stacji A powodując zbędne wyłączenie obu linii. Wyłączenie to nastąpiło już po likwidacji zwarcia z powodu dodania się czasów własnych wyłączników. Konfiguracja zabezpieczeń odległościowych linii w stacjach C i B przewidywała inicjowanie cyklu SPZ linii, z przerwami ok. 300 ms.

W czasie trwania kołysań asynchronicznych bloku nr 2 (pomiędzy punktami 5.1. i 6. na rys. 3) wektor impedancji znalazł się w strefie zewnętrznej blokady PSB funkcji 21S.4. W analizowanym etapie, kołysania asynchroniczne odbywały się po stronie sieci (powyżej osi rezystancji). W czasie przebywania wektora impedancji w strefie zewnętrznej blokady PSB, doszło do ponownego załączenia linii w stacji B w cyklu SPZ (punkt 6. na rys. 3 i 4). Spowodowało to zmianę warunków kołysań objawiającą się nieznacznym zmniejszeniem się promienia i przesunięciem środka koła obrotu asynchronicznego na płaszczyźnie impedancji. W skutek tego wektor impedancji skokowo przemieścił się do strefy wewnętrznej blokady PSB funkcji 21S.4. Czas przebywania pomiędzy strefą zewnętrzną i wewnętrzną PSB wyniósł ok. 23 ms i był krótszy od nastawionego czasu  $t_{P1}$  - blokada nie została aktywowana.

Chwilę później została ponownie załączona w cyklu SPZ linia w stacji C (punkt 6. na rys. 3) i praktycznie w tym samym czasie została definitywnie wyłączona linia do stacji B (punkt 8. na rys. 3) na skutek zadziałania zabezpieczenia odległościowego w stacji A w warunkach kołysań mocy (zabezpieczenie to nie miało blokady PSB).

Po powyższych zmianach konfiguracji sieci, asynchroniczne kołysania mocy przeniosły się na stronę bloku nr 2. W tym stanie wektor impedancji przemieścił się do 1 strefy zabezpieczenia 21G oraz do stref 1 i 2 zabezpieczenia 21S.4. Konfiguracja funkcji 21S.4 przewidywała bezwzględne działanie strefy 1. Zatem po przemieszczeniu się wektora impedancji do obszaru działania tej strefy (punkt 8.1. na rys. 5) przy nieaktywnej blokadzie PSB nastąpiło jej zadziałanie, co spowodowało całkowite wyłączenie bloku nr 2 z czasem własnym wyłączników (punkt 9. na rys. 3).

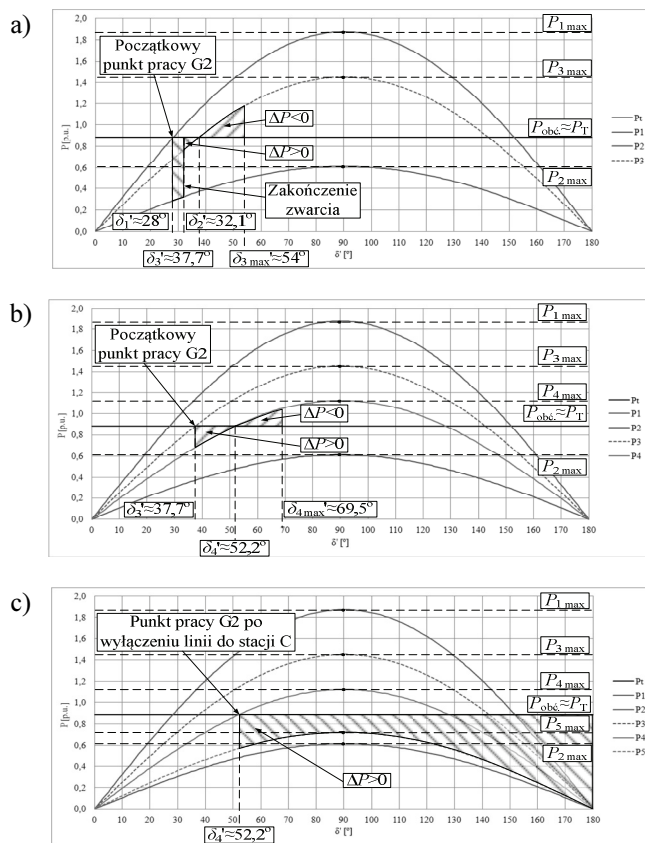
## 5. ANALIZA WARUNKÓW STABILNOŚCI WSPÓLPRACY BLOKU NR 2 Z SIECIĄ

Charakterystykę mocy  $P(\delta')$  generatora G2 dla stanu przed zwarcie w stacji A pokazano na rys. 4a [3]. W momencie powstania zwarcia charakterystyka mocy uległa obniżeniu (rys. 4a) [3]. Powstała tym samym różnica mocy  $\Delta P = P_T - P_{2max} \sin(\delta_1')$  była dodatnia i wirnik generatora zaczął przyspieszać względem częstotliwości sieci – kąt  $\delta'$  zaczął wzrastać. Zwarcie zostało wyłączone po ok. 70 ms. Przez ten czas kąt mocy generatora G2 wzrósł do wartości  $\delta_2'$ . Likwidacja zwarcia spowodowała wyłączenie transformatora T2. Wywołało to znaczące obniżenie mocy zwarciowej na szynach systemu II stacji A. Skutkowało to obniżeniem wysokości charakterystyki mocy generatora G2 do  $P_{3max}$ .

Po zwarcie wartość mocy wynikająca z charakterystyki  $P_3$  przy kącie  $\delta_2'$  była mniejsza niż moc  $P_T$ , zatem,  $\Delta P$  pozostało dodatnie i wirnik generatora nie przestał przyspieszać. Kąt mocy wzrósł do wartości  $\delta_3'$ , przy której  $\Delta P = 0$ . Zdoby-

ta w czasie przyspieszania wirnika energia kinetyczna (proporcjonalna do pola przyspieszeń z rys. 4a) musiała zostać wytracona – po zrównaniu się mocy kąt  $\delta'$  nie przestał rosnąć. Doszło do sytuacji, w której  $\Delta P < 0$ , co doprowadziło do wyhamowania wirnika do prędkości synchronicznej przy  $\delta_{3max}'$ . W tym stanie pole hamowań ( $\Delta P < 0$ ) zrównało się z polem przyspieszeń ( $\Delta P > 0$ ). Stan równowagi zostałby osiągnięty poprzez kołysania synchroniczne wokół kąta  $\delta_3'$ .

W czasie trwania kołysań synchronicznych po likwidacji zwarcia, doszło do zbędnego wyłączenia linii łączącej stacje A i C. Spowodowało to dalsze obniżenie się mocy zwarciowej na szynach stacji A i wysokości charakterystyki mocy generatora G2 do wartości  $P_{4max}$ . Powstały kołysania poprzez, które generator G2 osiągnąłby stabilny punkt pracy przy  $\delta_4'$  (rys. 4b). Niedługo po tym została zbędnie wyłączona linia odchodząca do stacji B, co ekstremalnie obniżyło moc zwarciową na szynach stacji A. W tym stanie charakterystyka  $P(\delta')$  generatora G2 przebiegała w całości pod prostą  $P_T$  (rys. 4c). Układ nie mógł osiągnąć stabilnego punktu pracy i kąt mocy zaczął się zwiększać, co wytrąciło generator G2 z synchronizmu.



Rys. 4. Charakterystyki mocy  $P(\delta')$  generatora G2 w stanie przejściowym: a) w trakcie zwarcia w polu 15 stacji A i po jego wyłączeniu, b) po wyłączeniu linii łączącej stacje A i C, c) po wyłączeniu linii łączącej stacje A i B.

Dalsze zmiany konfiguracji sieci zmieniały warunki kołysań mocy, przez co kołysania asynchroniczne przeniosły się na stronę bloku nr 2, co ostatecznie doprowadziło do zadziałania zabezpieczenia odległościowego 21S.4.

## 6. WNIOSKI

Przyczyną wyłączenia bloku nr 2 jednej z elektrowni Krajowego Systemu Elektroenergetycznego było zbędne zadziałanie pierwszej, bezzwłocznej strefy zabezpieczenia odległościowego zainstalowanego po stronie GN tego bloku w czasie asynchronicznych kołysań mocy. Przyczyną utraty synchronizmu generatora było obniżenie się mocy zwarciowej na szynach stacji, do której był on przyłączony.

Moc zwarciowa obniżyła się po wyłączeniu autotransformatora sprzęgającego szyny 110 i 400 kV stacji (w polu którego powstało zwarcie) oraz na skutek zbędnego wyłączenia dwóch linii odchodzących od stacji. Do zbędnego wyłączenia tych linii doszło na skutek działania wydłużonych stref ich zabezpieczeń odległościowych w czasie zwarcia mającego miejsce poza tymi liniami. Dla linii powiązanych z węzłem wytwórczym nie należy stosować Konfiguracji zabezpieczeń odległościowych polegającej na wydłużaniu strefy bezzwłocznej, przy braku współbieżności z działaniem zabezpieczenia na drugim końcu tej linii.

Działanie zabezpieczeń wyzwalało cykl automatyki SPZ na tych liniach. Automatyka w czasie kołysań asynchronicznych generatora G2 powodowała ponowne załączenie i wyłączenie linii co wpłynęło na kształt trajektorii impedancji wzdłużnych przez przełączniki.

Asynchroniczne kołysania mocy, które wystąpiły w czasie zakłócenia powinny spowodować zablokowanie zabezpieczenia 21S.4 bloku nr 2 przez uaktywnienie blokady PSB. Niestety na skutek zmiany konfiguracji sieci kryterium blokady nie zostało spełnione. W celu zwiększenia szans detekcji kołysań mocy przez blokadę PSB przełącznika RED670, proponujemy zmniejszenie zasięgu jej stref, tak aby sprawdzanie kryterium blokady odbywało się bliżej stref rozruchowych funkcji odległościowej. Dzięki temu zmniejszy się też ryzyko zbędnego blokowania przełączników w czasie dalekich kołysań niezagrażających zbędnym działaniem przełączników. Czas przejścia przez strefy blokady należy ustawić tak, aby uzyskana została odpowiednio wysoka maksymalna szybkość zmian impedancji uznawana za kołysania mocy ( $\approx 120\text{--}160 \Omega/\text{s}$ ).

Strefa I zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (21S.4) miała w omawianym przypadku zasięg równy reaktancji transformatora blokowego (2TB). Zwykle strefę I zabezpieczenia odległościowego bloku nastawia się tak, aby jej zasięg nie wykraczał poza transformator blokowy. Gdyby zasięg tej strefy wynosił 70% reaktancji transformatora 2TB prawdopodobnie nie doszłoby do jej zadziałania. Można zatem proponować skrócenie zasięgu strefy I omawianego zabezpieczenia 21S.4, co zmniejszy ryzyko jej działania

w czasie asynchronicznych kołysań mocy, których środek znajduje się po stronie bloku.

W czasie omawianego zakłócenia pobudziła się zbędnie strefa I zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (21G), której opóźnienie działania wynosiło 0,20 s. Do jej zadziałania nie doszło, ze względu na szybsze wyłączenie bloku przez zabezpieczenie 21S.4. Ze względu na ryzyko nieselektywnego wyłączenia bloku w czasie kołysań mocy przez strefę I wymienionego zabezpieczenia 21G, należy wydłużyć jej opóźnienie do 0,6 s. Takie nastawienie w znacznym stopniu ograniczy ryzyko nieselektywnego działania zabezpieczenia 21G w warunkach kołysań mocy.

W warunkach omówionego zakłócenia powinno działać zabezpieczenie od skutków utraty synchronizmu (78) generatora G2. Do działania tego zabezpieczenia jednak nie doszło, ponieważ w pierwszym etapie zakłócenia, w wyniku awaryjnych wyłączeń, moc sieci, z którą powiązany był blok nr 2 znacząco zmalała i trajektoria zmieniającej się impedancji przebiegała poza charakterystyką rozruchową przełącznika 78. Wymieniona charakterystyka dobrana była do normalnych warunków współpracy bloku zarówno z siecią 110 kV, jak i 400 kV. Co prawda, w dalszym przebiegu zakłócenia, po ponownym załączeniu dwóch linii w cyklu SPZ, wymienione zabezpieczenie mogłoby zadziałać, gdyby blok nie zastał wcześniej wyłączony, to jednak końcowe wnioski z analizy powinny uwzględniać potrzebę modyfikacji układu zabezpieczenia od skutków utraty synchronizmu. Powinna ona polegać na stosowaniu dodatkowej funkcji (78) reagującej na utratę synchronizmu w warunkach, kiedy blok traci powiązanie z siecią 400 kV (wyłączenie obu autotransformatorów 110 kV/400 kV) i pozostaje powiązany jedynie ze słabą siecią 110 kV. Charakterystyka rozruchowa dodatkowej funkcji, obejmując zasięgiem szerszy obszar na płaszczyźnie impedancji, stwarza możliwość działania zabezpieczenia w warunkach podobnych do tych, które wystąpiły w pierwszym etapie analizowanego zakłócenia.

## BIBLIOGRAFIA

1. ABB: Generator protection REG670 – application manual, wersja 1.2, Październik 2011.
2. ABB: Line differential protection RED670 – application manual, wersja 1.2, Październik 2011.
3. Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego; Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej; Warszawa, 2007 r., ISBN 8788-83-7207-689-2.

## POWER SWINGS IMPACT ON THE POWER UNIT DISTANCE PROTECTION RELAYS OPERATION ON THE EXAMPLE OF DISTURBANCE IN POWER PLANT SUBSTATION LOGIC – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** power unit, power swings, stability, unit impedance protection.

The paper presents the results of the analysis of the real disturbance that took place in one of the Polish power plant substations. The incident was caused by the short-circuit that occurred near the power plant bus-bars. As a consequence, change of the power grid configuration has occurred and one of two working in the power plant generators lost the synchronism. As a result of power swings, the unwanted operation of the unit distance protection has occurred. This caused unwanted tripping of that unit. The paper gives the short analysis of the impedance trajectories in time of the disturbance.

## KONSTRUKCJA I DZIAŁANIE PRZYKŁADOWEGO URZĄDZENIA MERGING UNIT – REFERAT KONFERENCYJNY

Desire DAUPHIN RASOŁOMAMPIONONA<sup>1</sup>, Ryszard KOWALIK<sup>1</sup>, Marcin JANUSZEWSKI<sup>1</sup>,  
Kamil GONTARZ<sup>1</sup>

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki

1. tel: 22 234 7255 fax: 22 234 5084

**Streszczenie:** W artykule opisano konstrukcje nowoczesnych urządzeń cyfrowej automatyki zabezpieczeniowej wykorzystujących technologie Ethernet jako główne medium wymiany informacji, co pozwala na zbudowanie architektury komunikacyjnej systemu elektroenergetycznego wykorzystującej wszystkie aspekty standardu IEC61850.

**Słowa kluczowe:** zabezpieczenia cyfrowe, IEC61850, urządzenia automatyki elektroenergetycznej.

### 1. WSTĘP

W ciągu ostatnich lat nastąpiła zmiana technologii wykorzystywanej do budowy urządzeń automatyki elektroenergetycznej. Rozwiązania analogowe statyczne, zostały zastąpione przez układy mikroprocesorowe, charakteryzujące się nieporównanie większymi możliwościami funkcjonalnymi. Równie duży skok nastąpił w dziedzinie komunikacji z urządzeniami automatyki, co umożliwiło zbudowanie systemów lokalnego oraz zdalnego nadzoru urządzeń i obsługiwanych przez nie stacji elektroenergetycznych. Urządzenia wykorzystywane do budowania układów automatyki są obecnie coraz częściej wyposażane w porty komunikacyjne pozwalające na wymianę danych z prędkością 10 lub 100Mb/s, co umożliwi na przesyłanie coraz bardziej rozbudowanych struktur danych, z wykorzystaniem skomplikowanych protokołów komunikacyjnych w czasie kilkunastu ms. Dane podlegające wymianie są zwykle oznaczone cechą czasu, której precyzja, ze względu na stosowanie systemu GPS może sięgać ułamka mikrosekundy.

Z analizy obserwowanego w ostatnich latach rozwoju układów i urządzeń automatyki elektroenergetycznej wynika, że nowe możliwości pojawiające się w dziedzinie układów automatyki elektroenergetycznej ściśle zależą od właściwości funkcjonalnych używanych urządzeń automatyki oraz systemów telekomunikacyjnych.

W takiej sytuacji energetyka zawodowa stoi na progu zmian związanych z uproszczeniem okablowania stacyjnego, ujednoczeniem dostępu do danych dostępnych w zainstalowanych urządzeniach mikroprocesorowych oraz tworzeniem nowych układów automatyki w oparciu o nowe rozwiązania technologiczne wykorzystujące wspomniane technologie (Ethernet/Intranet, GPS i zaawansowane protokoły komunika-

cyjne). Wychodząc naprzeciw tym wymaganiom Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna IEC (ang. International Electrotechnical Commission) opracowała standard IEC61850. Standard ten jest w pewnym sensie koncepcją określającą sposób projektowania oraz budowę systemów elektroenergetycznych. Definiuje on system elektroenergetyczny, jako model składający się z obiektowych modeli urządzeń połączonych w sieć.

Standard IEC61850 wymaga dużej przepustowości transmisji oraz małych opóźnień. Typowe interfejsy szeregowo takie jak RS232/422/485 stosowane dotychczas w systemach elektroenergetycznych nie spełniają wymogów standardu IEC61850. Dopiero wprowadzenie technologii Ethernet do obiektów energetycznych pozwoliło na zbudowanie platformy komunikacyjnej wykorzystującej aspekty standardu IEC61850.

Obserwowana zmiana technologiczna powoduje, że obecnie stosowane urządzenia automatyki stacyjnej w przyszłości przestaną być atrakcyjne dla energetyki zawodowej ze względu na brak możliwości ich wykorzystania w nowych układach. Spowoduje to konieczność kupowania nowych urządzeń, których stopień skomplikowania w sensie wykorzystywanych standardów, protokołów komunikacyjnych oraz układów pomiarowych i synchronizacji jest znacznie większy od dotychczasowych. Z tego względu w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej opracowano nowoczesne urządzenia spełniających nowe wymogi energetyki. Konstrukcja urządzeń opisanych w tym artykule powstała w wyniku realizacji prac związanych z projektem pt. „Intranetowe urządzenie automatyki elektroenergetycznej nowej generacji” realizowanym w ramach MNiSW 0492/R/T02/2007/03. Jest ona ciągle rozwijana i udoskonalana.

### 2. KONSTRUKCJA URZĄDZENIA BICONIC

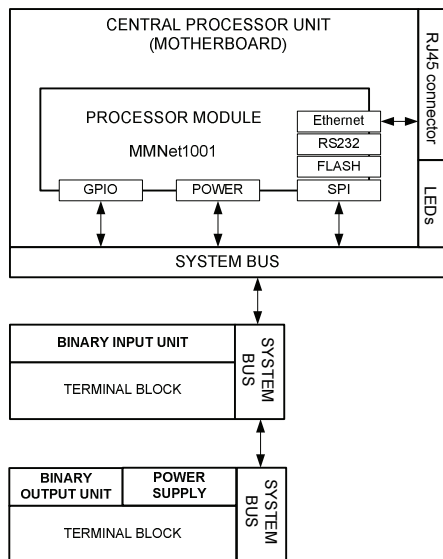
Konstrukcja urządzenia IED w wersji pierwszej, którą nazwano roboczo urządzeniem BICONIC oparta została na przemysłowym komputerze z rodziny ARM9. Wykorzystanie mikrokontrolerów ARM9 do budowy tego typu urządzeń jest możliwe dzięki temu, że mają one odpowiednie poziomy odporności na zakłócenia elektromagnetyczne, odpowiednią

moc obliczeniową, łączy Ethernet oraz nie mają do czynienia z sygnałami (napięciowymi i prądowymi) pochodzącymi z obwodów wtórnych. Urządzenie to jest wyposażone w wejścia i wyjścia dwustanowe przystosowane do współpracy z konwencjonalnymi urządzeniami stosowanymi do tej pory, więc jego zastosowanie nie wymaga ingerencji w konfigurację obwodów pierwotnych stacji.

Sterownik IED BICONIC został zaprojektowany w oparciu o komputer wbudowany, który jest mini serwerem z wejściami i wyjściami cyfrowymi oraz interfejsami komunikacyjnymi umożliwiającymi sterowanie, monitorowanie lub zdalne nadzorowanie obiektu elektroenergetycznego.

Koncepcja komputera wbudowanego pozwoliła na opracowanie sterownika wielofunkcyjnego, zawierającego wszystkie niezbędne interfejsy (w szczególności Ethernet); a jednocześnie wyposażonego w wejścia i wyjścia obiektowe dwustanowe, dzięki którym urządzenie pełni kontrolę nad nadzorowanym obiektem. Sterownik BICONIC opracowany został w oparciu o konstrukcję modułową składającą się z jednostki centralnej, modułu wyjść dwustanowych oraz karty wejść dwustanowych.

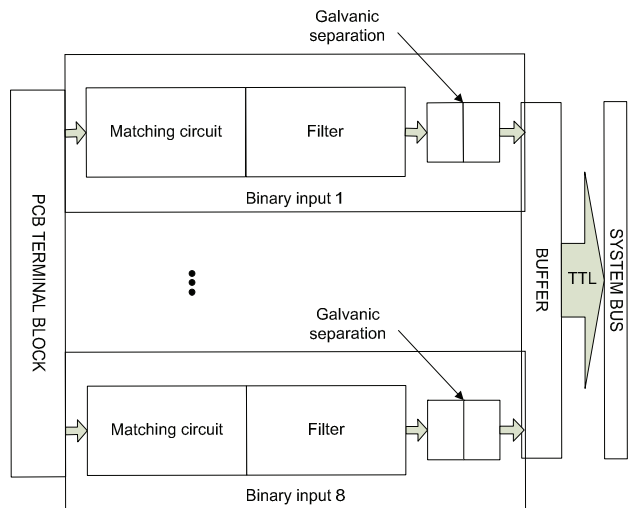
Schemat blokowy opracowanego sterownika BICONIC został przedstawiony na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat blokowy urządzenia BICONIC

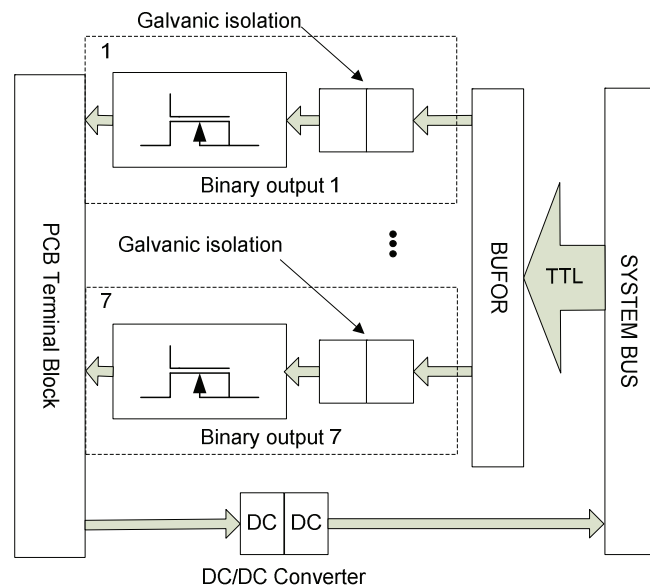
Karta wejść dwustanowych została zaprojektowana w celu odbierania sygnałów dwustanowych, które są źródłem informacji o położeniu styków wyłączników, odłączników jak również informacji na temat zadziałania innych urządzeń zabezpieczających. Wszystkie sygnały cyfrowe podawane są na zaciski wejściowe złącza modułu. Podanie na dane wejście dwustanowe sygnału o wartości 220 V dc powoduje ustawienie wartości logicznej 1 na karcie, a następnie jej przesłanie do jednostki centralnej. W przypadku braku napięcia na zacisku wejścia dwustanowego, ustawiany jest stan logiczny 0. Karta została wyposażona w osiem wejść cyfrowych z separacją galwaniczną na poziomie 5 kV. Dodatkowo zostały zastosowane układy zabezpieczające przed podaniem impulsu przepięciowego, który spowodowałby uszkodzenie wejściowych układów elektronicznych urządzenia zabezpieczającego.

Na rysunku 2 został przedstawiony schemat blokowy modułu wejść dwustanowych.



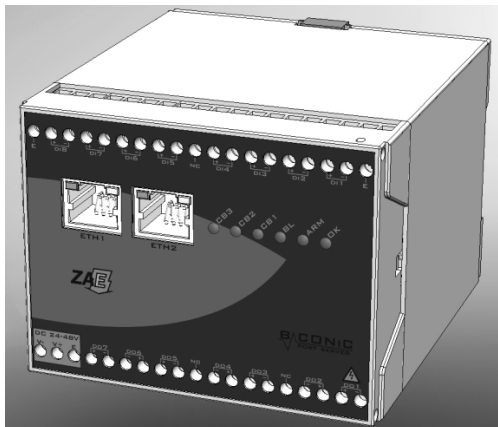
Rys. 2. Schemat blokowy karty wejść dwustanowych urządzenia BICONIC

Karta wyjść dwustanowych służy do podawania sygnału dwustanowego z urządzenia zabezpieczeniowego do sterowanego obiektu np. wyłącznika. Karta została wyposażona w siedem wyjść zbudowanych na przekaźnikach półprzewodnikowych – tranzystorach mocy typu MOSFET. Dzięki zastosowaniu przekaźników półprzewodnikowych, szybkość załączania wzrosła z 40 ms do około 1 ms. Przełączniki półprzewodnikowe są bardziej odporne na proces starzeniowy wywołany liczbą załączeń jak również mają możliwość komutowania większych wartości prądu. W przypadku klasycznych przekaźników, wyłączenie dużych wartości prądu przyczynia się do powstania łuku między stykami przekaźnika, co powoduje ich uszkodzenie. Wszystkie wejścia posiadają izolację galwaniczną, dzięki której urządzenie zabezpieczeniowe jest odporne na różnego rodzaju zakłócenia występujące w obrębie stacji elektroenergetycznej. Ze względu na kompaktową budowę urządzenia karta wyjść dwustanowych posiada zintegrowaną przetwornicę DC/DC umożliwiającą bezpieczne zasilanie sterownika. Na rysunku 3 przedstawiono schemat blokowy układu wyjść dwustanowych.



Rys. 3. Schemat blokowy karty wyjść dwustanowych w urządzeniu BICONIC

Na obudowę urządzenia BICONIC została zaadaptowana obudowa (rysunek 4) przystosowana do konstrukcji modułowej urządzenia. Obudowa umożliwia zainstalowanie 3 modułów sterownika. Głównym modułem jest płyta bazowa z komputerem wbudowanym, umieszczona w środkowej części obudowy. Pozostałe dwa sloty w obudowie zajmują karty dodatkowe np. wejść i wyjść dwustanowych, wejść analogowych.

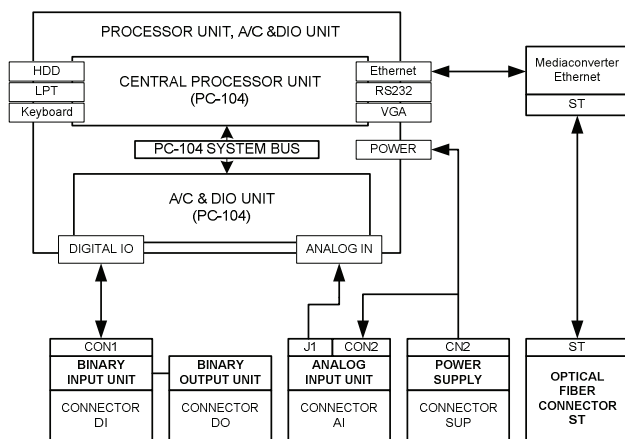


Rys. 4 Obudowa urządzenia BICONIC

### 3. KONSTRUKCJA URZĄDZENIA BICON

W ramach realizowanych prac opracowano również bardziej rozbudowany sterownik o roboczej nazwie BICON. Charakteryzuje się on większą szybkością działania jednostki centralnej, zastosowaniem innego typu elementów izolacyjnych w wejściach napięciowych i prądowych oraz powiększoną obudową o większej wytrzymałości mechanicznej.

Na rysunku 5 pokazano schemat blokowy urządzenia.



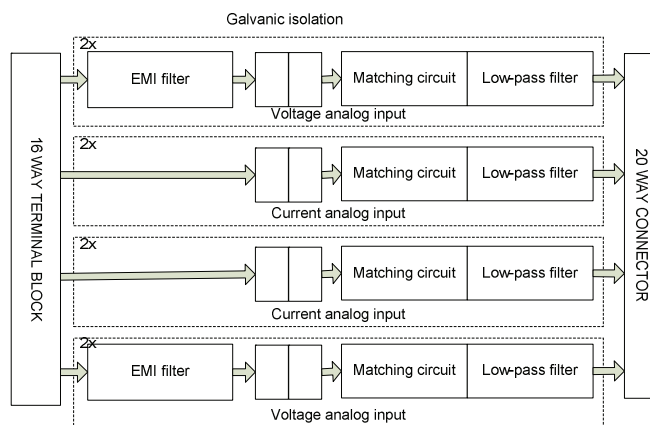
Rys. 5 Schemat blokowy urządzenia BICON

Zastosowana jednostka centralna jest komputerem formatu PC/104 o wysokiej skali integracji. Został wyposażony w procesor typu ULV Intel® Celeron® 400 MHz. Dysponuje 1 GB pamięci Flash, w której zainstalowano system Windows XP Embeded. Pamięć RAM zainstalowana w module ma pojemność 512 MB. Moduł umożliwia podłączenie dodatkowych modułów PC-104.

W urządzeniu BICON moduł jednostki centralnej (procesora) współpracuje z modułem wejść i wyjść cyfrowych

oraz analogowych za pośrednictwem magistrali PC-104. Układ ten został wyposażony w 32 kanały analogowe. Zastosowany w nim przetwornik ma rozdzielczość 16 bitów, oraz pozwala na pobieranie próbek z maksymalną szybkością 250 kHz. Dodatkowo układ wyposażono w 4 wyjścia analogowe pracujące z rozdzielczością 16 lub 12 bitów, licznik 32 bitowy, 31 wejść/wyjść dwustanowych oraz jeden 16 bitowy licznik ogólnego zastosowania. Sygnały analogowe wprowadzane są poprzez układ przełącznika na przetwornik A/D, który dokonuje przetwarzania. Dane w postaci cyfrowe przekazywane są do układu FPGA. Układ ten zarządza również pracą wejść/wyjść dwustanowych oraz układem przetwornika D/A. Pełni rolę pośrednika między sygnałami zewnętrznymi a magistralą PC/104 BUS.

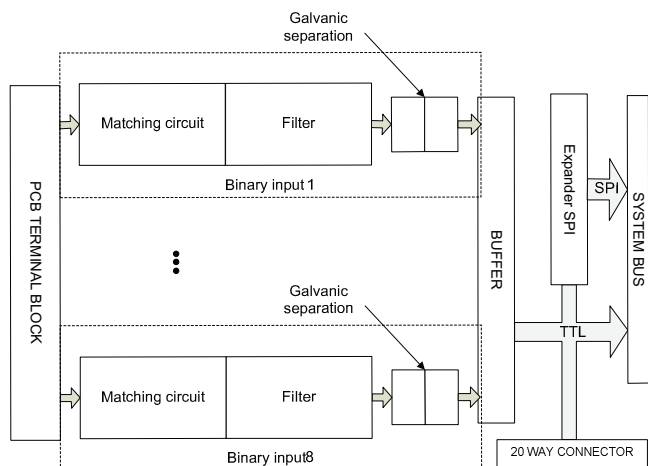
Urządzenie BICON zostało wyposażone w kartę wejść analogowych do pomiaru sygnałów prądów i napięć. Do modułu doprowadzane są sygnały pomiarowe z zacisków wtórnych przekładników prądowych i napięciowych. Karta została wyposażona w cztery wejścia napięciowe oraz prądowe, przystosowane do pomiaru sygnałów przemiennych o częstotliwości 50 Hz. Zadaniem karty jest separacja galwaniczna obwodów wtórnych przekładników od części elektronicznej układu pomiarowego przekaźnika. Dodatkowo sygnał zostaje odstrojony od zakłóceń przez układ przeciwzakłóceńowy oraz dostosowany do wspólnego poziomu, dogodnego do dalszej obróbki. Następnie jest odfiltrowany przez filtr dolnoprzepustowy w celu eliminacji składowych o częstotliwości większej od połowy częstotliwości próbkowania przetwornika A/C, które podczas dyskretyzacji sygnału mogłyby doprowadzić do nieusuwalnych później błędów. Sygnał analogowy zostaje następnie przekazany do jednostki centralnej, za pomocą 20-pinowego złącza, gdzie następuje proces próbkowania. Dodatkowo karta została wyposażona w czujnik do pomiaru temperatury, dzięki któremu można monitorować temperaturę panującą wewnątrz urządzenia zabezpieczeniowego. Schemat blokowy karty wejść analogowych został przedstawiony na rysunku 6.



Rys. 6. Schemat blokowy karty wejść analogowych

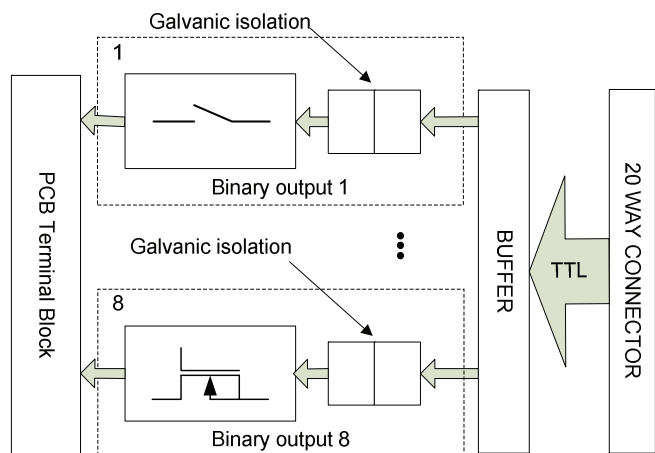
Drugim elementem umożliwiającym poprawną współpracę urządzenia BICON z innymi obiektami na stacji elektroenergetycznej jest moduł wejść i wyjść dwustanowych. Moduł ten składa się oddzielnie z karty wejść dwustanowych i karty wyjść dwustanowych współpracujących ze sobą za pośrednictwem wewnętrznej magistrali danych. Obie karty tworzą integralny moduł wejścia/wyjścia urządzenia zabezpieczeniowego, komunikujący się przez jedną szynę danych z jednostką centralną.

Karta wejść dwustanowych z punktu widzenia elektrycznego ma analogiczną budowę jak karta zastosowana w urządzeniu BICONIC. Na rysunku 7 został przedstawiony schemat blokowy modułu wejść dwustanowych.



Rys. 7. Schemat blokowy układu wejść dwustanowych urządzenia BICON

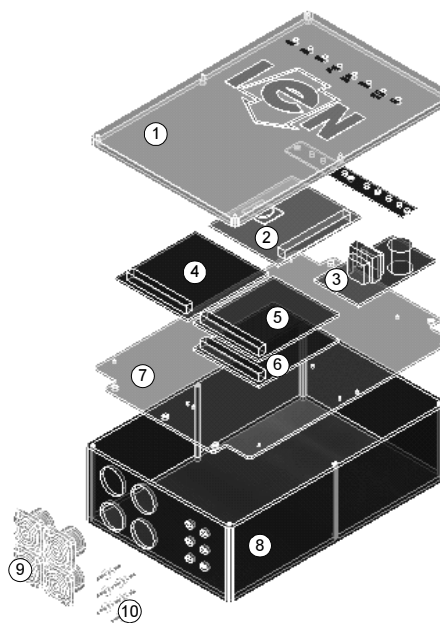
Karta wyjść dwustanowych ma budowę hybrydową, ponieważ została wyposażona w cztery wyjścia zaprojektowane na klasycznych przekaźnikach elektromechanicznych oraz cztery szybkie wyjścia zbudowane na przekaźnikach półprzewodnikowych – tranzystorach mocy typu MOSFET. Na rysunku 8 przedstawiono schemat blokowy wspomnianej karty.



Rys. 8. Schemat blokowy układu wyjść dwustanowych urządzenia BICON

Na obudowę urządzenia BICON (rysunek 9) została zaadaptowana obudowa produkowana przez firmę ABTECH.

Jest to obudowa aluminiowa charakteryzująca się wysokim stopniem ochrony przed promieniowaniem elektromagnetycznym oraz dużą odpornością na warunki atmosferyczne. Chociaż w porównaniu do obudów z tworzyw sztucznych są rozwiązaniem droższym, to jednak w większości przypadków możliwa jest rezygnacja z dodatkowych, kosztownych działań mających na celu poprawę ekranowania.



Rys. 9. Rozmieszczenie modułów i złącz urządzenia BICON [2]

## BIBLIOGRAFIA

1. Kowalik R.: Sieci komputerowe jako podstawa funkcjonowania następnej generacji urządzeń automatyki elektroenergetycznej Projekt KBN Nr 4T10B07122, Warszawa, 2005.
2. Kowalik R., Januszewski M.: Coordination of protections through the exchange of binary signals between power system substations in the IEC61850 protocol, PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY, angielski, 6, ISSN 0033-2097, pp. 195–201, 2009.
3. Kowalik R., Januszewski M. Gontarz K.: raport z wykonania projektu Nr 0492/R/T02/2007/03 pt. "Intranetowe urządzenie automatyki elektroenergetycznej nowej generacji", Warszawa 2010.

## THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF SOME EXAMPLES OF MERGING UNIT LOGIC – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** IED, IEC61850, protection automation devices

The paper describes schemes of modern digital protection automation devices using Ethernet technology as the main medium of exchange of information, which allows to build a communication architecture for power system, which uses all aspects of the IEC61850 standard.

## METODY LOKALIZACJI ZWARĆ ŁUKOWYCH W ENERGETYCZNYCH LINIACH PRZESYŁOWYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Mateusz PUSTUŁKA<sup>1</sup>, Mirosław ŁUKOWICZ<sup>2</sup>, Jan IŻYKOWSKI<sup>3</sup>

Instytut Energoelektryki, Politechnika Wroclawska, Wyb. Wyspiańskiego 27, 50-370, Wrocław

1. tel: 71 3203572 fax: 71 3203493 e-mail: mateusz.pustulka@pwr.wroc.pl
2. tel: 71 3202153 fax: 71 3203493 e-mail: miroslaw.lukowicz@pwr.wroc.pl
3. tel: 71 3202658 fax: 71 3203493 e-mail: jan.izykowski@pwr.wroc.pl

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono trzy metody lokalizacji zwarć: algorytm Takagi, algorytm wykorzystujący pomiary z dwóch końców linii oraz algorytm z siecią neuronową. Do lokalizacji zwarcia w algorytmach wykorzystano napięcia i prądy mierzone z obu końców linii. Sieć neuronowa wspomogana była rozwiązaniem uzyskanym za pomocą algorytmu, który w celu określenia miejsca zwarcia oprócz naturalnych sygnałów pętli zwarciovych wykorzystywał również sygnały składowych symetrycznych.

**Słowa kluczowe:** lokalizacja zwarć, sztuczna sieć neuronowa.

### 1. WSTĘP

Dla potrzeb automatyki zabezpieczeniowej opracowanych zostało wiele szybkich algorytmów wykrywania i lokalizacji zwarć [1] w liniach przesyłowych. W przypadku wystąpienia awarii priorytetem staje się szybkie jej wykrycie, zlokalizowanie i usunięcie.

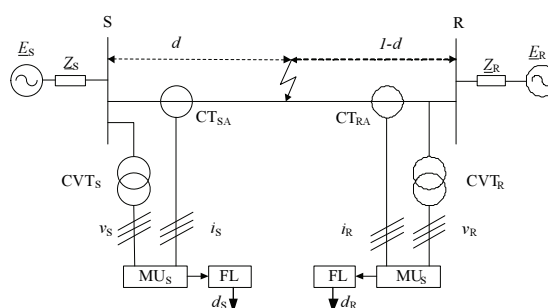
Sztuczne sieci neuronowe są jedną z najszybciej rozwijających się technik sztucznej inteligencji. Ze względu na zdolność uczenia się i adaptacji posiadają duży potencjał aplikacyjny. Zamiast programowania na podstawie wiedzy heurystycznej, sieci neuronowej w tzw. procesie uczenia przedstawia się szereg przykładów (wzorców zachowania). Na podstawie prezentowanych przykładów oczekiwanego działania sztuczna sieć neuronowa, poprawiając wagę, nabywa zdolności odpowiednich reakcji zawartych w bazie danych uczących.

W artykule porównano trzy różne metody lokalizacji zwarć: algorytm Takagi [2] – jeden z pierwszych algorytmów lokalizacji, algorytm wykorzystujący pomiary z dwóch końców linii i algorytm wspomagany jednokierunkową wielowarstwową siecią neuronową.

### 2. SYSTEM PRZESYŁOWY

Badania omawianych algorytmów lokalizacji zwarć przeprowadzono z użyciem sygnałów zwarciovych uzyskanych z symulacji komputerowych w programie ATP-EMTP zwarć łukowych [3] w linii przesyłowej 400 kV (rys. 1)

o długości 50 km. Pomiary prądów i napięć prowadzone były asynchronicznie w obu końcach linii. Badania przeprowadzone zostały dla jednego rodzaju zwarć łukowych L1–E.



Rys. 1. Schemat systemu przesyłowego z pomiarem dwustronnym

W tabelicy 1 przedstawiono zakresy zmienności parametrów systemowych przyjętych do modelowania zwarć. Zarówno miejsce zwarcia, rezystancja zwarcia, jak i moce zwarciovie systemów zasilających były zmieniane w sposób losowy.

Tablica 1. Zmieniane losowo parametry systemu i zwarć dla generacji danych uczących i testujących

Parametry	Wartości
miejsce zwarcia (%)	0 ÷ 100
rezystancja zwarcia (Ω)	0 ÷ 10
moce zwarciovie systemów zasilających (GVA)	3 ÷ 32

### 3. ALGORYTM LOKALIZACJI ZWARĆ

Rozważa się naturalne pętle zwarciovie, identycznie jak w przypadku zabezpieczenia odległościowego [1]. W tym celu stosownie do rodzaju zwarcia formowane są sygnały (napięcie i prąd) pętli zwarcioviej. Tablica 2 określa te sygnały dla przypadku rozważania pętli zwarcioviej „widzianej” z końca linii S. Sygnały pętli zwarcioviej „widzianej” z końca R określa się analogicznie.

Tablica 2. Sygnały pętli zwarciowej rozpatrywanej z końca linii S

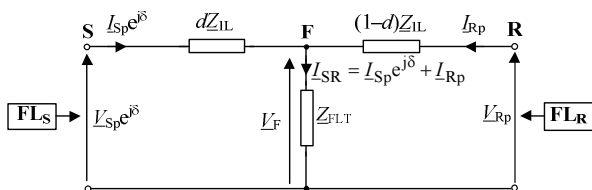
Rodzaj zwarcia	Napięcie pętli zwarciowej	Prąd pętli zwarciowej
L1-E	$\underline{V}_{S\_L1}$	$\underline{I}_{S\_L1} + k_0 \underline{I}_{S0}$
L2-E	$\underline{V}_{S\_L2}$	$\underline{I}_{S\_L2} + k_0 \underline{I}_{S0}$
L3-E	$\underline{V}_{S\_L3}$	$\underline{I}_{S\_L3} + k_0 \underline{I}_{S0}$
L1-L2, L1-L2-E, (L1-L2-L3, L1-L2-L3-E)*	$\underline{V}_{S\_L1} - \underline{V}_{S\_L2}$	$\underline{I}_{S\_L1} - \underline{I}_{S\_L2}$
L2-L3, L2-L3-E	$\underline{V}_{S\_L2} - \underline{V}_{S\_L3}$	$\underline{I}_{S\_L2} - \underline{I}_{S\_L3}$
L3-L1, L3-L1-E	$\underline{V}_{S\_L3} - \underline{V}_{S\_L1}$	$\underline{I}_{S\_L3} - \underline{I}_{S\_L1}$

\* – uwzględniono pętle międzyfazową L1-L2, ale mogą być analizowane również pętle L2-L3, L3-L1  
Współczynnik kompensacji ze względu na składową zerową:  
 $k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{Z_{1L}}$

W przypadku pętli zwarciowych faza–ziemia, sygnałami pętli zwarciowej są napięcia i prądy z danej fazy, przy czym do prądu fazowego dodawany jest składnik związany ze składową zerową: prąd kolejności zerowej pomnożony przez współczynnik:  $k_0 = (Z_{0L} - Z_{1L}) / Z_{1L}$ .

Dla pętli zwarciowych faza<sub>1</sub>–faza<sub>2</sub> jako sygnały pętli zwarciowej przyjmuje się różnice napięć oraz prądów z faz biorących udział w zwarcu.

Na rysunku 2 przedstawiono zagregowany model pętli zwarciowych.



Rys. 2. Zagregowany model naturalnych pętli zwarciowych

Rozważa się zastosowanie do lokalizacji miejsca zwarcia niezynchronizowane pomiary z obu końców linii [4], przy czym jako bazę odniesienia przyjmuje się pomiary z końca R (napięcie i prąd pętli zwarciowej:  $\underline{V}_{Rp}$ ,  $\underline{I}_{Rp}$ ). Natomiast pomiary z końca S (napięcie i prąd pętli zwarciowej:  $\underline{V}_{Sp}$ ,  $\underline{I}_{Sp}$ ) są „dosynchronizowane” z użyciem operatora synchronizującego  $e^{j\delta}$ , gdzie  $\delta$  jest nieznanym kątem synchronizacji. Synchronizacja jest realizowana przez pomnożenie oryginalnych fazy dla sygnałów pętli zwarciowej przez operator synchronizujący.

Agregując modele obu pętli zwarciowych z rysunku 1 uzyskuje się model jak na rysunku 2 [1]. Występuje w nim fikcyjna gałąź poprzeczna, przez którą płynie sumaryczny prąd ( $\underline{I}_{Sp}e^{j\delta} + \underline{I}_{Rp}$ ), inny niż rzeczywisty prąd zwarcia  $\underline{I}_F$ . Z tego względu impedancja tej fikcyjnej gałęzi nie jest w ogólnym przypadku równa rezystancji w miejscu zwarcia ( $R_{arc}$ ).

Przyrównując do siebie spadki napięć na gałęzi poprzecznej w miejscu zwarcia (F) (rys. 2), wyznaczone odpowiednio od końców S oraz R, uzyskuje się:

$$\underline{V}_{Sp}e^{j\delta} - dZ_{1L}\underline{I}_{Sp}e^{j\delta} = \underline{V}_{Rp} - (1-d)Z_{1L}\underline{I}_{Rp} \quad (1)$$

Równanie (1) po zapisaniu oddzielnie dla części rzeczywistej oraz urojonej daje układ dwóch równań z dwiema niewiadomymi:  $d$  – odległość do zwarcia (p.u.),  $\delta$  – kąt synchronizacji. Układ ten można rozwiązać stosując procedury numeryczne.

W celu uniknięcia obliczeń iteracyjnych, korzysta się ze znajomości modułu operatora synchronizującego  $e^{j\delta}$ , co daje z (1) następującą zależność:

$$|e^{j\delta}| = \left| \frac{\underline{V}_{Rp} - Z_{1L}\underline{I}_{Rp} + dZ_{1L}\underline{I}_{Rp}}{\underline{V}_{Sp} - dZ_{1L}\underline{I}_{Sp}} \right| \quad (2)$$

Ponieważ moduł ten jest równy 1 otrzymuje się następujące równanie

$$|\underline{V}_{Rp} - Z_{1L}\underline{I}_{Rp} + dZ_{1L}\underline{I}_{Rp}| = |\underline{V}_{Sp} - dZ_{1L}\underline{I}_{Sp}| \quad (3)$$

Rozwiązanie równanie (3) ze względu na odległość do miejsca zwarcia prowadzi do następującego równania kwadratowego:

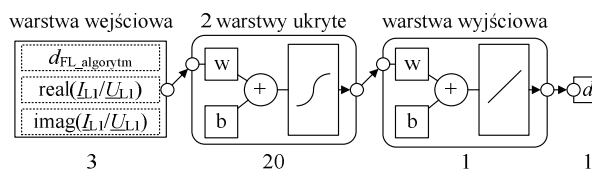
$$A_2d^2 + A_1d + A_0 = 0 \quad (4)$$

gdzie:  $d$  – odległość do zwarcia [p.u.],  $A_2$ ,  $A_1$ ,  $A_0$  – współczynniki (liczby rzeczywiste) określone przez sygnały (fazy) pętli zwarciowych: ( $\underline{V}_{Sp}$ ,  $\underline{I}_{Sp}$ ) i ( $\underline{V}_{Rp}$ ,  $\underline{I}_{Rp}$ ), uformowane z użyciem asynchronicznych pomiarów z obu końców linii oraz przez impedancję linii dla składowej zgodnej ( $Z_{1L}$ ).

Zaproponowany algorytm lokalizacji zwarć wykorzystuje napięcia i prądy fazowych pętli zwarciowych, które określone są stosownie do rodzaju zwarcia (tab. 2).

#### 4. SZTUCZNA SIĘĆ NEURONOWA

Siec neuronowa wykorzystana w badaniach składała się z warstwy wejściowej, dwóch warstw ukrytych złożonych z 20 neuronów i warstwy wyjściowej 1-no neuronowej (rys. 3). Wektor sygnałów wejściowych (zasilających sztuczną sieć neuronową) stanowiły odpowiednio: wynik algorytmu lokalizacyjnego wykorzystującego pomiary z dwóch końców linii, część rzeczywista oraz urojona ilorazu  $\underline{I}_L / \underline{U}_L$ , gdzie  $\underline{I}_L$ ,  $\underline{U}_L$  są wartościami prądu i napięcia wybie-ranymi losowo z okresu 60-80 ms po wystąpieniu zwarcia.



Rys. 3. Architektura sieci neuronowej

Przed rozpoczęciem procesu uczenia wejścia i wyjścia sieci zostały znormalizowane przy pomocy funkcji skalującej tak, by zawsze należały do przedziału  $(-1, 1)$ . Cały zbiór danych podzielono na dane uczące, testujące i walidacyjne odpowiednio w proporcji 70–15–15. Wyjście sieci odpowiadało bezpośrednio wartościom docelowym, jak pokazano na rysunku 3.



## 5. ANALIZA LOKALIZACJI ZWARĆ ŁUKOWYCH

Ponieważ celem badań było opracowanie lokalizatora zwarć łukowych, należało wprowadzić do modelu systemu ze zwarciem odpowiedni model łuku zwarciovego. Przyjęto dynamiczny model łuku pierwotnego w postaci równania różniczkowego:

$$\frac{dg_p}{dt} = \frac{1}{T_p} (G_p - g_p) \quad (5)$$

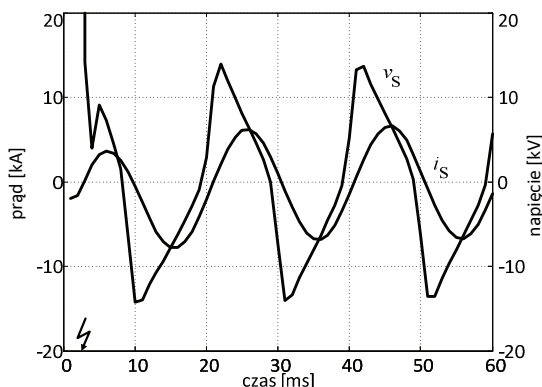
gdzie:  $g_p$  – dynamiczna przewodność łuku,  $G_p$  – statyczna przewodność łuku,  $T_p$  – stała czasowa.

Natomiast statyczna przewodność łuku definiowana jest wzorem:

$$G_p = \frac{|i|}{(V_p + R|i|)l_p} \quad (6)$$

gdzie:  $i$  – prąd łuku,  $V_p$  – średni gradient napięcia,  $R$  – rezystancja statyczna,  $l_p$  – długość łuku.

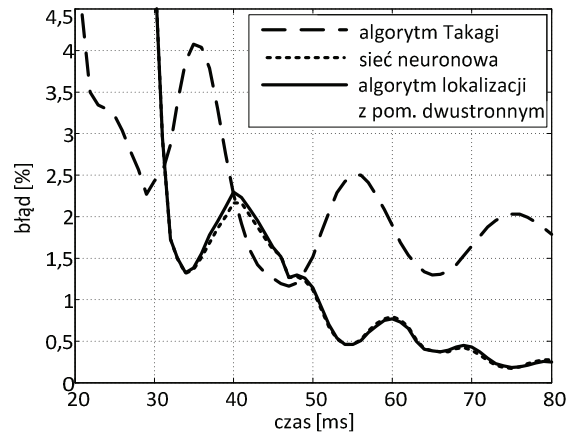
W badanych przypadkach zwarciovych łuk (rys. 4) modelowano rezystorem o zmiennej rezystancji. Na bieżąco mierzony był prąd łuku i rozwiązywane równanie różniczkowe (1) ze względu na chwilową rezystancję łuku, która była podawana jako sterowanie na element o zmiennej rezystancji.



Rys. 4. Prąd łuku ( $i$ ) i spadek napięcia na łuku ( $v$ )

W rozważanych algorytmach lokalizacji wstępnie zastosowano standardową filtrację z użyciem pełno-okresowej filtracji Fouriera. Stwierdzono, że w niektórych przypadkach wskutek dużego zniekształcenia przetwarzanych sygnałów, taka filtracja okazuje się niewystarczająca.

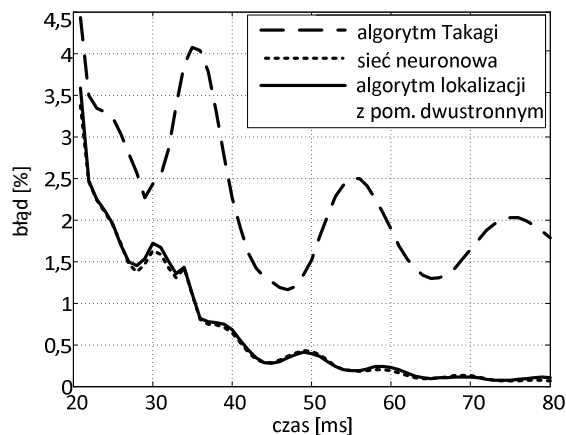
Uśredniania rezultatów lokalizacji w czwartym okresie po zwarciu, zamiast w trzecim okresie, wydatnie poprawia dokładność ostatecznej lokalizacji zwarcia. Taki zabieg jest możliwy do zastosowania tylko wtedy, gdy wyłączenie zwarcia nie nastąpi wcześniej. Alternatywnym podejściem do tego problemu jest wprowadzenie dodatkowej filtracji wstępnej, pozostawiając uśrednianie dla 3-go okresu, jak to przyjęto na wstępie tych badań. Dodatkową filtrację wstępną zrealizowano z użyciem półokresowego filtra sinusowego, co znacząco poprawiło dokładność lokalizacji.



Rys. 5. Błędy średnie badanych metod lokalizacji bez dodatkowej filtracji

Porównanie trzech różnych metod lokalizacji zwarć przedstawiono na rysunku 5. We wszystkich trzech przypadkach wykorzystano tylko standardowe filtrowanie pełnokresowym filtrem Fouriera.

Błędy średnie lokalizacji dla wszystkich trzech metod przedstawione na rysunku 6 uwzględniają uprzednią filtrację sygnałów standardowym pełnokresowym filtrem Fouriera w połączeniu ze wstępną filtracją w postaci półokresowego filtra sinusoidalnego.



Rys. 6. Błędy średnie badanych metod lokalizacji z dodatkową filtracją

Wybór poprawnego rozwiązania spośród dwóch użytych z rozwiązania równania kwadratowego (4) przeprowadzono następująco:

- tylko jedno z rozwiązań dla odległości do zwarcia wskazuje na zwarcie w linii i jest ono, w naturalny sposób, przyjmowane jako rozwiązanie poprawne.

Lepszą dokładność uzyskano w przypadku zastosowania do lokalizacji sygnałów pętli zwarciovych i jest ona nieco wyższa niż w przypadku lokalizacji z użyciem danych pomiarowych z jednego końca linii (algorytm Takagi).

Dodatkowa filtracja w znaczny sposób poprawia dokładność uzyskiwanych rozwiązań. Błąd średni estymacji miejsca zwarcia z dodatkową filtracją sygnałów w trzecim okresie po zwarciu jest mniejszy niż 0,5%, a ponad dwukrotnie większy niż w przypadku standardowego filtrowania. Tablica 3 przedstawia wyniki dla trzech omawianych metod lokalizacji zwarcia.

Tablica 3. Wyniki lokalizacji przebadanych algorytmów

błąd [%]	sieć neuro-nowa (rys. 2)	algorytm lokalizacji (4)	algorytm Takagi [2]
max	0,1230	0,2068	4,5601
średni	0,0275	0,0411	1,7357
odchylenie standardowe	0,5522	0,5404	1,2519

## 6. PODSUMOWANIE

Rozpatrzono lokalizację zwarć łukowych w liniach przesyłowych z użyciem wyników asynchronicznych pomiarów napięć i prądów z obu końców linii. Wyprowadzono algorytm, dla którego sygnały pętli zwarciovych rozpatrywanych z obu końców linii są sygnałami wejściowymi. Uzyskano kwadratowe równanie na poszukiwaną odległość do zwarcia, którego współczynniki są wyrażone w możliwie najbardziej zwartej formie. Wyboru poprawnego rozwiązania (spośród dwóch) uzyskuje się w oparciu o rezystancję (impedancję) łuku, wyznaczoną dla podstawowej harmonicznej.

Wyprowadzony algorytm może być również zastosowany do lokalizacji miejsca zwarcia przez wykorzystanie składowych symetrycznych mierzonych napięć i prądów. Należy wtedy użyć: składowych kolejności zgodnej i przeciwnej dla zwarć niesymetrycznych oraz składowych kolejności zgodnej – wielkości zwarciovych i przyrostowe dla zwarć trójfazowych symetrycznych. Dla rozwiązania poprawnego, zachodzi koincydencja rezultatów uzyskanych dla dwóch różnych składowych, co w praktyce oznacza, że są one bardzo do siebie zbliżone. Dla rozwiązania drugiego (odrzuconego) występują znaczne różnice.

Przedstawione rezultaty badań wskazują na ważną rolę filtracji cyfrowej przetwarzanych sygnałów. Sygnały te są bowiem znacznie zniekształcone podczas zwarć łukowych. Zasadne jest bezpośrednio korzystanie z rezultatu obliczeń lub wyniku uśrednionego z możliwie najpóźniejszego czasu po wystąpieniu zwarcia, lecz jeszcze przed jego eliminacją.

Pokazano, że zastosowanie złożonej formy filtracji, np. w postaci standardowej, pełnookresowej filtracji Fouriera

wraz z filtracją wstępną z użyciem półokresowego filtru sinusowego znacznie poprawia dokładność uzyskanych rezultatów obliczeń. Szczególnie dotyczy to wyznaczania kąta synchronizacji.

Innym środkiem poprawy dokładności lokalizacji może być opracowanie skuteczniejszej filtracji cyfrowej zniekształconych sygnałów, a zadanie to może przejąć odpowiednio zaprojektowana sieć neuronowa. Będzie to przedmiotem dalszych badań.

Sieć neuronowa tylko nieznacznie poprawia wyniki otrzymywane na drodze analitycznej. Porównywanie omawianych algorytmów lokalizacji zwarć przeprowadzono w oparciu o analizę błędów średnich, maksymalnych i odchyleń standardowych otrzymywanych wyników bezpośrednich. Prezentowane zbieżności błędów średnich wskazują algorytm wspomagany sztuczną siecią neuronową jako metodę charakteryzującą się mniejszymi błędami niż algorytm Takagi i porównywalnymi błędami lokalizacji z zaprezentowanym algorytmem, wykorzystującym pomiary z dwóch końców linii.

## BIBLIOGRAFIA

1. Saha M.M., Iżykowski J., Rosołowski E., Fault Location on Power Networks, Springer, London, 2010, ISBN 978-1-84882-886-5.
2. Takagi T., Yamakoshi Y., Yamaura M., Kondou R., Matsushima T., Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. 101, no. 8, pp. 2892–2898, Aug. 1982, ISSN: 0018-9510.
3. Johns A.T., Aggarwal R.K., Song Y.H., Improved techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmission systems, Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, vol. 141, no. 2, pp. 148–154, Mar 1994, ISSN: 1350-2360.
4. Saha M.M., Rosołowski E., Iżykowski J., New Fault Location Method, PACWorld, Volume 21, September 2012.

## ARCING FAULTS LOCATION METHODS FOR POWER TRANSMISSION LINES LOGIC – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** fault location, artificial neural network, arcing fault.

This paper presents a three different fault location approaches: one-end Takagi algorithm, two-end algorithm considering natural fault loops and neural network. It is assumed that three-phase voltages and currents from both ends of the line measured asynchronously are the input signals of the fault locator. In addition to natural fault loop signals also the use of symmetrical components (positive and negative or incremental positive sequence components) for fault location were considered. Results of evaluation study have been included, analyzed and discussed. Impact of filtration has been considered as well.

## WYNIKI TESTÓW DZIAŁANIA UKŁADU FAŁOWEJ LOKALIZACJI MIEJSCA ZWARCIA W WARUNKACH LABORATORYJNYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Krzysztof GLIK<sup>1</sup>, Desire Dauphin RASOLOMAMPIONONA<sup>1</sup>

1. Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Aparatów Elektrycznych i Automatyki Elektroenergetycznej  
tel: 22347351 fax:222345617 e-mail: krzysztof.glik@ien.pw.edu.pl, desire.rasolomampionona@ien.pw.edu.pl

**Streszczenie:** W artykule opisano algorytm falowej lokalizacji miejsca zwarcia w linii wysokiego napięcia (WN) oparty na przekształceniu falkowym, który zaimplementowano w prototypie urządzenia, a następnie przetestowano w warunkach laboratoryjnych. Artykuł przedstawia opis części sprzętowej i programowej falowego lokalizatora miejsca (FLMZ), metodykę oraz wyniki testów.

**Słowa kluczowe:** lokalizator, linia WN, przekształcenie falkowe.

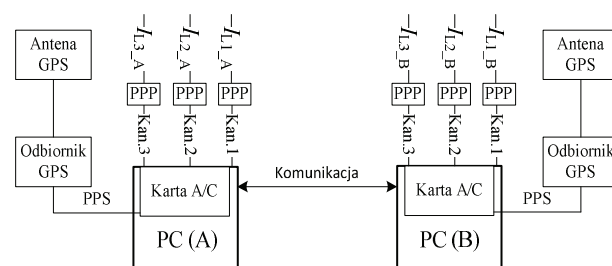
### 1. WSTĘP

Falowa lokalizacja miejsca zwarcia charakteryzuje się lepszą dokładnością w porównaniu do powszechnie wykorzystywanych metod impedancyjnych. Dokładność ta jest szczególnie lepsza dla zwarć z dużą rezystancją przejścia, dla linii WN szeregowo kompensowanych czy dwutorowych, dlatego też tematyka ta spotyka się z dużym zainteresowaniem [1, 2]. Zagadnienia dotyczące doświadczeń eksploatacyjnych falowych lokalizatorów opisano w [3–7]. Testowanie laboratoryjne takich lokalizatorów jest rzadko poruszane [8], a jedynie dokładne przetestowanie urządzeń w warunkach laboratoryjnych pozwala na niezawodne działanie przy różnych rodzajach zwarć, które występują w linii WN. Głównym problemem przy przeprowadzeniu testów laboratoryjnych jest generacja sygnału wysokoczęstotliwościowego (1–1,5 MHz), o odpowiednim przebiegu i czasie narastania zbocza. Urządzenia, które wykorzystywane są do testowania konwencjonalnych lokalizatorów/zabezpieczeń elektroenergetycznych (przykładowo Omicron CMC, który znajduje zastosowanie przy testach zabezpieczeń [9]), mogą generować sygnał do paru kHz dlatego też, niezbędne było zestawienie nowego stanowiska testowego.

### 2. CZĘŚĆ SPRZĘTOWA LOKALIZATORA

Działanie układu falowej lokalizacji bazuje na pomiarze prądów w trzech fazach na dwóch krańcach linii WN przez dwa oddzielne urządzenia (rys. 1). Pośredniczący przekładnik prądowy jest dostosowany do prądu wtórnego

głównego przekładnika prądowego oraz charakteryzuje się zwiększonym pasmem przenoszenia. Synchronizacja dwóch urządzeń (PC A i PC B razem z kartami analogowo-cyfrowymi A/C) jest zapewniona poprzez system GPS. Odbiornik GPS generuje sygnał synchronizujący PPS, który jest przesyłany na wejście wyzwalające próbkowanie karty analogowo-cyfrowej. Każdy z prądów jest przetwarzany z częstotliwością 1 MHz. Gdy dochodzi do zwarcia, czas nadejścia fal do dwóch przeciwległych stacji jest przesyłany między dwoma komputerami, w celu określenia dokładnego miejsca zwarcia.



Rys. 1. Schemat blokowy falowego lokalizatora miejsca zwarcia, PPP – pośredniczący przekładnik prądowy, PPS (ang. pulse per second) – sygnał synchronizacyjny

### 3. CZĘŚĆ PROGRAMOWA LOKALIZATORA

#### 3.1. Algorytm lokalizacji miejsca zwarcia

W urządzeniu zaimplementowano algorytm lokalizacyjny, przedstawiony w artykule [10]. Lokalizacja opiera się na pomiarze prądów w trzech fazach po obu stronach linii WN, następnie wykonywane jest przekształcenie 0,  $\alpha$ ,  $\beta$ . Otrzymuje się składowe diagonalne, które następnie poddawane są przekształceniu falkowemu. Algorytm opiera się na falce biortogonalnej 3.3, przy czym wykorzystywane są współczynniki drugiego poziomu dekompozycji falkowej (zakres częstotliwości 125–250 kHz dla częstotliwości próbkowania 1 MHz). Przekształcenie falkowe jest realizowane za pomocą algorytmu Mallat'a [11].

W algorytmie przedstawionym w [10] do detekcji i klasyfikacji zwarcia wykorzystano przekształcenie falkowe, zaś w prototypie urządzenia detekcja i klasyfikacja jest oparta na składowej okresowej, zaś sama lokalizacja wykorzystuje przekształcenie falkowe. Wynika to głównie z założenia, że przy pierwszych próbach prototypu, najważniejszą kwestią jest poprawna detekcja zwarcia, co na tym etapie testów wydaje się bardziej osiągalne przy zastosowaniu konwencjonalnych metod.

### 3.2. Interfejs użytkownika

Interfejs graficzny zrealizowano przy pomocy środowiska Visual Studio 2008 i obiektowego języka programowania C#. Pierwsze okno programu pozwala na wybór karty pomiarowej, kanału próbkowania, zakresu pomiarowego oraz częstotliwości próbkowania. Następne okno pozwala na obserwację sygnału wejściowego na wszystkich dostępnych kanałach w czasie rzeczywistym.

Wszystkie zarejestrowane zwarcia są następnie zapisywane w bazie danych (rys. 2), z możliwością ich późniejszego analizowania i przeglądania przebiegów czasowych.

Lp.	Data zwania	Stacja A	Stacja B	Długość linii [km]	Typ zwania	Odł. do miejsca zwania(st.A)	Odł. do miejsca zwania(st.B)
65	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
64	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
63	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
62	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
61	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
60	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
59	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
58	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
57	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
56	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
55	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
54	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
53	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
52	2013-01-30_074...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4

Rys. 2. Interfejs graficzny – FLMZ rejestr zdarzeń

## 4. PIERWSZY UKŁAD TESTOWY

Pierwszy układ testowy pozwala na wstępne sprawdzenie działania układu falowego lokalizatora. Co ważne, można za pomocą tego układu sprawdzić, czy zastosowany przekładnik prądowy przenosi w sposób prawidłowy wysokie częstotliwości oraz nie zniekształca przedniego czoła fali. Sygnał z symulowanego zwarcia za pomocą baterii 9 V jest wysyłany jednocześnie na wejście dwóch zsynchronizowanych ze sobą kart analogowo-cyfrowych. Taką metodę badania, wykorzystuje Qualitrol w przypadku lokalizatora TWS Mark VI [12].

Układ testowy jest bardzo podobny do tego przedstawionego na rysunku 1. Jediną różnicą jest bateria, która znajduje się po pierwotnej stronie pośredniczących przekładników prądowych przewidzianych dla urządzeń A i B. Impuls w urządzeniu B pojawia się z różnicą nie większą niż 1 μs w porównaniu do urządzenia A, co odpowiada standardowemu błędowi synchronizacji dla systemu GPS. Generowano impuls wielokrotnie dla wszystkich faz, co potwierdza poprawność dobranych elementów składowych układu falowej lokalizacji miejsca zwarcia.

## 5. DRUGI UKŁAD TESTOWY

### 5.1. Schemat blokowy

Drugi układ testowy wykorzystuje próbki otrzymane po zwarcu symulowanym w programie PSCAD/EMTDC (program do symulacji elektromagnetycznych składowych przejściowych). Celem poniższej analizy jest zbadanie jak algorytm falowy działa przy zwarcu łukowym.

Modelowany jest łuk pierwotny, który pojawia się w miejscu zwarcia doziemnego.

Próbki otrzymane z programu PSCAD/EMTDC są zapisywane w pamięci komputera (PC RAM), a następnie są wykorzystywane w algorytmie dwóch zsynchronizowanych ze sobą urządzeń. Próbki są wczytywane po pojawieniu się sygnału wyzwalającego (PPS) na wejściu synchronizującym karty analogowo-cyfrowej.

### 5.2. Model systemu

W celu prawidłowego analizowania zjawisk falowych i sprawdzenia działania falowego algorytmu detekcji, klasyfikacji i lokalizacji miejsca zwarcia zamodelowano układ źródło zastępcze – linie WN – źródło zastępcze.

System przedstawiony na rysunku 5 składa się z trzech linii trójfazowych WN o napięciu 220 kV oraz długości  $l_{G1-A} = 70$  km,  $l_{A-B} = 100$  km,  $l_{B-G2} = 150$  km. Linie WN są modelowane jako elementy o parametrach rozłożonych zależnych od częstotliwości. Zakłada się, że falowy lokalizator miejsca zwarcia jest zainstalowany w stacji A i B.

### 5.3. Model zwarcia łukowego

Łuk pierwotny zamodelowano jako zmienną rezystancję zależną od prądu, zgodnie z [13][14]. Zgodnie z [14]”:

$$\frac{dg_p}{dt} = \frac{1}{\tau_p} (G - g_p) \quad (1)$$

gdzie:  $g_p$  – zastępcza przewodność łuku pierwotnego,  $G$  – przewodność statyczna łuku,  $\tau_p$  – stała czasowa procesu palenia się łuku.

Przyjęto:

$u_p = 15$  V/cm, charakterystyczne napięcie jednostkowe łuku,  $R_{Luk} = 10 \cdot 10^{-5}$  Ω/cm, charakterystyczna jednostkowa rezystancja łuku,  $l_{Luk} = 400$  cm, długość łuku elektrycznego

$$\tau_{Luk} = \frac{\alpha I_p}{l_{Luk}} \quad (2)$$

Przyjęto:

$\alpha = 2,5 \cdot 10^{-5}$ , stały parametr,

$I_p = 15000$  A, zakładana szczytowa wartość prądu łuku.

$$g(k) = G \cdot (1 - a_1) + g(k-1) \cdot a_1 \quad (3)$$

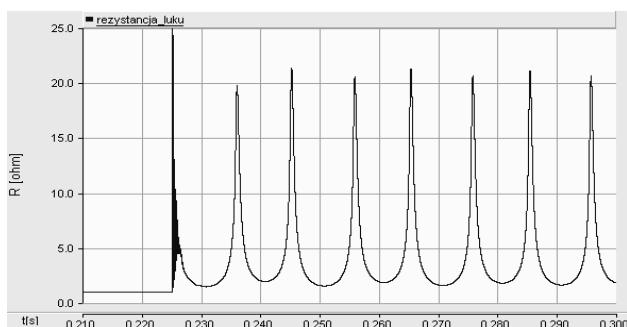
$a_1 = e^{-T/\tau_p}$ , T – krok modelowania

$$g(0) = 0,054 \cdot \frac{i}{u_p \cdot l} \quad (4)''$$

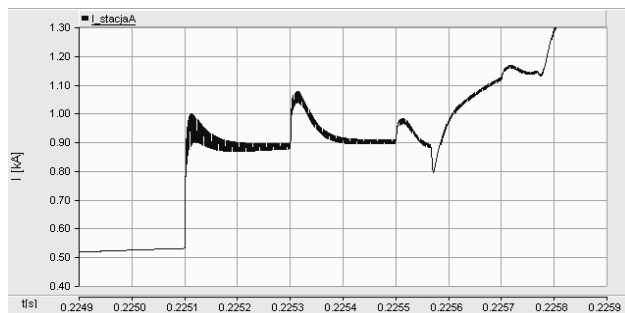
Na rysunku 3 przedstawiono zmienną w czasie rezystancję łuku elektrycznego występującego w miejscu zwarcia, którą otrzymano w wyniku symulacji układu z rys. 5.

Prąd zwarcia w stacji A przedstawiono na rysunku 4. Zwarcie zachodzi w chwili  $t_z = 0,225$  s. Można zaobser-

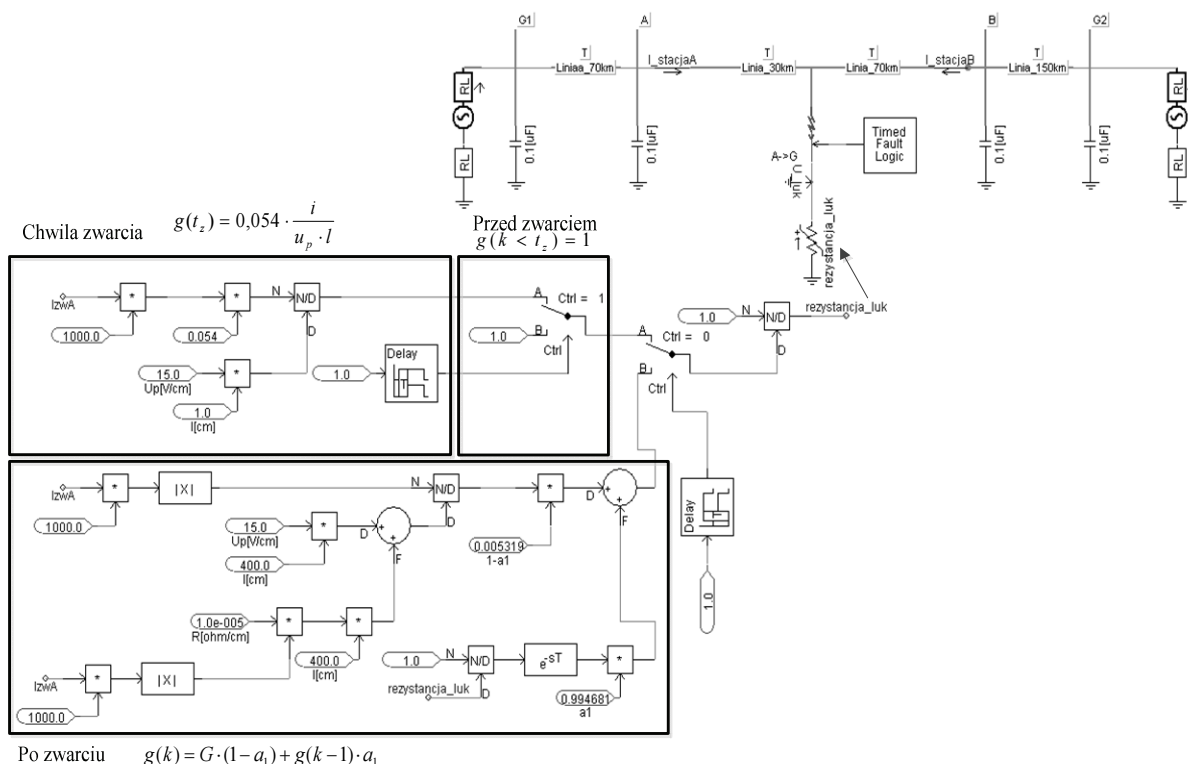
wować po tym czasie nakładanie się wysokoczęstotliwościowego sygnału na fale prądowe. Mimo dodatkowych składowych kształt fal nie zmienia się znacząco, dzięki czemu algorytm falowy działa poprawnie dla tego typu zwarć.



Rys. 3. Rezystancja łuku elektrycznego, PSCAD/EMTDC



Rys. 4. Prąd zwarciový w stacji A po wystąpieniu zwarcia łukowego,  $t_z = 0,225s$ , PSCAD/EMTDC



Rys. 5. Model łuku pierwotnego, PSCAD/EMTDC

### 5.4. Wyniki działania algorytmu

Zrealizowano liczne testy, dla różnej odległości miejsca zwarcia i kąta dla zwarcia jednofazowego L1-E łukowego. Z przeprowadzonych prób wynika błędne działanie algorytmu dla małych kątów zwarcia, oraz poprawne wyniki dla praktycznie wszystkich pozostałych otrzymanych przypadków.

Oprócz zwarć łukowych przetestowano algorytm dla różnych typów zwarć (L2-E, L1-L2, L1-L2-L3 itd.) przy czym uzyskano wyniki zbliżone do wyników symulacyjnych, które przedstawiono w publikacji [10], gdzie uwzględniono jedynie wyniki symulacyjne algorytmu (bez uwzględnienia sprzętu).

Prawidłowe działanie algorytmu wynika z doboru odpowiedniej falki do danego zastosowania, która będzie najbardziej podobna do poszukiwanej składowej sygnału, która w tym przypadku odpowiada wzrostowi prądu związanemu z propagacją fali elektromagnetycznej. Co więcej, odpowiednio

wysoki zakres rozpatrywanego zakresu częstotliwości pozwala na precyzyjne określenie danego impulsu w czasie.

## 6. PODSUMOWANIE

Przeprowadzone testy potwierdzają, że udało się opracować algorytm lokalizacji miejsca zwarcia oparty na przekształceniu falkowym, który pozwala na dokładną lokalizację zwarć w liniach elektroenergetycznych WN z wykorzystaniem występujących w nich zjawisk falowych. Algorytm ten zapewnia lokalizację miejsca zwarcia ze średnim błędem 250 m, wyłączając przypadki, gdy zwarcie zachodzi przy przejściu napięcia przez zero (lub w pobliżu:  $\pm 2,5^\circ$ ).

Kolejnym krokiem w sprawdzeniu działania układu falkowej lokalizacji będzie testowanie urządzenia w rzeczywistych warunkach tzn. na stacji elektroenergetycznej. Ze

względu na stosunkowo rzadkie występowanie zwarć w liniach WN, badania te mogą trwać długo. Z większym prawdopodobieństwem, możliwe będzie sprawdzenie lokalizatora w wypadku wystąpienia operacji łączeniowych, załączania baterii kondensatorów czy przy występowaniu wyładowań atmosferycznych. Tego typu zdarzenia, są źródłem sygnałów o wysokiej częstotliwości, które mogą być wykryte przez odpowiednio nastawiony falowy lokalizator.

## BIBLIOGRAFIA

1. K. Glik, R. Kowalik, D. Rasolomampionona, S. Anwar, „Travelling wave fault location in power transmission systems: an overview,” *Journal of Electrical Systems*, Nr 7, s. 287–296, 2011, ISSN: 1112-5209.
2. J. Qin, X. Chen, J. Zheng, “Travelling wave fault location of transmission line using wavelet transform” *Proceedings of IEEE Powercon Conference*, s. 533–537, 1998, ISBN 0-7803-4754-4.
3. P.F. Gale, P.V. Taylor, P. Naidoo, C. Hitchin, D. Clowes, “Travelling wave fault locator experience on ESKOM’s transmission network”, *Proc. IEE Seventh International Conference on Developments in Power System Protection*, s. 327–330, 2001, ISSN 0537-9989.
4. P.F. Gale, J. Stokoe, P.A. Crossley, “Practical experience with travelling wave fault locators on Scottish power’s 275&400kV transmission system” *Proc. Sixth IEEE International Conference on Developments in Power System Protection*, s. 192–196, 1997, ISSN 0537-9989.
5. B. Xu, Z. Shu, P. Gale, “The application of travelling wave fault locators in China” *Proc. IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection*, s. 535-539, 2008, ISSN 0537-9989.
6. A. El Haffar, M. Lehtonen, “Evaluation of travelling wave fault location based on field measurements”, *Proc. IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection*, s. 601 – 605, 2008, ISSN 0537-9989.
7. S.L. Zimath, M.A.F. Ramos, J.E.S. Filho, “Comparison of impedance and travelling wave fault location using real faults” *Proc. IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, s. 1–5, 2010, ISBN 978-1-4244-6546-0.
8. W. Zhen, Y.H. Tang, M. Liu, W. Pu, Z. Huang, “Travelling wave fault location test technique and its applications using high speed travelling wave generator”, *Proc. Power and Energy Engineering Conference (APPEEC 2012)*, s. 1–4, 2012, ISSN: 2157-4839.
9. R. Kowalik, M. Januszewski, D. Rasolomampionona “Problems Found During Testing Synchronous Digital Hierarchical Devices Used on Power Protection Systems”, *IEEE Transactions On Power Delivery*, Nr 28 (1), s. 11–20, 2013, ISSN 0885-8977.
10. K. Glik, D. Rasolomampionona and R. Kowalik, “Detection, classification and fault location in HV lines using travelling waves”, *Przegląd Elektrotechniczny*, Nr 1a, s. 269–275, 2012, ISSN 0033-2097.
11. S. Mallat, *A Wavelet Tour of Signal Processing*. New York: Academic, 2008, ISBN: 0123743702.
12. TWS Mk VI User Manual, *Travelling Wave Fault Locator*, document ID: 40-08534-02.
13. A.T. Johns, R.K. Aggarwal, Y.H. Song, “Improved techniques for modeling fault arcs on faulted EHV transmission systems” *IEE – Generation, Transmission and Distribution*, Nr 141, s. 148–154, 1994, ISSN 1350-2360.
14. E. Rosołowski, *Komputerowe metody analizy elektromagnetycznych stanów przejściowych*, Wrocław: OWPW, 2009, s. 361, ISBN 978-83-7493-487-9.

## LABORATORY TEST RESULTS FOR THE TRAVELLING WAVE FAULT LOCATION SCHEME LOGIC – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** fault location, HV line, wavelet transform

The article describes the travelling wave fault location algorithm for high voltage lines based on wavelet transform. The algorithm is implemented in a prototype and tested in laboratory. The article presents a hardware and software part of travelling wave fault locator, methodology and test results.

## NOWA STRUKTURA ELEKTROHYDRAULICZNYCH REGULATORÓW MOCY SPEŁNIAJĄCA WYMAGANIA WDRAŻANEGO SYSTEMU LFC – REFERAT KONFERENCYJNY

Mariusz PAWLAK<sup>1</sup>, Jacek KARCZEWSKI<sup>2</sup>

1. Instytut Energetyki Oddział Techniki Ciepłej „ITC” w Łodzi  
tel: 42 643 42 19 fax:42 643 66 22 e-mail: mariusz.pawlak@itc.edu.pl
2. Instytut Energetyki Oddział Techniki Ciepłej „ITC” w Łodzi  
tel: 42 643 42 14 fax: 42 643 66 22 e-mail: jacek.karczewski@itc.edu.pl

**Streszczenie:** W polskim systemie elektroenergetycznym wdrażany jest obecnie nowy regulator centralny LFC (Load Frequency Control), wykorzystywany w automatycznej regulacji częstotliwości i mocy wymiany. Na jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) narzucone zostały wymogi dotyczące spełnienia wymagań LFC. W artykule przedstawiona zostanie struktura, budowa i zasada działania mikroprocesorowych elektrohydraulicznych regulatorów mocy (MREH), zaprojektowanych i konstruowanych w Oddziale Techniki Ciepłej Instytutu Energetyki w Łodzi. Regulatory te wdrożone zostały w jednej z krajowych elektrowni zawodowych. Zaprezentowane zostaną wyniki obiektowych badań eksploatacyjnych oraz dokonana zostanie ocena możliwości implementacji nowych procedur komunikacyjnych między MREH a LFC do struktury programowej regulatorów.

**Słowa kluczowe:** turbina, system elektroenergetyczny, regulator elektrohydrauliczny.

### 1. WSTĘP

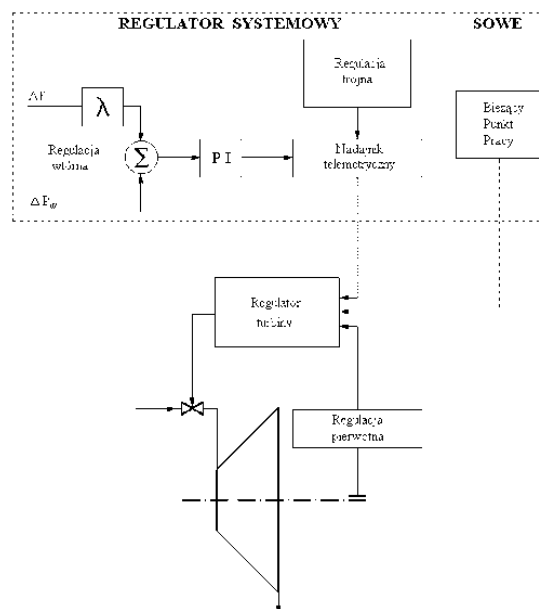
Oddział Techniki Ciepłej w Łodzi Instytutu Energetyki prowadzi od wielu lat prace naukowo-badawcze związane z wdrożeniem na blokach energetycznych elektrohydraulicznej regulacji mocy. Rosnące wymagania odnośnie zapewnienia wysokiej jakości i zmniejszenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej doprowadziły do konieczności modernizacji układów regulacji, decydujących o poprawnej pracy Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) Na jednostki te narzucone zostały wymogi dotyczące spełnienia wymagań wdrażanego obecnie w krajowej energetyce systemu LFC (Load Frequency Control).

W artykule przedstawiono wyniki badań przeprowadzonych na blokach 120MW, wyposażonych w zaprojektowany i skonstruowany w OTC IEn mikroprocesorowy, elektrohydrauliczny regulator mocy (MREH). Badania te posłużyły do oceny dyspozycyjności bloków w świetle spełnienia przez nie wymagań dotyczących regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej systemu elektroenergetycznego wynikających z wdrażanego systemu LFC. Na tle tych badań dokonana zostanie ocena możliwości implementacji nowych proce-

dur komunikacyjnych między MREH a LFC do struktury programowej regulatorów:

### 2. REGULACJA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

System regulacji częstotliwości i mocy systemu elektroenergetycznego [1, 2] jest systemem sterowania hierarchicznego o kilku poziomach regulacji jak to przedstawiono na rysunku 1.



Rys.1 Poziomy regulacyjne w systemie elektroenergetycznym.

Stopniem pierwszym, nazywanym regulacją pierwotną, są regulatory prędkości obrotowej turbin. Regulacja pierwotna jest zdecentralizowana, gdyż jest realizowana przez autonomicznie układy regulacji turbin w poszczególnych elektrowniach. Stopniem drugim jest regulacja częstotliwości

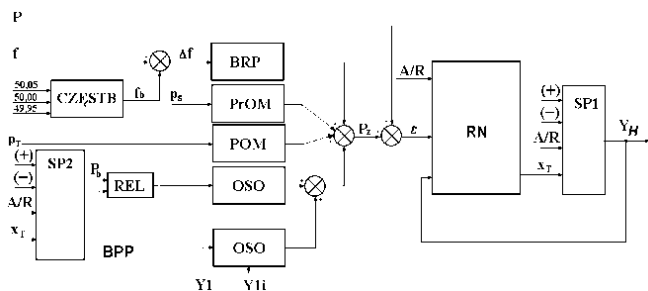
i mocy wymiany, nazywana regulacją wtórną, oddziałująca na wartości zadane regulatorów turbozespołów. Trzecim stopniem, nazywanym regulacją trójną, jest regulacja ekonomicznego rozdziału obciążeń.

Proces pierwotnej regulacji częstotliwości rozpoczyna się w chwili wystąpienia odchyłki częstotliwości, spowodowanej zakłóceniem w systemie elektroenergetycznym, a kończy się po kilkunastu sekundach stabilizacją tej odchyłki na poziomie określonym statyczną charakterystyką regulacji pierwotnej. Likwidacja powstałej odchyłki częstotliwości w systemie elektroenergetycznym następuje poprzez działanie tzw. regulacji wtórnej, która nakłada się na proces pierwotnej regulacji mocy.

### 3. ELEKTROHYDRAULICZNY REGULATOR TURBINY

W jednej z krajowych elektrowni na blokach 120MW zainstalowane są mikroprocesorowe elektrohydrauliczne regulatory mocy (MREH) konstrukcji Oddziału Techniki Ciepłej Instytutu Energetyki w Łodzi

Regulatory te były wielokrotnie modernizowane tak aby mogły spełniać aktualne wymagania Krajowej Dyspozycji Mocy, odnośnie bloków biorących udział w regulacji KSE [3]. Celem tych prac było spełnienie wymagań jakościowych w regulacji systemu. Regulacja mocy dokonywana jest przez oddziaływanie układu regulacji na zawory regulacyjne części wysokoprężnej (WP) turbiny. W sterowniku wypracowywany jest sygnał nastawczy, który przez przetwornik elektrohydrauliczny steruje pracą zaworów. Schemat blokowy regulatora przedstawiono na rysunku 2.



Rys.2. Schemat blokowy regulatora mocy turbiny kondensacyjnej

Oznaczenia: BRP – blok formowania sygnału regulacji pierwotnej, CZESTB – blok zadawania częstotliwości bazowej, POM – parowy ogranicznik mocy, PrOM – próżniowy ogranicznik mocy, OSO – ogranicznik szybkości obciążania, SP2 – zadajnik mocy bazowej, SP1 – zadajnik sterowania ręcznego, REL – wybór trybu sterowania (zdalne lub miejscowe), REG – blok regulatora PI, P – moc generatora,  $P_b$  – moc zadana bazowa,  $P_z$  – sumaryczna moc zadana dla turbiny,  $Y_{1i}$ ,  $Y_1$  – sygnały z regulatora centralnego (regulacja wtórna systemu), BPP – bieżący punkt pracy,  $f$  – częstotliwość sieci,  $f_b$  – częstotliwość bazowa,  $\Delta f$  – odchyłka częstotliwości,  $p_T$  – ciśnienie pary świeżej,  $Y_H$  – sygnał sterujący,  $x_T$  – sygnały do śledzenia, (+), (–) – sygnał binarny zadawanie w górę (w dół), A/R – sygnał binarny sterowanie (ręczne lub automatyczne).

Układ regulacji mocy po stronie wejściowej składa się z czterech torów:

1. Tor zadawania mocy bazowej  $P_z$ . Moc ta wprowadzana jest do układu z trzema prędkościami formowanymi przez ogranicznik szybkości obciążania OSO,

2. Tor zadawania sygnałów  $Y_1$  i  $Y_0$  w ramach Automatyknej Regulacji Częstotliwości i Mocy oraz BPP (Bieżącego Punktu Pracy),
3. Tor odchyłek ciśnienia pary świeżej (POM - parowy ogranicznik mocy) i ciśnienia absolutnego w skraplaczu (PrOM – próżniowy ogranicznik mocy),
4. Tor korekcji częstotliwości, w którym kształtuje się charakterystyki: statyczną i dynamiczną regulacji pierwotnej,

Odchyłka mocy wynikająca z porównania mocy rzeczywistej bloku P z czterema w/w sygnałami jest podawana na wejście regulatora PI, którego sygnał wyjściowy poprzez stacyjkę A/R (automatyka/sterowanie ręczne) i przetwornik elektrohydrauliczny steruje położeniem zaworów regulacyjnych turbiny.

### 4. BADANIA SPRAWDZAJĄCE REGULATORA

Celem badań było:

- przetestowanie pracy EHR po wdrożeniu nowego regulatora mikroprocesorowego na bloku 120 MW,
- sprawdzenie pracy bloku przy zakłóceniach wywołanych zmianą mocy wynikającą z działania regulacji pierwotnej i wtórnej systemu. Sprawdzenie miało za zadanie skontrolowanie wybranych parametrów dynamicznych bloku. Program badań ułożony był tak, aby odpowiadał harmonogramowi badań odbiorczych bloku, wykonywanych według wymagań OSP. Badania prowadzone w czerwcu 2012 miały na celu ocenę pracy bloku przed jego zgłoszeniem do formalnego odbioru przez PSE-Operator.

Na rysunkach 3 i 4 przedstawiono wybrane przebiegi zarejestrowane podczas badań [5]:

Wykaz oznaczeń [5]:

- PG [MW] – moc generatora,
- $p_i$  [Bar] – ciśnienie oleju impulsowego regulatora,
- $Y_H$  [%] – sygnał nastawczy regulatora,
- SUM [MW] – sumaryczna moc zadana (za OSO),
- $p_T$  [MPa] ciśnienie pary świeżej z kotła,
- ZL[%] położenie zaworu WP lewego,
- ZP[%] położenie zaworu WP prawego,

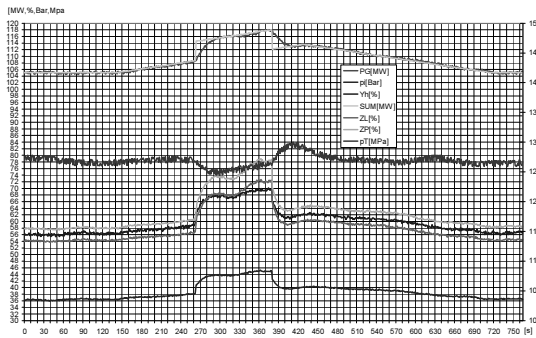
Na rysunku 3 został przedstawiony test współdziałania regulacji pierwotnej i wtórnej na poziomie 105÷118 MW .

W czasie zmian mocy wywołanych sygnałem  $Y_1$  załączona została regulacja pierwotna (skok w dół lub w górę o 6 MW). Warunki dynamiczne przejmowania regulacji pierwotnej zostały spełnione. (czas osiągnięcia stanu ustalonego był krótszy od wymaganej wartości 30 s) Regulacja wtórna działała poprawnie (nadażanie mocy rzeczywistej za mocą zadaną).

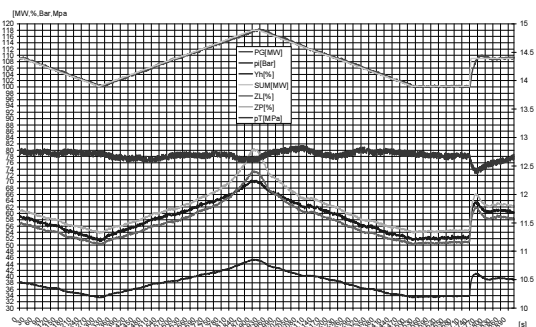
Wykresy na rysunku 4 przedstawiają cały zakres zmian regulacji wtórnej na poziomie mocy bazowej 109MW. Test kończył się szybką zmianą mocy wymuszoną sygnałem interwencyjnym. Zadany zakres zmiany mocy generowanej został zrealizowany.

Czas osiągnięcia mocy zadanej po skoku interwencyjnym mieści się w granicy 30s. Maksymalne przeregulowanie to ok.1 MW.





Rys.3. Współdziałanie regulacji wtórnej i pierwotnej w zakresie mocy 105–118 MW [5].



Rys.4. Zmiana mocy 109MW→100MW→118MW→100MW wywołana regulacją wtórną (sygnał Y1) oraz skok mocy interwencyjnej 100→109 MW [5].

## 5. REGULATOR CENTRALNY LFC

W polskim systemie elektroenergetycznym wdrażany jest obecnie nowy regulator centralny LFC (Load Frequency Control), wykorzystywany w automatycznej regulacji częstotliwości i mocy wymiany. Wymagania stawiane regulatorom JWCD w zakresie współpracy z regulatorem centralnym są wspólne dla wszystkich jednostek biorących udział w regulacji systemu elektroenergetycznego i zostały przygotowane tak, aby ich realizacja mogła być możliwa przez dowolnego wykonawcę w oparciu o jak najbardziej standardowe metody. Jednocześnie rozwiązania zaproponowane w budowie regulatora centralnego LFC są na tyle uniwersalne i dostosowane do ogólnego poziomu rozwiązań technicznych, aby zapewnić wymaganą funkcjonalność i nie generować nadmiernych kosztów implementacji interfejsu do systemu LFC. Należy podkreślić, iż wdrożenie LFC powinno zostać wykonane w taki sposób, aby zapewnić (np. w przypadku awarii LFC) możliwość przełączenia na poprzedni system ARCM, wykorzystujący sygnał regulacyjny Y1 [4].

## 6. SPOSÓB WYMIANY DANYCH Z REGULATOREM CENTRALNYM LFC

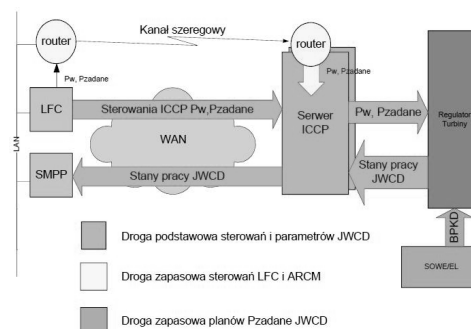
Wymiana danych pomiędzy OSP i JWCD odbywać się będzie dwukierunkowo na bazie dwóch niezależnych dróg transmisyjnych w każdej z relacji [4].

Schemat ogólny powiązań komunikacyjnych wykorzystywanych w systemie LFC przedstawiono na rysunku 5. Zadawanie sygnałów regulacyjnych oraz wysyłanie planów

odbywać się będzie przy wykorzystaniu protokołu ICCP opartego na warstwie MMS oraz na transporcie TCP/IP zgodnie z normami: IEC 60870-6-503, IEC 60870-6-802, IEC 60870-6-702, ISO/IEC 9506 [4].

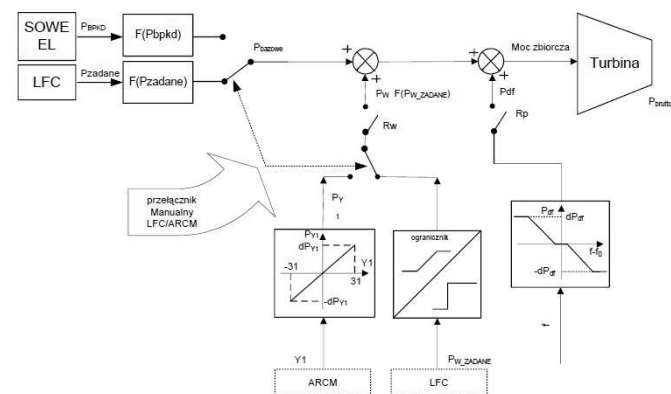
Polecenia sterujące systemem LFC przesyłane będą do JWCD w dwojaki sposób:

- jako polecenia regulacyjne - komendy protokołu ICCP **Pw\_zadane** – bieżąca moc zadana w paśmie regulacji wtórnej [MW] (odpowiednik sygnału Y1) przesyłana będzie jako liczba rzeczywista w postaci sterowania o nazwie Pw\_cmd. **SRw\_cmd**, **SRp\_cmd** - zadane stany regulacji wtórnej i pierwotnej.
- jako plan generacji bazowej



Rys.5. Schemat ogólny powiązań komunikacyjnych w zakresie regulacji wtórnej wg [4].

Polecenia te wysyłane będą do jednostek jako liczby wyrażające wartość zadaną mocy w [MW] bądź w przypadku poleceń SRw\_cmd i SRp\_cmd jako stany zał/wył. Reakcja bloku energetycznego na polecenia Pw\_zadane i Pzadane powinna być natychmiastowa. Pw\_zadane powinno być niezwłocznie wprowadzone w tor regulacji wtórnej i wykonane z zachowaniem ograniczenia maksymalnej szybkości zmian i zakresu wartości. W przypadku pracy bloku z wyłączoną regulacją wtórną i pierwotną reakcja na zmianę mocy bazowej powinna być zgodna z przyjętym gradientem w ograniczniku szybkości obciążania (OSO na rysunku 2). Polecenia włączenia/wyłączenia regulacji przesyłane będą na bieżąco z systemu LFC na podstawie planu BPKD. Operator Sytemu Przesyłowego będzie miał możliwość ich zmiany w zależności od bieżącego stanu Systemu Elektroenergetycznego. Bloki energetyczne biorące udział w regulacji systemu powinny niezwłocznie, automatycznie reagować na polecenia z systemu LFC w postaci sterowań SRw\_cmd i SRp\_cmd, co oznacza, że sterowania te powinny być kierowane do układów automatyki blokowej.



Rys.6. Sygnały sterujące w regulatorze turbiny wg [4]

Na rysunku 6 przedstawiono schemat modelu układów wejściowych regulatora turbiny JWCD.

Sygnaly regulacyjne przesyłane do JWCD muszą podlegać kontroli po stronie JWCD tak, aby wyeliminować możliwość przyjęcia niewłaściwego sterowania. Przyjmuje się, że dla sygnału  $Pw\_zadane$  przesyłanego do JWCD w postaci wartości rzeczywistej nastąpi kontrola [4]:

Zakłada się, iż w stanie normalnej pracy wartości kolejnych skoków  $Pw\_zadane$  mieścić się będą w granicach poniżej 1 MW (około 0,1-0,2 MW). Przyjmuje się, że w przypadku utraty komunikacji pomiędzy serwerami komunikacyjnymi elektrowni i LFC JWCD będzie realizować ostatnie poprawnie pozyskane polecenie regulacyjne  $Pw\_zadane$ , aż do momentu odzyskania komunikacji i otrzymania kolejnego poprawnego sterowania [4].

## 7. SYGNAŁY PRZESYŁANE DO SYSTEMU LFC

Przyjmuje się, że z JWCD pobierane byłyby następujące dane:

**Pbrutto** – Moc wyjściowa brutto bloku [MW].

**Pzadane** – Moc zadana faktycznie przesłana na blok do układu regulacji mocy jako bazowa. [MW].

**Pbazowe** – Moc bazowa bloku [MW]. Moc zadana dla regulatora po OSO.

**PdF** – Składnik mocy zadanej bloku wynikający z działania regulacji pierwotnej [MW].

**Pw** – Składnik mocy zadanej bloku wynikający z działania regulacji wtórnej [MW].

**Pw\_zadane** – Moc zadana bloku w paśmie regulacji wtórnej przesłana przez OSP z systemu LFC w postaci komendy  $Pw\_cmd$  [MW].

**Rp** – Stan pracy regulacji pierwotnej [zał/wył]. W stanie „zał” statyzm i strefa martwa powinna być ustawiona na poziomie uzgodnionym z OSP.

**Rw** – Stan pracy regulacji wtórnej [zał/wył].

**Y1** – Wartość sygnału Y1 odbierana w elektrowni jako liczba z przedziału  $\langle -31,31 \rangle$

**Pzbiorcze** – Moc zbiorcza zadana bloku wartość sumaryczna wszystkich składników mocy zadanej na wejściu regulatora bloku [MW].

**Tpbl** – Tryb pracy bloku.

**Obroty** – Prędkość obrotowa bloku [obr/min]

Zmienne  $Pbrutto$ ,  $Pbazowe$ ,  $Pzbiorcze$ ,  $PdF$ ,  $Pw$ ,  $Pw\_zadane$  i  $Obroty$  przesyłane będą cyklicznie w cyklu 1 sek. Pozostałe w trybie RBE (Report By Exception) z cyklem skanowania zdarzeń co 1 sek. Oznacza to, że transmitowane będą jedynie wartości, które ulegają zmianie oraz

dotąd wszystkie wielkości cyklicznie po upływie określonego czasu (Integrity Timeout) zostanie on nastawiony w zakresie od 300 do 900 sek.

Sygnaly „Tpbl” i „Obroty” powinny zostać zaimplementowane w taki sposób, aby były wypracowywane automatycznie i jednoznacznie z układów automatyki blokowej. Sygnaly te nie mogą być wprowadzane ręcznie przez operatora bloku.

## 8. PODSUMOWANIE

Zaprojektowane i wykonane w Oddziale Techniki Ciepłej Instytutu Energetyki mikroprocesorowe regulatory mocy, wdrożone w polskiej energetyce umożliwiają spełnienie wymagań narzuconych na JWCD. W celu powiązania pracy tych regulatorów z wdrażanym obecnie systemem LFC należy wykonać pewne prace adaptacyjne (prace montażowe w szafie regulatora oraz prace programistyczne, wprowadzenie dodatkowych procedur do programu, zmiana interfejsu użytkownika itp.). W szczególności należy: oprogramować dwa dodatkowe sterowniki dla portu Ethernet, zakupić przemysłowy „Switch Ethernet” utworzyć redundantne łącze komunikacyjne przesyłania danych wg protokołu Modbus TCP/IP, zmienić ekrany wizualizacji regulatorów zmienić dokumentację i instrukcję obsługi regulatora, wykonać próby odbiorcze

Prace takie zostaną przeprowadzone w najbliższym czasie przez OTC IEn w jednej z polskich elektrowni.

## BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J.: Regulacja i stabilność system elektroenergetycznego Warszawa, OWPW 2007, s. 382, ISBN 978-83-7207-689-2.
2. Pawlik M., Strzelczyk F.: Elektrownie Warszawa, WNT 2009, s. 634, ISBN 978-83-204-3453-8.
3. Karczewski J., Pawlak M., Szuman P., Wąsik.: Assessment of availability of the Power unit participating in the regulation of electric al power system” Archiwum Energetyki tom XL (2010), nr1, s. 89–103, ISSN 0066-684X.
4. Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrażania systemu LFC PSE – Operator, wersja 2 Konstancin-Jeziorna, 04.08.2011.
5. Karczewski J., Pawlak M., Szuman P., Wąsik.: Raport z zadań przeprowadzonych w dniu 1 czerwca 2012 na bloku nr 1 w EL. Adamów. ITC 2012.

## THE NEW STRUCTURE OF GOVERNOR ELECTROHYDRAULIC POWER WHICH MEETS THE REQUIREMENTS OF THE IMPLEMENTED LFC-SYSTEM –CONFERENCE PAPER

**Key-words:** turbine, control system, power unit

The construction and operation of a control system of a power unit turboset has been described. The controllers use the BPP signal from ARCM system. Such an installation has been made on power blocks in Power Plant. The control system functions, principle of operation, his structure, software and investigations results have been presented. The new LFC – system (Load Frequency Control) has been done in this paper. The benefits for energy-producer have been mentioned. Increasing complexity of the control systems of steam turbines, has called for the development of diagnostic methods and measures.

## SZYBKIE ZAWOROWANIE TURBIN PAROWYCH DUŻYCH BLOKÓW JAKO ŚRODEK ZWIĘKSZENIA STABILNOŚCI KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO – REFERAT KONFERENCYJNY

Bogdan SOBCZAK<sup>1</sup>, Robert RINK<sup>2</sup>, Rafał KUCZYŃSKI<sup>3</sup>, Robert TRĘBSKI<sup>4</sup>

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk, 80-870 Gdańsk, ul. Reja 27

1. tel.: 58 3498126 e-mail: B.Sobczak@ien.gda.pl

2. tel.: 58 3498125 e-mail: R.Rink@ien.gda.pl

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., 05-520 Konstancin-Jeziorna, ul. Warszawska 165

3. e-mail: Rafal.Kuczynski@pse.pl

4. e-mail: Robert.Trebski@pse.pl

**Streszczenie:** W referacie przedstawiono zasady działania szybkiego zaworowania (fast-valving) i korzyści stosowania tej techniki we współczesnych systemach elektroenergetycznych. Omówione zostały modelowe badania skuteczności FV w warunkach KSE oraz analiza możliwości wprowadzenia FV na bloku 560 MW El. Kozienice, wykonane w ramach I etapu pracy IASE Wrocław i Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk dla PSE SA, której przedmiotem jest analiza możliwości zastosowania FV w pracujących w KSE i planowanych do przyłączenia dużych blokach konwencjonalnych.

**Słowa kluczowe:** szybkie zaworowanie, fast-valving.

### 1. WPROWADZENIE

Zwiększanie nasycenia systemów elektroenergetycznych (SEE) generacją wiatrową i słoneczną, wzrost mocy znamionowej przyłączanych dużych konwencjonalnych i jądrowych jednostek wytwórczych oraz opóźnienia w budowie nowych linii przesyłowych, podnoszą znaczenie odporności dużych jednostek wytwórczych na zakłócenia systemowe. Strata nawet jednej dużej jednostki zwiększa koszty, utrudnia prowadzenie ruchu i może zagrazać bezpieczeństwu systemu. W takiej sytuacji naturalny jest powrót tematu wyposażania turbin parowych dużych bloków w szybkie zaworowanie (fast-valving, FV), które poprzez szybką redukcję mocy turbiny, a następnie kontrolowaną odbudowę, zwiększa stabilność kątową generatora i umożliwia utrzymanie jednostki w sieci podczas zakłóceń, które bez tego rozwiązania skutkują wyłączeniem jednostki.

Zakłócenia w sieci, najczęściej zwarcia, skutkujące nagłym zmniejszeniem obciążenia generatora synchronicznego mocą elektryczną, powodują wystąpienie nadwyżki mocy mechanicznej napędzającej generator względem hamującej mocy elektrycznej. Wirnik generatora wówczas przyspiesza i jeżeli nierównowaga mocy jest duża i trwa dostatecznie długo może dojść do poślizgu biegunów (utruty synchronizmu), a w rezultacie do awaryjnego wyłączenia generatora. Utrata synchronizmu generatorów jest także określana jako

utrata stabilności kątowej generatorów po dużych zakłóceniach.

FV jest techniką stosowaną w turbozespołach parowych i jądrowych, która zwiększa stabilność kątową generatora dla dużych zakłóceń poprzez szybkie i odpowiednio duże zmniejszenie mocy turbiny. Uzyskuje się to poprzez szybkie przymknięcie a następnie stosunkowo wolne otwarcie zaworów turbiny według zadanego z góry algorytmu. FV oddziałuje na zawory SP (średnioprężne, odpowiadające za ~70% mocy turbiny), a niekiedy także na zawory WP (wysokoprężne, regulacyjne, odpowiadające za pozostałe ~30%). Ponowne otwarcie zaworów może być pełne lub częściowe. W opisanych w literaturze zastosowaniach FV czasy zamykania zaworów znajdują się w przedziale od 80 ms do 400 ms, a czasy otwierania od 3 s do 10 s.

### 2. PRZYCZYNY ZWIĘKSZONEGO ZAINTERESOWANIA TECHNIKĄ FV

Dynamika współczesnych wielkich systemów elektroenergetycznych staje się coraz bardziej złożona. Dotyczy to m.in. systemu kontynentalnej Europy ENTSO-E CE (dawniej UCTE). System ten prawdopodobnie nadal będzie się rozwijać pod względem obszaru i mocy dzięki przyłączaniu kolejnych systemów narodowych. Za coraz większą złożoność dynamiki odpowiada także wzrost udziału odnawialnych źródeł energii przyłączanych do wszystkich poziomów napięć. Rozmiar systemu, zmiany w modelu generacji, zmiany w usługach systemowych i sposobie ich pozyskiwania, coraz większa rola rynku, przesyły bardzo dużej mocy na dalekie odległości powodują pojawienie się nowych zagrożeń dla stabilności kątowej małych i dużych zakłóceń. Operatorzy systemów europejskich dostrzegając problem odnieśli się do niego w dokumencie [0]. W części określającej wymagania dotyczące generatorów typu D (generatory o największej mocy) stwierdza się, że właściciel jednostki wytwórczej przyłączonej do systemu powinien, o ile taki wymóg określi Operator, zapewnić zdolność turbozespołu do

pracy w warunkach zwarcia i w tym celu zapewnić zdolność turbozespołu do pracy trybie FV.

Technika FV jest znana od lat 30. ubiegłego wieku, praktyczne zastosowania datują się od lat 60. Obecnie jest to technika opanowana i stosowana m.in. w elektrowniach jądrowych. Od kilku lat tematyka FV zaczęła pojawiać się znacznie częściej m.in. w artykułach opisujących wpływ dużej generacji wiatrowej na stabilność kątową systemu, np. [0].

Przyczyny, które zdaniem autorów, uzasadniają zajęcie się tematem zastosowania FV w KSE:

- W KSE, w horyzoncie 5÷10 lat zostaną przyłączone nowe bloki konwencjonalne. Wśród nich będą duże bloki klasy 1000 MW, budowane w istniejących elektrowniach. Planowana elektrownia jądrowa będzie mieć prawdopodobnie dwa bloki o mocy 1600 MW. W porównaniu z obecną sytuacją nastąpi koncentracja generacji systemowej, co stwarza potencjalne zagrożenie utraty mocy w wyniku bliskiego dużego zakłócenia dużo większej niż jest to obecnie.
- Ze względu na znane i dość powszechne problemy z budową nowych linii przesyłowych rozwój sieci może być opóźniony w stosunku do przyłączenia nowych bloków. W przypadku linii wyprowadzenia mocy z elektrowni oznacza to pogorszenie warunków dla stabilności kątowej generatorów elektrowni.
- Generacja wiatrowa, ze względu na zmienność, nie zawsze uzasadnia budowę/modernizację linii. W zamian coraz częściej, także w sieci przesyłowej, będzie się wykorzystywać zwiększenie zdolności przesyłowych dzięki stosowaniu dynamicznej obciążalności linii. Mocno obciążona sieć przesyłowa tworzy trudniejsze warunki dla stabilności kątowej.
- Rozwój energetyki rozproszonej ogranicza wprowadzenie generacji konwencjonalną, ale zwiększa znaczenie tej generacji, która aktualnie pracuje i dostarcza niezbędnych usług systemowych i regulacyjnych. W takich warunkach, strata dużego bloku, dodatkowo połączona z bardzo prawdopodobnym wyłączeniem części generacji rozproszonej, może stanowić zwiększone zagrożenie dla bezpiecznej pracy systemu. Aktualne zalecenia ENTSO-E odnośnie zapewnienia odpowiedniego poziomu stabilności kątowej systemów, wynikają w pewnym stopniu właśnie ze wzrastającego nasycenia systemów generacją rozproszoną [0].
- Idea aktualnie stosowanej automatyki ochrony stabilności (APKO) polega na prewencyjnym wyłączaniu bloków w celu dostosowania poziomu generacji elektrowni do warunków sieciowych. Trudno wyobrazić sobie zastosowanie automatyki tego typu dla bloków klasy 1000 MW. Opracowana kilka lat temu koncepcja nowej automatyki systemowej ochrony stabilności kątowej elektrowni zakładała wprowadzenie FV na dużych blokach [0].
- Duży generator po utracie synchronizmu powinien zostać wyłączony przez zabezpieczenia od poślizgu. W przypadku ewentualnego niewyłączenia może dojść do kolejnych poślizgów. Generator, który stracił synchronizm staje się źródłem silnych oscylacji. W przypadku bardzo dużych jednostek generowane oscylacje mogą powodować błędne niepożądane zadziałania zabezpieczeń w sieci, a także utratę synchronizmu innych pobliskich generatorów. Dawniej produkowane generatory były projektowane z założeniem odporności na ewentualny poślizg. Nowoczesne konstrukcje zazwyczaj takiej odporności nie posiadają, w związku z tym poślizg przy dużej mocy może spowodować uszkodzenia generatora i turbiny. Za-

działanie FV, nawet jeżeli nie ochroni generatora przed utratą synchronizmu to w znaczący sposób zmniejszy szkodliwość wymienionych zjawisk.

### 3. STABILNOŚĆ KĄTOWA KSE

Stabilność kątowa dużych i małych zakłóceń (SKDZ, SKMZ) jest jednym z elementów oceny bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Ocena bezpieczeństwa polega na sprawdzeniu, czy dla założonego zakresu warunków pracy systemu spełnione są wymagane kryteria bezpieczeństwa, w tym przypadku, kryteria SKDZ i SKMZ. W różnych systemach kryteria te są zazwyczaj różne, co tylko częściowo jest spowodowane przyczynami obiektywnymi takimi jak np. wielkość systemu, rozwój sieci przesyłowej, powiązania z innymi systemami. Kryteria SKDZ i SKMZ podaje się zazwyczaj w dokumentach typu „Grid Code” (w KSE jest to *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – IRiESP*).

Podane zapisy trudno jednoznacznie przypisać do SKMZ lub SKDZ i jest to prawdopodobnie słuszne z punktu widzenia na stabilność kątową całego systemu. Większość zakłóceń, które zdarza się w systemach to zakłócenia o charakterze przemijającym i lokalnym. Dla blisko położonych generatorów będą to duże zakłócenia, mogące spowodować utratę stabilności w pierwszym wychyleniu wirnika, podczas gdy generatory odległe od miejsca zakłócenia doświadczą jedynie niewielkich kołysań. Warto zwrócić uwagę na to, że pojęcie utraty stabilności kątowej dla SKDZ i SKMZ może być różnie interpretowane. O ile utrata stabilności kątowej po dużym zakłóceniu, która następuje w pierwszym lub w następnych wychyleniach, jest oczywista, to nietłumione kołysania niekoniecznie muszą prowadzić do utraty stabilności kątowej. Takie kołysania mogą, na przykład ze względu na nieliniowość, ustabilizować się, co nie znaczy, że jest to stan dopuszczalnej pracy systemu.

Inny aspekt stabilności kątowej, który warto wyjaśnić to znaczenie pojęcia stabilności kątowej systemu. Aczkolwiek istnieje możliwość utraty stabilności kątowej pewnego systemu w ramach grupy systemów pracujących synchronicznie, to jednak mówiąc np. o stabilności kątowej KSE, myśli się o stabilności kątowej jego ważnych elementów takich jak duże generatory, czy też grupy generatorów.

W przytoczonych zapisach IRiESP jedynie zawarte kryterium ilościowe to maksymalny czas zwarcia, przy którym musi zostać utrzymana stabilna praca jednostek wytwórczych. Jest to kryterium dla SKDZ. Brak jest ilościowego kryterium dla SKMZ – mowa jest jedynie o konieczności tłumienia kołysań.

W latach 2010-2012 Instytut Energetyki Oddział Gdańsk wykonywał na zamówienie PSE SA cykliczne oceny bezpieczeństwa sieci dla układów pracy KSE planowanych w horyzoncie trzyletnim, które obejmowały również oceny stabilności kątowej. Dla wykonania oceny uzgodniono z Operatorem wskaźniki stabilności kątowej i warunki ich wyznaczania<sup>1</sup>.

Dla SKDZ wskaźnikiem był krytyczny czas zwarcia (KCZ), który wyznaczano dla zwarć trójfazowych bliskich i dalekich w liniach wychodzących z rozdzielni elektrowni, usuwanych przez wyłączenie linii oraz dla zwarć w

<sup>1</sup> W ostatnich ocenach zaczęto uwzględniać w odbiorach dynamikę silników. Powoduje to zmniejszenie wartości KCZ o 10÷20 ms.

sąsiadujących węzłach usuwanych przez izolację węzła. Wartością kryterialną dla zwarć bliskich, podobnie jak w przytoczonym zapisie IRiESP, był czas 150 ms. W przypadku zwarć odległych i zwarć w węzłach, konkretnej wartości kryterialnej nie stosowano.

Dla SKMZ, jako wskaźnik przyjęto często spotykany w literaturze [0] współczynnik tłumienia oscylacji

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

gdzie:  $\xi$  – współczynnik tłumienia,  $\sigma$  – część rzeczywista modu,  $\omega$  – część urojona modu (pulsacja).

Współczynnik tłumienia w dużych systemach wyznacza się używając jednej z metod obliczania częstotliwości i tłumienia oscylacji elektromechanicznych układu zlinearyzowanego, albo w razie braku odpowiednich narzędzi, za pomocą metody Prony'ego stosowaną do przebiegów pozakłóceńiowych uzyskanych z symulacji modelu oryginalnego nieliniowego.

Wartością kryterialną dla oscylacji elektromechanicznych o charakterze lokalnym (częstotliwość powyżej 0,6 Hz) była wartość  $\xi = 5\%$ . W przypadku tego typu oscylacji oznacza to dobre wytłumienie oscylacji, które praktycznie zanikają po kilku okresach.

Wyniki oceny bezpieczeństwa KSE w horyzoncie roku 2015 (ostatni rok oceny) ze względu na SKDZ i SKMZ są dobre. Nie stwierdzono wartości KCZ poniżej 150 ms, podobnie jak nie stwierdzono współczynników tłumienia poniżej wartości 5%.

#### 4. BADANIA MODELWNE

W pracy wykonano badania modelowe dynamiki turbiny w trakcie FV oraz badania, których celem było określenie skuteczności FV, jego wpływu na system, na regulację napięcia i zasilanie potrzeb własnych bloku.

Badanie zjawisk mechanicznych i cieplnych zachodzących w trakcie FV w turbinie 560 MW bloku nr 9 El. Kozienice wykonał zespół IASE Wrocław. Wykorzystany model dokładnie odwzorowuje turbinę i jej regulator. Generator i system elektroenergetyczny jest zamodelowany w sposób bardzo uproszczony. Model został zweryfikowany na podstawie przebiegów zarejestrowanych w turbinie 560 MW w trakcie realizacji próby przejścia bloku z na potrzeby własne. W referacie (ze względu na brak autorów z IASE) ta część badań modelowych nie jest omawiana. Najważniejsze wnioski z punktu widzenia celu pracy - przeprowadzenia próby obiektowej, są następujące:

- szybkości zamykania zaworów SP i WP mieszczą się w zakresie wartości, które występują w turbinach, w których jest wykorzystywany FW,
- przymknięcie zaworów SP na czas dłuższy niż 1,5÷2s może spowodować niepowodzenie próby.

Badania modelowe dotyczące strony elektrycznej (blok, system) wykonano dla układu „generator-sieć sztywna” oraz dla modelu dużych obciążeń KSE z

##### 4.1. Model typu generator sieć sztywna

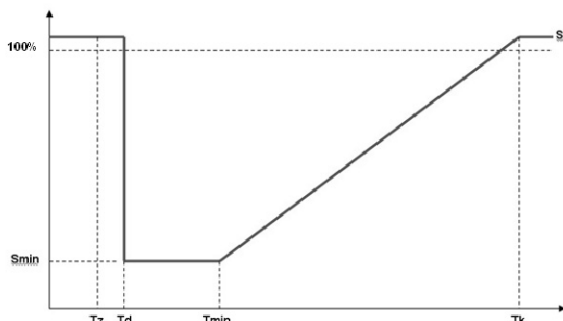
Badany model zawiera dwa identyczne układy typu maszyna synchroniczna – sieć sztywna. Model został opracowany w celu dokładnego zbadania skutków zastosowania

FV dla regulacji napięcia i zasilania potrzeb własnych. Dynamika turbozespołów odwzorowuje dynamikę generatorów typu 360 MW, statyczne układy wzbudzenia (model ESST1A), dwuwęściowe stabilizatory systemowe (PSS2A), ograniczniki prądu stojana, wirnika i niedowzbudzenia o typowych strukturach i parametrach (modele użytkownika) oraz turbina i jej regulator (model użytkownika opracowany według [0]).

FV zamodelowano jako sekwencję czasów i wartości pokazaną na rysunku 1, która pozwala określić niezależnie dla zaworów WP i SP: czas zainicjowania FV  $T_d$ , poziom minimalnego sygnału (sterującego zaworami)  $S_{min}$ , czas, do którego utrzymywany jest sygnał minimalnego  $T_{min}$ , czas końca sekwencji  $T_k$ , poziom otwarcia po zakończeniu sekwencji FV  $S_k$ .

Badania modelu pozwoliły stwierdzić, że:

- FV nie stwarza zagrożeń dla regulacji napięcia i pracy potrzeb własnych.
- Skuteczność FV jest niewielka przy bliskich zwarciach trójfazowych i dwufazowych. Wydłużenie krytycznego czasu zwarcia wynosi do 20 ms.
- Przy odległych zwarciach trójfazowych skuteczność FV rośnie. Wydłużenia krytycznego czasu zwarcia są rzędu kilkudziesięciu milisekund i więcej.
- FV zapobiega utracie stabilności nawet przy bardzo długotrwałych i bliskich zwarciach jednofazowych.
- Stabilizator systemowy zwiększa zmienność napięcia generatora w trakcie FV (szczególnie, gdy jest to stabilizator jednowęściowy z sygnałem mocy elektrycznej).
- Stabilizator systemowy ma destabilizujący wpływ w przypadku, gdy generator doświadcza momentów pracy silnikowej.



Rys.1 Sekwencja sygnału FV

##### 4.2 Model KSE

Do modelu dynamicznego KSE wprowadzono funkcjonalność FV dla bloków w El. Bełchatów i bloków El. Kozienice pracujących na system 400 kV. Wykorzystano w tym celu model użytkownika dla turbiny parowej i jej regulatora opracowany według [0].

Przeprowadzone dla FV badania skuteczności i wpływu na KSE pokazały, że:

- FV jest mało skuteczny dla bliskich zwarć, dla których wartość KCZ jest mniejsza od 250~300 ms. FV pozwala na zwiększenie KCZ jedynie o 10÷20 ms.
- Dla zwarć, dla których wartość KCZ przekracza 400 ms zastosowanie FV pozwala zwiększyć KCZ o kilkadziesiąt ms. Dla jeszcze większych wartości KCZ to zwiększenie może wynosić części sekundy.

- Przyspieszenie prędkości zamykania zaworów SP z 0,250 s do 0,125 s nie ma dużego wpływu na skuteczność FV przy małych wartościach KCZ. Przy czasach rzędu 350 ms zwiększenie KCZ wynosi kilka-kilkanaście milisekund.
- FV nie ma dużego wpływu na regulację napięcia, jeżeli stabilizator systemowy jest nieczuły na zmiany mocy mechanicznej (np. PSS2A). Dla stabilizatorów jednowęściowych wykorzystujących moc elektryczną, stabilizator powoduje znaczące zakłócenia w regulacji napięcia. Jedną z opcji do rozważenia jest blokowanie sygnału z PSS w trakcie FV do momentu, gdy moc będzie niższa niż 60÷70% mocy znamionowej.
- FV wykonywany w czasie zwarcia doprowadza do znacznie głębszej pracy silnikowej niż ma to miejsce bez FV. W pracy silnikowej tradycyjny PSS ma działanie destabilizujące. Także tutaj do rozważenia jest blokowanie sygnału z PSS w trakcie FV.
- Zastosowanie FV zmniejsza momenty działające na wał turbozespołu w momencie usuwania zwarcia. Wynika to z wyraźnie mniejszej amplitudy składowej poprzecznej prądu generatora w momencie usunięcia zwarcia w przypadku stosowania FV.
- Działanie FV nie powodowało zagrożeń dla KSE. FV wykonany jednocześnie na kilku równoległe pracujących jednostkach i powodujący chwilowe zniżenie mocy nawet 1500 ÷ 2000 MW nie stanowi zagrożenia dla KSE ocenianego przez zaburzenia napięcia i oscylacje mocy. W szczególności największe stwierdzone zakłócenie mocy na liniach wymiany spowodowane FV w El. Bełchatów wyniosło około 300 MW. Kołysania są dobrze tłumione.

## 5. DALSZE PRACE

W II etapie pracy, oprócz wykonania próby FV na bloku 560 MW będzie opracowywana koncepcja nowej automatyki systemowej wykorzystującej dostępność FV. Automatyka ta w porównaniu do działającej obecnie automatyki typu

APKO powinna zastąpić, w wielu sytuacjach sieciowych, obecnie stosowane awaryjne wyłączanie bloków, chwilowym zmniejszeniem ich mocy. Opracowanie koncepcji będzie wymagało przede wszystkim rozwiązania problemu identyfikacji konieczności i sposobu wykonania FV. Rozważać się będzie wykorzystanie zabezpieczeń sieciowych jak również lokalnych metod identyfikacji potrzeby wykonania FV występujących w literaturze pod nazwą EVA (Early Valve Actuation), które polega na wypracowaniu sygnału inicjującego na podstawie sygnału mocy przyspieszającej i różniczki mocy elektrycznej.

## BIBLIOGRAFIA

1. *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators* ENTSO-E 26 June 2012.
2. Erlich I., Löwen J., Schmidt J. M., Winter W.: Advanced requirements for thermal power plants for system stability in case of high wind power infeed, 7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Madrid 2008.
3. Technical Background And Recommendations For Defence Plans In The Continental Europe Synchronous Area ENTSO-E, 31 January 2011.
4. Madajewski K., Sobczak B., Wróblewska S. i in.: Studium badawcze możliwości zastosowania w KSE nowych rozwiązań APKO, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Warszawa 2005.
5. Kundur P.: Power System Stability and Control.
6. PSLF's User Manual.
7. PSS®E Model Library.
8. Lubośny Z.: Model układu regulacji turbiny parowej w programie PSLF, Materiały konferencji Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, Jurata 1999.
9. Optimisation of Protection performance During System Disturbances, WG B5.09 CIGRE 232, 2003.

## FAST-VALVING OF LARGE STEAM TURBINE UNITS AS MEANS OF POWER SYSTEM SECURITY ENHANCEMENT LOGIC – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** fast-valving, power system stability.

Fast-valving assists in maintaining system stability following a severe transmission system fault by reducing the turbine mechanical power. Fast-valving consists in rapid closing and opening of steam valves in adequate manner to reduce the generator accelerating power following the recognition of a severe fault. FV can be an effective and economical method of meeting the performance requirements of power system in the presence of the increase of wind and solar generation in power system and newly connected large thermal units and delaying of building new transmission lines.

The principle of fast-valving and advantages of application this technique in large steam turbine units were presented in the paper. Effectiveness of fast-valving in enhancing the stability of Polish Power Grid was analyzed. Feasibility study of fast-valving application in the 560 MW unit in Koźienice Power Station (EW SA) was discussed.

## WYKORZYSTANIE FARM WIATROWYCH DO REGULACJI NAPIĘCIA I MOCY BIERNEJ NA PRZYKŁADZIE WĘZŁA DUNOWO – REFERAT KONFERENCYJNY

Dariusz KOŁODZIEJ<sup>1</sup>, Jarosław KLUCZNIK<sup>2</sup>

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, ul. Mikołaja Reja 27, 80-870 Gdańsk

1. tel: 058-349-8166

fax: 058-349-8164

e-mail: d.kolodziej@ien.gda.pl

2. tel: 058-349-8169

fax: 058-349-8164

e-mail: j.kluczniak@ien.gda.pl

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono opracowany i zrealizowany przez Instytut Energetyki system regulacji napięć i mocy biernej dla węzła Dunowo obejmujący stację elektroenergetyczną najwyższych napięć oraz dwie, spośród wielu, przyłączone farmy wiatrowe. W treści zaprezentowano aktualne wymagania OSP dotyczące regulacji napięcia z wykorzystaniem farm wiatrowych. Przedstawiono budowę i strukturę wykonanego systemu, zasady działania jego składników a także zasady koordynacji regulacji transformatorowej w stacji najwyższych napięć i generatorowej w farmach wiatrowych.

**Słowa kluczowe:** ARST, URST, regulacja napięcia, regulacja mocy biernej, farmy wiatrowe.

### 1. WSTĘP

Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce oraz budowa farm wiatrowych o coraz większych mocach przyłączanych nie tylko do sieci dystrybucyjnej ale również do sieci przesyłowej stwarza możliwość szerokiego wykorzystania farm wiatrowych jako źródła mocy biernej w procesie regulacji napięcia w KSE.

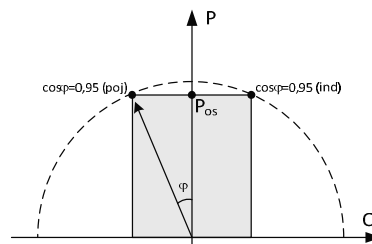
W artykule przedstawiono zrealizowany w węźle Dunowo system regulacji napięcia i mocy biernej obejmujący stację elektroenergetyczną Dunowo 400/220/110 kV oraz dwie farmy wiatrowe przyłączone po stronie 400 oraz 110 kV.

### 2. WYMAGANIA OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

Wymagania dla farm wiatrowych w zakresie regulacji napięć i mocy biernej zawarte są w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [1]. Z treści tego dokumentu wynika, że:

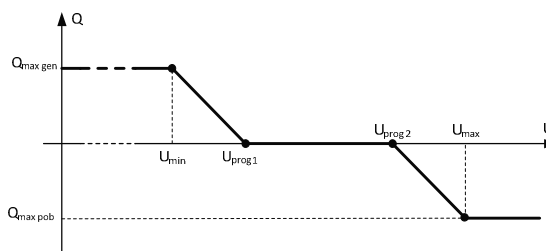
- Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji w zakresie napięcia i mocy biernej.
- Operator systemu przesyłowego ma prawo do zmiany trybu regulacji farmy wiatrowej, wartości generacji mocy biernej, oraz mocy czynnej za pomocą systemu zdalnego sterowania w czasie rzeczywistym (on-line).

- Farma wiatrowa musi posiadać zdolność do generacji mocy biernej, w wielkości wynikającej z wymaganego, dla mocy osiągalnej ( $P_{Os}$ ), współczynnika mocy w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej w granicach od  $\cos\varphi = 0,95$  (indukcyjny) do  $\cos\varphi = 0,95$  (pojemnościowy). Przy obciążeniu mocą czynną niższą od  $P_{Os}$ , należy udostępnić całą dostępną moc bierną w zakresie poza  $\cos\varphi = 0,95$ , zgodnie z możliwościami technicznymi farmy wiatrowej (rys. 1).



Rys.1. Zakres wymaganej generacji mocy biernej przez farmę wiatrową

- System sterowania i regulacji napięcia i mocy biernej farmy wiatrowej powinien posiadać zdolność do pracy autonomicznej oraz opcjonalnie do pracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej (ARST).
- W trybie autonomicznym, system sterowania i regulacji napięcia i mocy biernej farmy wiatrowej powinien posiadać zdolność do niezależnej pracy w kryteriach regulacji: mocy biernej oraz napięcia zgodnie z charakterystyką statyczną  $Q = f(U)$ .



Rys.2 Charakterystyka statyczna  $Q = f(U)$  regulacji napięcia w punkcie przyłączenia

- W trybie skoordynowanym system sterowania i regulacji farmy wiatrowej współpracuje z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej (ARST) w stacji elektroenergetycznej.

Rysunek 1 przedstawia zakres wymaganej generacji mocy biernej. IRiESP nie wymaga prostokątnego kształtu tego zakresu, choć taki byłby najbardziej korzystny z punktu widzenia udziału farm w regulacji napięć. W praktyce najczęściej ma on kształt zbliżony do litery V lub jest częściowo prostokątny.

Opracowane przez Instytut Energetyki układy regulacji URST przeznaczone dla farm wiatrowych zapewniają dopasowanie danej farmy wiatrowej do wymagań IRiESP na przykład poprzez uzupełnienie brakujących kryteriów regulacji, realizację funkcji współpracy z nadrzędnymi układami regulacji (koordynacja z układem ARST) lub objęcie funkcją regulacji statycznych źródeł mocy biernych zainstalowanych w stacji abonenckiej farmy wiatrowej.

Regulacja napięć w węźle Dunowo wykorzystuje dwie farmy wiatrowe. Po stronie 110 kV dołączona jest farma Karścino o mocy 90 MW wyposażona w układ regulacji UCC (Iberdrola), który bezpośrednio współpracuje z nadrzędnym dla tego węzła układem regulacji ARST. Po stronie 400 kV dołączona jest farma Darłowo o mocy 250 MW, która została wyposażona w układ URST tak, aby spełnić wszystkie wymagania IRiESP i zapewnić współpracę z nadrzędnym układem ARST.

### 3. UKŁAD REGULACJI FARMY WIATROWEJ URST

Układ URST przeznaczony został do automatycznego prowadzenia ruchu farmy wiatrowej w Darłowie, dołączonej do systemu elektroenergetycznego po stronie 400 kV w następującym zakresie:

- Regulacji napięcia w punkcie przyłączenia zgodnie z charakterystyką statyczną wymaganą przez operatora sieci przesyłowej (rys. 2).
- Regulacji mocy biernej generowanej lub pobieranej w punkcie przyłączenia.
- Regulacji współczynnika mocy ( $\cos\phi$ ) w punkcie przyłączenia.

#### 3.1. Charakterystyka obiektu

FW Darłowo przyłączona jest do rozdzielni 400kV węzła Dunowo za pomocą transformatora 400/110 kV. W skład sieci farmy wchodzi dwa GPZ Jeżyczki i Sińczyca. GPZ wyposażone są w transformatory 110/30 kV i stanowią punkt przyłączenia dla siłowni wiatrowych. Farma wiatrowa Darłowo posiada moc 250 MW i zdolność do generacji mocy biernej na poziomie 80 Mvar. W trzecim uzwojeniu transformatora 400/110/30 kV przyłączone zostały statyczne źródła mocy biernej: bateria kondensatorów o mocy 12 Mvar oraz dławik o mocy 12–27–36 Mvar (w zależności od konfiguracji).

#### 3.2. Funkcje Układu

Układ URST w Darłowie uzupełnia funkcjonalność sterownika farmy wiatrowej dostarczonego przez producenta siłowni wiatrowych (General Electric) tak, aby spełnione były wszystkie wymagania operatora sieci przesyłowej w zakresie regulacji napięć i mocy biernej.

Farma wiatrowa wyposażona w automatykę regulacyjną, składającą się z sterownika farmy wiatrowej i układu URST, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego i układu regulacji ARST w Dunowie stanowi pojedyncze źródło generacji mocy biernej. Posiada własną charakterystykę  $Q = f(P)$ , określającą aktualnie dostępny zakres regulacji mocy biernej zależny od generowanej mocy czynnej.

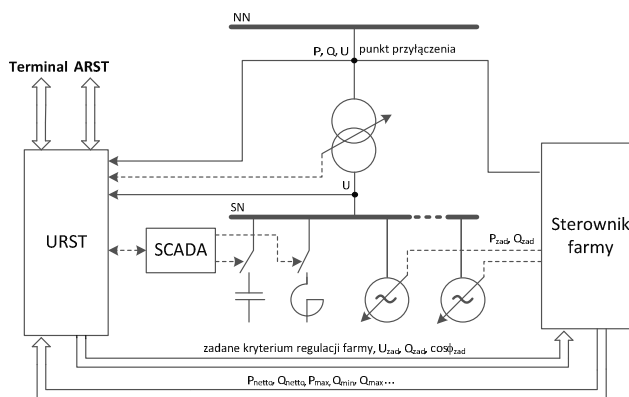
Funkcje realizowane przez sterownik siłowni wiatrowych:

- Niezależne sterowanie generacją mocy czynnej i biernej poszczególnych siłowni wiatrowych wchodzących w skład farmy.
- Regulacja napięcia lub współczynnika mocy w punkcie przyłączenia do systemu elektroenergetycznego.

Zadania realizowane przez układ URST dla FW Darłowo, który wykorzystuje funkcje dostępne w sterowniku siłowni wiatrowych i rozszerza je tak, aby spełnione zostały wymagania operatora systemu przesyłowego:

- Regulacja w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej do systemu elektroenergetycznego odbywa się według wybranego kryterium regulacji: napięcia strony 400 kV, mocy biernej lub współczynnika mocy ( $\cos\phi$ ).
- W procesie regulacji wybranej wielkości w pierwszej kolejności wykorzystuje się możliwości szybkiej regulacji generatorowej (siłownie farmy), a w dalszej kolejności powolną regulację za pomocą statycznych źródeł mocy biernej (baterii kondensatorów, dławika).
- Regulacją transformatorową objęte są wszystkie transformatory farmy (400/110 kV, 110/30 kV) posiadające podobciążeniowe przełączniki zaczeów.
- Regulacja transformatorowa uwzględniająca potrzeby utrzymania określonych poziomów napięć na poszczególnych rozdzielniach sieci wewnętrznej farmy.
- Sterowanie statycznymi źródłami mocy biernej tj. bateriami kondensatorów lub dławikami. Sterowanie bateriami kondensatorów uwzględnia ograniczenia czasowe dotyczące załączania.
- Regulacja prowadzona przez URST odbywa się w trybie autonomicznym lub trybie ARST (skoordynowanym), przełączanie trybu regulacji farmy odbywa się lokalnie z terminala w farmie wiatrowej lub zdalnie z ośrodka dyspozytorskiego.
- Komunikacja z układem regulacji ARST, pełniącym rolę nadrzędną w skoordynowanym procesie regulacji.

Uproszczony przykład powiązania układu URST z farmą wiatrową przedstawia rysunek 3.



Rys.3. Uproszczony schemat współpracy URST z urządzeniami farmy



Sterownik farmy wiatrowej steruje poszczególnymi siłowniami wiatrowymi w zakresie produkcji mocy czynnej i biernej. Wartości zadane dla siłowni wiatrowych (moc bierna lub współczynnik mocy  $\cos\phi$ ) przesyłane są do sterownika farmy. Do URST zwrótnie przesyłane są informacje o sumarycznej mocy czynnej i biernej generowanej przez siłownie wiatrowe, bieżące ograniczenia wytwarzanej mocy biernej oraz inne informacje o stanie pracy farmy. Punktem odniesienia dla regulatora i jego wartości zadanej w sterowniku farmy jest punkt przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej (pole w stacji najwyższych napięć).

Układ URST odpowiedzialny jest za sterowanie przekładniami transformatorów we wszystkich stacjach farmy oraz wykorzystanie baterii kondensatorów i dławika w procesie regulacji. Punkt przyłączenia farmy jest jednocześnie punktem odniesienia dla procesów regulacyjnych realizowanych przez układ URST.

### 3.3. Budowa Układu URST dla FW Darłowo

Układ URST dla FW Darłowo posiada strukturę rozproszoną. Układ składa się z trzech sterowników programalnych: centralnego zainstalowanego w GPZ Darłowo, oraz dwóch lokalnych zainstalowanych w GPZ Jeżyczki i Sińczyca. Układy lokalne pełnią rolę koncentratorów danych obiektowych dla potrzeb URST FW Darłowo oraz regulatorów transformatorów T1, T2, T3 w GPZ Jeżyczki i transformatora w GPZ Sińczyca.

Sterownik centralny odpowiada za realizację programu działania układu URST, realizuje funkcje komunikacji ze sterownikami URST w stacjach Jeżyczki i Sińczyca, z SCADA w stacji, ze sterownikiem farmy wiatrowej i układem ARST. Pełni również rolę rejestratora pracy układu regulacji.

### 3.4. Komunikacja

Układ URST komunikuje się w następującym zakresie:

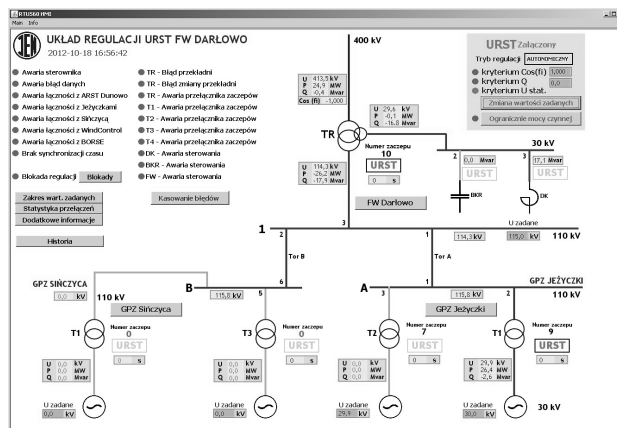
- Komunikacja między sterownikami URST zlokalizowanymi w poszczególnych stacjach transformatorowych (GPZ) farmy.
- Komunikacja z terminalem zainstalowanym w farmie wiatrowej (lub jej stacji abonenckiej) prowadzona jest w celu lokalnej obsługi układu (wizualizacja, wprowadzanie wartości zadanych). Terminal lokalny URST zrealizowany jest jako osobna aplikacja uruchomiona na dowolnym komputerze w stacji lub jako rozwiązanie oparte o technikę WWW (URST jest serwerem WWW, komputer pełniący rolę terminala wykorzystuje przeglądarkę internetową jako interfejs człowiek-maszyna tzw. HMI).
- Komunikacja z ośrodkiem dyspozytorskim prowadzona jest w celu zdalnej obsługi.
- Komunikacja z nadrzędnym układem regulacji ARST zainstalowanym w stacji najwyższych napięć, do której farma jest przyłączona. Konieczna jest do koordynacji procesów regulacyjnych prowadzonych przez URST FW Darłowo i ARST stacji 400/220/110 kV Dunowo.

### 3.5. Obsługa

Obsługa układu URST jest możliwa z komputerowych terminali w miejscach zainstalowania sterowników układu URST (GPZ Darłowo, GPZ Jeżyczki, GPZ Sińczyca).

Lokalna obsługa układu URST realizowana jest z wykorzystaniem programu przeglądarki WWW na komputerze terminala systemu zainstalowanego w stacji. Ekran pozwala na wprowadzanie wartości zadanych. Stan strony automatycznie się odświeża.

Rysunek 4. przedstawia główny ekran terminala. Schemat ulega modyfikacjom zależnie od zmieniającego się stanu położenia łączników w stacjach.

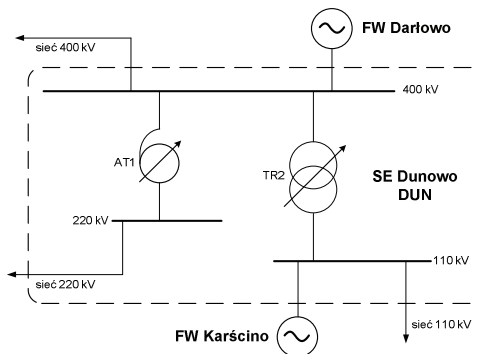


Rys. 4. Główny ekran układu URST

## 4. SKOORDYNOWANA REGULACJA NAPIĘĆ W WĘZŁE DUNOWO

W skład węzła Dunowo (DUN), leżącego na terenie PSE – Północ wchodzi trzy rozdzielnie – 400 kV, 220 kV i 110 kV oraz dwa transformatory. Stacja energetyczna Dunowo wyposażona jest w układ regulacji transformatorowej ARST obejmujący swoim działaniem transformatory: AT1 (400/100 kV) i TR2 (400/220kV). Dodatkowo układ ARST obejmuje algorytmem regulacji skoordynowanej farmy wiatrowe Darłowo oraz Karścino.

Schemat węzła Dunowo objętego algorytmem skoordynowanej regulacji napięć przedstawiono poniżej.



Rys. 5. Schemat węzła Dunowo

Układy automatycznej regulacji ARST w SE Dunowo przystosowany został do współpracy z układami regulacji farm wiatrowych w Darłowie i Karściniu. Współpraca tych dwóch rodzajów automatyk ma na celu skoordynowanie procesów regulacji napięć prowadzonych w stacji najwyższych napięć z regulacją napięć, które mogą realizować przyłączone farmy wiatrowe.

Układ ARST w Dunowie po dostosowaniu do regulacji skoordynowanej z farmami posiada następujące cechy:

- W procesie regulacji napięć bierze udział transformator 400/110 kV zainstalowany w stacji Dunowo, wyposażo-

ny w podobciążeniowy przełącznik zaczełów, oraz farmy wiatrowe Darłowo i Karścino dołączone do stacji i wyposażone w układy regulacji (UCC w Karścinie i URST w Darłowie).

- Układ ARST w stacji najwyższych napięć pełni rolę nadrzędną w procesie regulacji napięć. Odpowiada za wykozystanie zmiennej przekładni transformatorów oraz dołączonych farm wiatrowych jako sterowanych źródeł mocy biernej.
- Układy regulacji w poszczególnych farmach wiatrowych pełnią rolę podrzędną. Pracują według przesłanego przez ARST kryterium regulacji oraz wartości zadanej. Dzieje się tak po lokalnym lub zdalnym załączeniu układu regulacji w danej farmie wiatrowej do pracy w trybie ARST.
- Regulacja transformatorowa realizowana przez ARST odbywa się według wybranego kryterium regulacji: napięcia strony niższej transformatora, napięcia strony wyższej transformatora, przepływu mocy biernej przez transformator oraz wybranego zaczełu transformatora.
- Regulacja generatorowa obejmuje te farmy wiatrowe, które pracują w trybie regulacji ARST (pracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji ARST). Wykorzystuje się jedno z kryteriów regulacji: moc bierna lub  $\cos\varphi$  w punkcie przyłączenia.

W procesie regulacji napięcia, układ ARST w pierwszej kolejności wykorzystuje możliwości szybkiej regulacji generatorowej realizowanej za pomocą farm i skoordynowanych układów regulacji (URST), w dalszej kolejności powołną regulację za pomocą transformatora 400/110 kV będącego pod kontrolą ARST.

#### 4.1. Regulacja napięcia na szynach stacji

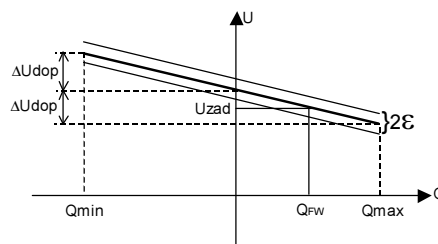
Regulacja napięcia na szynach stacji w Dunowie odbywa się za pomocą transformatorów oraz dołączonych farm wiatrowych. W szczególności regulacja napięcia na danym systemie może odbywać się z wykorzystaniem:

- wyłącznie transformatora pracującego w kryterium regulacji napięcia niższego lub wyższego,
- wyłącznie farmy wiatrowej pracującej w trybie regulacji „ARST”,
- łącznie transformatora oraz farmy wiatrowej (pracującej w trybie regulacji „ARST”).

Regulacja napięcia z udziałem transformatora i farmy wiatrowej realizowana jest z wykorzystaniem charakterystyki statycznej  $U_z = f(Q)$ , gdzie zmianie obciążenia biernego towarzyszy pewna zmienność utrzymywanego napięcia (rys. 6). W przypadku braku udziału farmy wiatrowej w regulacji napięcia, charakterystyka nie jest nachylona.

Celem regulacji napięcia za pomocą transformatorów jest zmiana zaczełu tylko wtedy, gdy odchyłka napięcia od wartości zadanej jest duża lub ma charakter trwały, chwilowe,

niewielkie zmiany napięcia w pobliżu granicy strefy nieczułości nie powinny powodować przełączeń zaczełów.



Rys. 6. Charakterystyka statyczna regulacji napięcia

Szybkość regulacji napięcia za pomocą transformatora i farmy wiatrowej jest uzależniona od nastawionych parametrów regulacji transformatorowej, możliwości szybkiej regulacji farmy wiatrowej, szybkości odświeżania danych pochodzących z obiektu oraz szybkości komunikacji z farmą wiatrową. W przypadku dużych zmian wartości zadanej napięcia lub zmian napięcia na systemie, o czasie uzyskania wyrównania mocy zadanej i mierzonej zadecyduje opóźnienie regulacji transformatorowej.

## 5. PODSUMOWANIE

Układ regulacji farmy wiatrowej URST dla węzła Dunowo i farmy wiatrowej Darłowo został wykonany w roku 2012 i uruchomiony w roku 2013. Dotychczasowe próby wykazały poprawność przyjętych rozwiązań. Należy pamiętać, iż algorytm regulacji napięcia i mocy biernej wykorzystany w węźle Dunowo jest dedykowany tylko dla tego rodzaju węzła. Prace prowadzone przez Instytut Energetyki pokazują jak bardzo różnorodne są rozwiązania i możliwości aktualnie budowanych farm wiatrowych. Dobór algorytmu i jego parametrów dla każdego rozwiązania należy ustalać indywidualnie. Należy również pamiętać, że skuteczność regulacji napięcia i mocy biernej w sieci KSE jest ściśle powiązana z możliwościami i charakterystyką  $P = f(Q)$  farmy wiatrowej. Wykorzystanie tego typu regulacji będzie najskuteczniejsze, gdy nowo budowane farmy wiatrowe posiadać będą charakterystykę  $P=f(Q)$ , która zapewni pełny (możliwie największy) zakres zmiany mocy biernej niezależnie wartości mocy czynnej.

## BIBLIOGRAFIA

1. IRiESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. (Wersja 1.0 z 22.12.2010 r.) Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A.

## USAGE OF WIND FARMS IN VOLTAGE AND REACTIVE POWER CONTROL BASED ON DUNOWO SUBSTATION EXAMPLE – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** voltage control, reactive power control, wind farms

Article describes control system designed in Institute of Power Engineering Gdańsk Division, which has been applied in substation Dunowo and nearby wind farms. Control systems uses wind farms in process of voltage and reactive power control. Presented are device structure, rules of control and requirements described in Instruction of Transmission System Operation and Maintenance (grid code) released by the Polish Transmission System Operator

## WYKORZYSTANIE MOŻLIWOŚCI REGULACYJNYCH MOCY BIERNEJ WIELKICH ODBIORCÓW – REFERAT KONFERENCYJNY

Robert MAŁKOWSKI<sup>1</sup>, Zbigniew SZCZERBA<sup>2</sup>

1. Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Politechnika Gdańska  
tel: 58 347 17 98 fax: 58 347 18 98 e-mail: r.malkowski@ely.pg.gda.pl
2. Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Politechnika Gdańska  
tel: 58 347 17 98 fax: 58 347 18 98 e-mail: z.szczzerba@ely.pg.gda.pl

**Streszczenie:** W niniejszej pracy autorzy pragną zwrócić uwagę na celowości, i możliwości wykorzystania lokalnych źródeł mocy biernej przez układy Regulacji Grupowej Węzła Przesyłowego (RGWP). Jednym z takich źródeł są Wielcy Odbiorcy (WO). W pracy przedstawiono również zagadnienia związane z potrzebą koordynacji pomiędzy układami regulacji zainstalowanymi w sieci WO oraz koordynacji pomiędzy układami regulacji WO a układami regulacji nadrzędnej w sieci.

**Słowa kluczowe:** Regulacja napięcia, regulacja mocy biernej, Wielcy odbiorcy.

### 1. WSTĘP

Obecnie obserwuje się nadmierną ostrożność przy korzystaniu z możliwości regulacji mocy biernej i napięcia, jakimi dysponują Wielcy Odbiorcy (WO) przemysłowi.

Najczęściej na pytanie kierowane do WO, o możliwości dyspozycyjnej regulacji mocy biernej na rzecz wsparcia SEE w stanach przejściowego wzrostu poboru mocy biernej, uzyskuje się odpowiedź negatywną. Główną przyczyną tej niechęci jest groźba wysokich kary finansowych związanych z niedotrzymaniem wymaganego współczynnika tgφ.

### 2. TECHNICZNE MOŻLIWOŚCI STEROWANIA POZIOMAMI NAPIĘĆ I ROZPŁYWU MOCY BIERNEJ

W ogólnym przypadku WO dysonują następującymi środkami umożliwiającymi regulację napięcia i mocy biernej:

- Transformatory zasilające z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów,
- Generatory synchroniczne elektrociepłowni,
- Baterie kondensatorów – zainstalowane lokalnie przy poszczególnych odbiorach lub/oraz zainstalowane na szynach rozdzielni zasilającej/elektrociepłowni.

Z punktu widzenia pracy sieci zasilającej istotna jest wartość i współczynnik mocy pobieranej z tej sieci, dlatego Wielkiego Odbiorcę należy rozpatrywać, jako jeden złożony odbiór.

W niniejszym opracowaniu skupiono się głównie na możliwości powstawania deficytu mocy biernej skutkującym zbyt niskimi napięciami w SEE. Jest to spowodowane obecną sytuacją w SEE, gdzie dostrzega się głównie tego typu zagrożenie. Tworząc zasady wykorzystania Wielkiego Odbiorcy w celu wspomagania SEE w stanach awaryjnych należałoby uwzględnić możliwość powstania również nadwyżki mocy biernej.

### 3. CELOWOŚĆ STEROWANIA LOKALNYCH ŹRÓDEŁ MOCY BIERNEJ

#### 3.1. Wstęp

Jeżeli moce bierne generowane i pobierane nie bilansują się to występuje proces nieustalony stabilny lub niestabilny. W przypadku procesu stabilnego – zostaje osiągnięty nowy stan ustalony – przy nowych poziomach napięć. W przypadku procesu niestabilnego – mającego na ogół charakter aperiodyczny – występuje tzw. lawina napięcia.

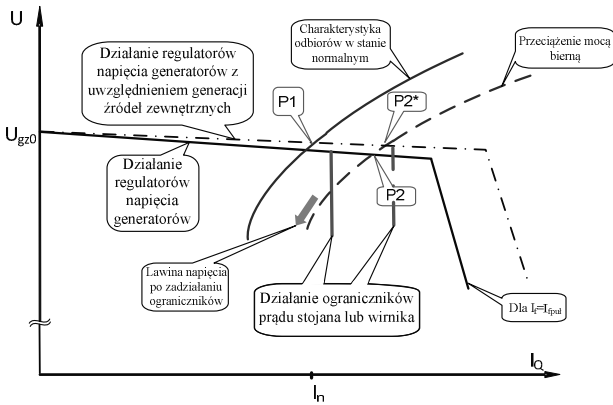
Jeżeli  $\sum_{i=1}^n Q_{gi} - \sum_{i=1}^m Q_{oi} > 0$  to  $\frac{dU}{dt} > 0$  i U rośnie,

jeżeli  $\sum_{i=1}^n Q_{gi} - \sum_{i=1}^m Q_{oi} < 0$  to  $\frac{dU}{dt} < 0$  i U maleje.

W celu przywrócenia stanu normalnego niezbędne jest doprowadzenie do zbilansowania generacji i poboru mocy biernej. W wielu przypadkach wykorzystanie lokalnych źródeł mocy biernej, w tym Wielkich Odbiorców, do wspomagania tego bilansowania mogłoby w znacznym stopniu przyczynić się do znacznego ograniczenia prawdopodobieństwa wystąpienia awarii napięciowej.

#### 3.2. Wpływ regulacji mocy w elektrociepłowni przemysłowej WO

Ilustrację skutków deficytu mocy biernej pokazują rys.1 i rys.2.



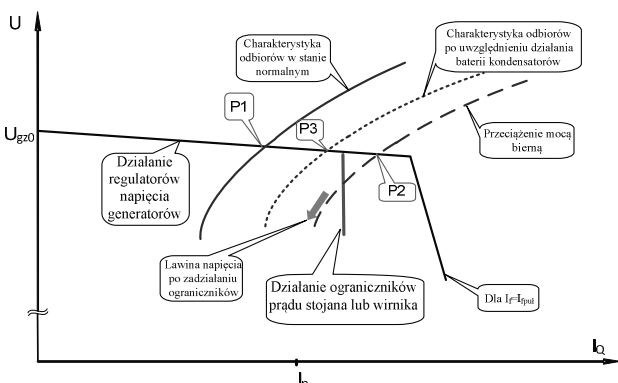
Rys.1. Ilustracja wpływu lokalnej generacji w przypadku wystąpienia deficytu mocy biernej.

Na rysunkach pokazano przejście do „lawiny napięcia” od stabilnego punktu pracy w stanie normalnym „P1”. Punkt ten leży w pobliżu granicy stabilności. Przy wzroście obciążenia mocą bierną, punkt pracy „P1” przesunę się do nowego przecięcia się charakterystyk generacji i poboru mocy biernej. „P2”. Nowy punkt pracy nie jest punktem stabilnym, gdyż leży poza obszarem dopuszczalnych stanów generatorów. Ograniczniki, działające z opóźnieniem, wprowadzą – pokazane na rysunku – ograniczenie charakterystyk wytwarzania. Bez wykorzystania lokalnych źródeł powodują trwały deficyt mocy biernej i – pokazaną na rysunku – lawinę napięcia.

Uwzględnienie lokalnej generacji skutkuje zwiększeniem zakresu dyspozycyjnej mocy biernej objawiające się na charakterystyce rys.1 zmianą nachylenia oraz przesunięciem punktu działania ograniczników. Niewielka zmiana statyzmu charakterystyki skutkuje przesunięciem punktu pracy „P2” do „P2\*”.

### 3.2. Wpływ regulacji baterii kondensatorów

Podobną analizę można przeprowadzić dla przypadku, w którym zwiększony pobór mocy biernej zostanie pokryty mocą załączonych do pracy baterii kondensatorów statycznych rys.2.



Rys.2. Ilustracja wpływu działania lokalnej baterii kondensatorów w przypadku wystąpienia deficytu mocy biernej.

W wyniku przeciążenia mocą bierną stabilny punkt pracy „P1” przesunie się do punktu „P2”. Podobnie jak w poprzednim przypadku, jest to punkt niestabilny, ze względu na ograniczenie charakterystyki wytwarzania. Załączenie do pracy baterii kondensatorów spowoduje odciążenie generatorów – przesunięcie charakterystyki odbiorów – i ustalenie się nowego stabilnego punktu pracy „P3”.

## 4. WPLYW REGULACJI NAPIĘCIA TRANSFORMATORÓW NA CHARAKTERYSTYKI ZEWNĘTRZNE WIELKIEGO ODBIORCY

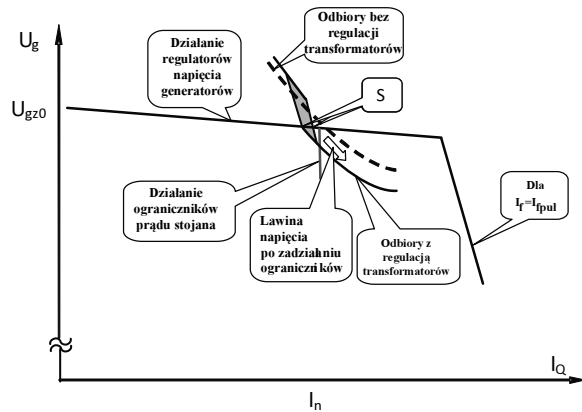
### 4.1. Wstęp

W znakomitej większości przypadków sieć wewnętrzna WO charakteryzuje się znacznym nasyceniem odbiorami silnikowymi i bateriami kondensator. Ponieważ ich udział w obciążeniu transformatora zasilającego jest znaczny z dużym prawdopodobieństwem można przypuszczać, że współczynnik podatności napięciowej ( $dQ_0/dU$ ) ma znak ujemny lub jest bliski zera. W takim przypadku blokowanie regulacji transformatora jest niewskazane, gdyż może doprowadzić do pogłębienia deficytu mocy biernej.

### 4.3. Niekorzystny wpływ regulatorów napięcia transformatorów przy deficycie mocy biernej

Jeżeli współczynnik podatności napięciowej odbioru  $dQ_0/dU$  jest ujemny oznacza to, że przy obniżaniu się napięcia pobierana moc bierna rośnie. W takim przypadku naturalna charakterystyka odbiorów jest wyraźnie mniej korzystna od charakterystyki zdeterminowanej przez działanie regulatora napięcia transformatora, utrzymującego w pewnym zakresie stałe napięcie i wynikający z tego stały pobór mocy biernej.

Opisana szkodliwość blokowania regulatorów jest wyjaśniona dla przypadku pokazanym na rys.3. Przy charakterystykach poboru mocy biernej przez WO, o nachyleniu  $dQ_0/dU < 0$ , działający regulator napięcia transformatora prowadzi do uzyskania stabilnego, rozmytego punktu pracy S, natomiast blokowanie działania regulatora prowadzi do trwałego deficytu mocy biernej, powodującego niestabilność aperiodyczną – „lawinę napięcia”.



Rys.3. Ilustracja korzystnego wpływu regulatorów napięcia transformatorów WO przy deficycie mocy biernej. Oznaczenia : S – Stabilny (rozmyty) punkt stanu ustalonego, z działaniem regulatora napięcia,  $I_{fpul}$  – Pułap prądu wzbudzenia. Szare pole pokazuje nieciągłość układu regulacji napięcia, a jego pochylenie wynika ze wzrostu prądu po stronie pierwotnej transformatora przy stałej mocy.

Reasumując, dla wskazania zasadności wydłużenia opóźnienia czasowego zadziałania czy wręcz blokowania automatycznej regulacji konkretnego transformatora konieczna jest, co najmniej, znajomość współczynnika podatności napięciowej odbiorów widzianych z zacisków danego transformatora. W znakomitej większości przypadków współczynnik podatności napięciowej WO  $dQ_0/dU$  będzie miał wartość

ujemną. Tym samym, dla ograniczenia poboru mocy biernej WO wskazanym byłaby szybka regulacja transformatora.

Pomiar charakterystyk, dla oszacowania ich wpływu na stabilność napięciową, może być dokonany przez personel właściciela sieci dystrybucyjnej w czasie normalnej eksploatacji. Możliwa jest również automatyzacja tego procesu i uwzględnienie wyników takiego pomiaru w algorytmie regulacji transformatora. Przykład takiego algorytmu zawarto w [4].

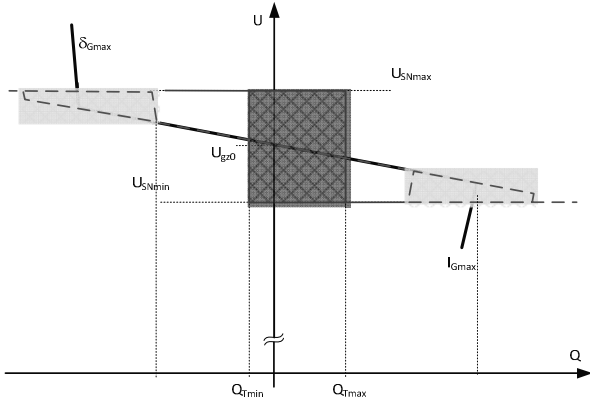
## 5. KOORDYNACJA ALGORYTMÓW DZIAŁANIA UKŁADÓW REGULACJI WO

Nadrzędnym celem układów regulacji napięcia WO jest utrzymanie akceptowalnych poziomów napięć wewnątrz sieci zakładowej oraz nieprzekraczanie wymaganego współczynnika  $\text{tg}(\varphi)$ .

Mając na uwadze powyższe požądane byłyby, aby poziom napięcia w sieci WO był utrzymywany za pomocą generatorów i baterii kondensatorów. Ze względu na fakt, że większe koszty generuje wytwarzanie mocy biernej przez generator synchroniczny niż baterię kondensatorów, wskazana byłaby właściwa koordynacja pomiędzy układami regulacji baterii kondensatorów i generatorów.

Regulatory transformatorów WN/SN powinny natomiast mieć charakterystyki zapewniające:

- Utrzymywanie wartości mocy biernej w zadanym przedziale  $Q_{T\min} \div Q_{T\max}$ , jeżeli napięcie po stronie SN mieści się w przedziale  $U_{SN\min} \div U_{SN\max}$ .
- Przejęcie zadania utrzymywania napięcia po stronie SN po wyczerpaniu się możliwości generatorów i baterii kondensatorów.
- W przypadku współpracy równoległej kilku transformatorów, utrzymywać założony, proporcjonalny do mocy znamionowej odpowiednich uzwojeń transformatorów, rozdział mocy biernej.



Rys.4 Wypadkowa charakterystyka generatorów i transformatorów.

$U_{gzo}$  – wartość zadana napięcia przy biegu jałowym,  $I_{G\max}$  – ograniczenie prądów stojana lub wirnika,  $\delta_{\max}$  – ograniczenie kątów mocy.

Po nałożeniu się charakterystyk układów regulacji generatorów i transformatorów, zainstalowanych u WO, otrzymuje się wypadkową charakterystykę zewnętrzną WO pokazaną na rys. 4. Zaznaczono tam dwa charakterystyczne obszary. Pierwszy ograniczony przez proste  $Q_{T\min} \div Q_{T\max}$  oraz  $U_{SN\min} \div U_{SN\max}$  jest obszarem, w którym nie działają układy regulacji transformatorów. Drugi zaznaczony kolorem żółtym na krańcach charakterystyki przedstawia rozmy-

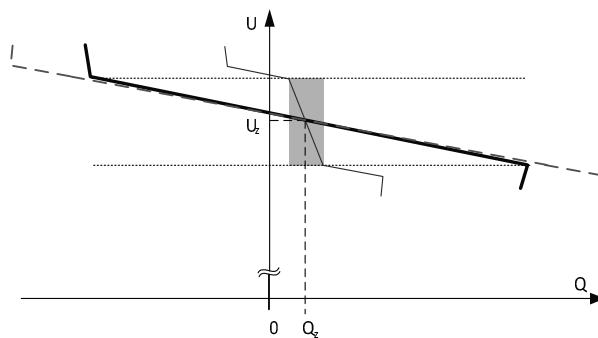
tą, wynikającą z działania układów regulacji transformatorów, część wypadkowej charakterystyki.

## 6. KOORDYNACJA ALGORYTMÓW DZIAŁANIA LOKALNYCH I NADRZĘDNYCH UKŁADÓW REGULACJI ORAZ DYSPOZYCJI MOCY

Poza koniecznością koordynacji algorytmów działania układów regulacji WO niezbędna jest również wzajemna koordynacja nadrzędnych układów regulacji i układów regulacji WO. Algorytmy działania lokalnych i nadrzędnych układów regulacji oraz dyspozycji mocy powinny być skoordynowane tak, aby:

- W stanach normalnych – układy systemowe oraz dyspozycje mocy optymalizowały pracę zgodnie z wymaganiami dla stanów normalnych, a układy lokalne zapewniały np. optymalizację taryfową (np. zadany  $\text{tg}(\varphi)$ ).
- W stanach nienormalnych lub zagrożeniowych – układy systemowe oraz dyspozycje mocy oraz układy lokalne zapewniały możliwość maksymalnego rozszerzenia zakresu dyspozycyjnej mocy biernej (generacji lub poboru).

Przykład takiej koordynacji, pomijając rozmytą część charakterystyki pokazanej na rys.4 pokazano na rys. 5.



Rys.5. Propozycja koordynacji algorytmów działania układów regulacji napięcia i mocy biernej. Kolor czarny – Układ regulacji w systemie elektroenergetycznym, kolor niebieski – układ regulacji lokalnych źródeł mocy biernej, kolor czerwony: suma działania układów regulacji, szare pole – przykład regulacji, lokalnych źródeł, w stanach normalnych

Jak pokazano na rys.5 skoordynowane działanie lokalnych układów regulacji z układami nadrzędnymi i działaniem dyspozycji mocy wyraźnie rozszerza zakres dyspozycyjnej mocy biernej. Korzyści wynikające z opisanego skoordynowanego działania i wykorzystania możliwości regulacyjnych Wielkich Odbiorców są oczywiste.

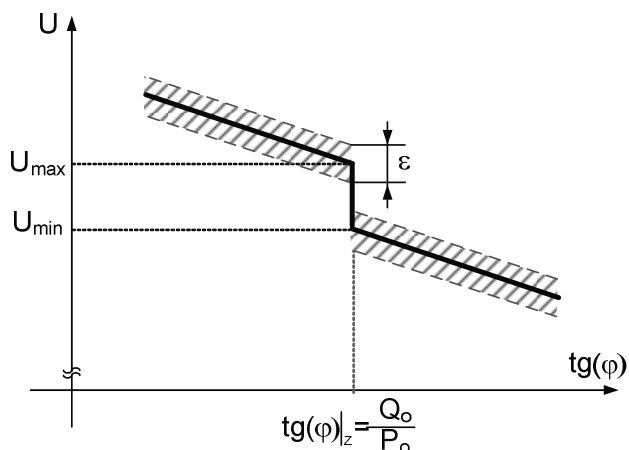
## 8. ALGORYTM STEROWANIA BILANSEM MOCY BIERNEJ WIELKIEGO ODBIORCY UMOŻLIWIAJĄCY WSPOMAGANIE SEE W STANACH ZABURZENIA BILANSU MOCY BIERNEJ W SEE

Zakładając, że wielki odbiorca wyrazi chęć świadczenia usług na rzecz właściwego operatora algorytm pracy takiego odbiorcy mógłby być realizowany wg charakterystyki pokazanej na rys.6. charakterystyka opisuje w sposób uogólniony algorytm sterowania mocą dyspozycyjną wielkiego odbior-

cy. Przyjęcie takiego sposobu sterowania możliwa spełnienie trzech kryteriów:

- w stanie normalnej pracy, w obszarze określonym, tu przez wartości napięć  $U_{min} \neq U_{max}$  WO utrzymuje stałą zgodną z zawartą umową wartość współczynnika  $\text{tg}(\varphi)$ ,
- poza tym obszarem następuje wspomaganie systemu poprzez dodatkową generację lub pobór mocy biernej,
- automatyczna koordynacja pomiędzy układami regulacji WO a układami regulacji nadrzędnej.

Zależnie od dostępnych środków zmiany mocy biernej WO należy uwzględnić pewną strefę nieczułości (skokowa zmiana mocy baterii kondensatorów).



Rys.6. Charakterystyka  $U = f(Q)$  umożliwiająca wspomaganie przez wielkiego odbiorcę SEE w stanach wskazujących na deficyt mocy biernej

Regulator kształtujący charakterystykę pokazaną na rys.6 mógłby zostać zainstalowany u wielkiego odbiorcy. Wtedy to WO w sposób automatyczny zmieniłby kryterium regulacji z utrzymywania stałej wartości współczynnika  $\text{tg}(\varphi)$ . Można również przyjąć takie rozwiązanie, w którym po przekroczeniu granicznych wartości napięć w stacji objętej regulacją grupową przez układy RGWP wysyłany będzie sygnał do wielkiego odbiorcy na zmianę kryterium regulacji ze wskazaniem kierunku działań (zwiększenie lub zmniejszenie wymiany mocy biernej z SEE. W takim przypadku zmiana mocy realizowana będzie z poziomu dyspozytora u WO.

## 9. WNIOSKI KOŃCOWE

Lokalne źródła mocy biernej mogą być uzupełnieniem źródeł podstawowych, poprawiającym bezpieczeństwo elektroenergetyczne. Źródła te są obecnie rzadko wykorzystywane do poprawy lokalnych bilansów mocy biernej. Umożliwienie sterowania tymi źródłami w stanach zagrożeniowych i awaryjnych na ogół nie wymaga znaczących nakładów finansowych.

Wstępne rozmowy prowadzone z lokalnymi WO pozwalają stwierdzić, iż byliby oni gotowi do sterowania mającego na celu wspomaganie systemu w stanach zagrożenia deficytem mocy biernej. Wszyscy jednak zastrzegają, że koniecznym byłoby zwolnienie ich w takiej sytuacji z obowiązku dotrzymania  $\text{tg}\varphi$ .

Utrwalenie takiej postawy odbiorcy, dokładniej przełożenie zapewnień słownych w faktyczną gotowość do świadczenia takiej usługi, musi być poprzedzone zmianami legislacyjnymi. Należałoby, zatem opracować skuteczne i interesujące dla wielkiego odbiorcy systemy rozliczeń za oferowaną usługę na rzecz operatora sieci przesyłowej lub operatora sieci dystrybucyjnej. Koniecznym staje się wprowadzenia – korzystnej z punktu widzenia Wielkiego Odbiorcy – taryfy za świadczenie usługi.

## BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J.: Regulacja i stabilność systemów elektroenergetycznych,
2. Machowski J.i in.: Power System Dynamics, Stability and Control, John Wiley 2008
3. Małkowski R., Szczerba Z.: Układy regulacji transformatorów sprzęgłowych w stacjach transformatorowych sieci przesyłowej. Stan obecny. Analiza – z uwzględnieniem stanów nienormalnych – zalecanych i niezbędnych zmian algorytmów działania regulatorów i stosowanych nastawień, w tym zwłok czasowych. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki. Gdańsk 2009. Punkt 8.4.11.A.
4. Małkowski R., Szczerba Z.: Nowy algorytm regulacji transformatorów zasilających sieć rozdzielczą – Acta Energetica 2012, nr 8,ISSN 2080-7570

## THE LARGE CUSTOMER REACTIVE POWER CONTROL POSSIBILITIES LOGIC – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** Voltage Control, Reactive Power control, Large Customer

In this paper, the authors wish to draw attention to the purpose, and the possibility of using local reactive power sources by Transmission Node Master Controller (TNMC). Large Customers (LC) are one of the possible reactive power sources. The paper presents the issues related to the need for coordination between the control systems installed in the LC network, and coordination between control systems the LC as well as master control systems in the network.

## KOMPENSACJA PRĄDOWA W REGULATORACH NAPIĘCIA GENERATORÓW SYSTEMOWYCH – REFERAT KONFERENCYJNY

Bogdan SOBCZAK<sup>1</sup>, Robert RINK<sup>2</sup>

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk, 80-870 Gdańsk, ul. Reja 27

1. tel: 58 3498126 e-mail: B.Sobczak@ien.gda.pl

2. tel: 58 3498125 e-mail: R.Rink@ien.gda.pl

**Streszczenie:** Kompensacja regulacji napięcia prądem generatora przesuwają punkt regulacji napięcia z zacisków generatora w kierunku sieci lub do wewnątrz generatora. W KSE kompensacja jest dostępna we wszystkich regulatorach napięcia dużych generatorów, jednak stosowana jest tylko wówczas, gdy pracują one na wspólne szyny średniego napięcia. Podobnie jest w zdecydowanej większości systemów europejskich. Przesunięcie punktu szybkiej regulacji napięcia w stronę sieci ma istotne zalety, których nie ma wolniejsza wtórna regulacja napięcia, realizowana przez ARNE. Korzyścią stosowania kompensacji jest m.in. usztywnienie napięć w sieci przesyłowej, a więc poprawa jakości napięcia także w sieciach niższych napięć. Ten efekt może okazać się szczególnie ważny w kontekście dynamicznego rozwoju energetyki wiatrowej i słonecznej. Operator PSE SA realizuje obszerną dwuetapową pracę poświęconą zastosowaniu kompensacji regulacji napięcia w generatorach elektrowni Belchatów, Kozienice, Ostrołęka i Żarnowiec. Referat prezentuje wybrane wyniki zakończonego I etapu, poświęconego badaniom modelowym.

**Słowa kluczowe:** kompensacja prądowa, regulator napięcia generatora.

### 1. WPROWADZENIE

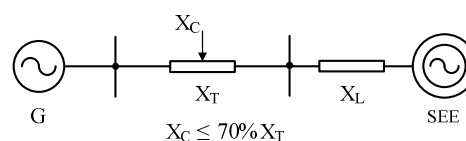
Kompensacja, wykorzystując pomiar fazora prądu generatora  $\bar{I}_T = I_P + jI_Q$  i pewną przyjętą impedancję  $\bar{Z}_C = R_C + jX_C$ , pozwala zastąpić napięcie  $V_T$  mierzone na zaciskach generatora zsyntetyzowanym napięciem w wybranym fikcyjnym punkcie, przesuniętym w stronę zastępczej SEM generatora lub w stronę sieci. W przypadku dużych generatorów pracujących na sieć przesyłową rezystancję można pominąć ( $R_C \ll X_C$  [1]) i do kompensacji stosuje się tylko reaktancję  $X_C$ .

$$V_C = \left| \bar{V}_T + jX_C \bar{I}_T \right| \quad (1)$$

Referat, dotyczy kompensacji, która przesuwają punkt regulacji napięcia w stronę sieci do fikcyjnego punktu zlokalizowanego wewnątrz reaktancji transformatora blokowego. W nawiązaniu do kompensacji w stronę zastępczej SEM generatora przypomnijmy, że jej zadaniem jest uzyskanie stabilności regulacji napięcia generatorów pracujących na wspólne szyny średniego napięcia. Regulacja napięcia bez

kompensacji w tym samym punkcie przez dwa niezależne regulatory o zbliżonej szybkości regulacji zwykle prowadzi do niestabilności albo przynajmniej do niepożądanego zróżnicowania udziału generatorów w regulacji. Reguła ta dotyczy także kompensacji w stronę sieci - punktem efektywnej regulacji napięcia generatorów nie mogą być wspólne szyny rozdzielni wysokiego napięcia. Zachowanie odpowiedniej jakości regulacji napięcia na generatorze, a także ewentualna zmiana wartości reaktancji transformatora po zmianie przekładni, prąd potrzeb własnych i możliwość zmian częstotliwości ogranicza kompensację do maksymalnie 60–70% reaktancji transformatora blokowego.

Kompensacja jest zazwyczaj określana w odniesieniu do impedancji bazowej generatora. Czasem jednak kompensację podaje się względem reaktancji transformatora blokowego, Rozróżnienie powinno wynikać z kontekstu użycia. Ilustracja kompensacji 50% reaktancji transformatora blokowego pokazana jest na rys. 1.



Rys. 1. Ilustracja regulacji napięcia z kompensacją części reaktancji transformatora blokowego ( $X_T$ ).

W standardzie IEEE [1] kompensacja oprócz formuły obliczania skompensowanego napięcia, zawiera również filtr odwzorowujący pomiar napięcia i prądu generatora. W praktyce kompensacja, wykorzystująca sygnały mocy czynnej i biernej jest równoważna kompensacji prądem i nie ma potrzeby jej oddzielnego omawiania [1].

Programy analizy systemowej dają możliwość wprowadzenia kompensacji napięcia:

- W programie PSS/E kompensacja jest definiowana za pomocą jednego z dwóch modeli: **IEEEVC**, który realizuje formułę (1) i **COMP**, który realizuje formułę (2), ale ze znakiem odejmowania kompensacji  $V_C = \left| \bar{V}_T - jX_C \bar{I}_T \right|$ .

- W programie PSLF rezystancję  $R_C$  i reaktancję  $X_C$  kompensacji wprowadza się razem z danymi dynamicznymi modelu generatora. Stosowana jest formuła (1) ze znakiem odejmowania kompensacji  $V_C = |\bar{V}_T - (R_C + jX_C)\bar{I}_T|$ .
- W programach pakietu DSAT parametry kompensacji  $R_C$ ,  $X_C$  wprowadza się do modeli regulatorów napięcia. Stosowana jest formuła (1).

W wymienionych programach wprowadzenie do regulacji napięcia kompensacji mocą jest dostępne jedynie poprzez opracowanie modelu użytkownika regulatora napięcia. Wykorzystując zamiast kompensacji mocą kompensację prądem należy pamiętać, że dla napięć różnych od nominalnego i dużej impedancji takie odwzorowanie nie jest dokładne.

## 2. TECHNICZNE MOŻLIWOŚCI STOSOWANIA KOMPENSACJI W REGULATORACH NAPIĘCIA GENERATORÓW SYSTEMOWYCH KSE. KOMPENSACJA W INNYCH SYSTEMACH

Dokonano przeglądu rozwiązań kompensacji w regulatorach napięcia dużych bloków KSE. Stwierdzono, że zgodnie z wymaganiem *IRiESP* wszystkie badane regulatory napięcia posiadają możliwość wprowadzenia kompensacji. Dotyczy to również jeszcze pracujących regulatorów analogowych. Występują obydwa wspomniane powyżej rodzaje kompensacji: (a) prądem generatora, (b) mocą czynną i bierną generatora jak również (c) kompensacja składową czynną i bierną prądu generatora. We wszystkich analizowanych regulatorach kompensację można wprowadzić bez ingerencji w oprogramowanie (ewentualnie elektronikę) urządzenia.

Skompensowane napięcie wynosi:

$$(b) \quad V_C = V_T + K_P \cdot P + K_Q \cdot Q \quad (2)$$

$$(c) \quad V_C = V_T + K_P \cdot I_P + K_Q \cdot I_Q \quad (3)$$

Analiza rozwiązań układów regulacji napięcia stosowanych w systemach europejskich pokazała, że kompensacja regulacji napięcia w stronę sieci jest stosowana tylko w dwóch systemach elektroenergetycznych. Są to systemy Czech i Belgii. W systemie czeskim napięcie jest kompensowane prądem biernym, współczynnik  $K_Q = 0,05$ . W systemie belgijskim jest stosowana kompensacja mocą bierną ze współczynnikiem  $K_Q = 0,03$ , a w kilku przypadkach 0,02.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk dostarczał regulatory napięcia dla dużych jednostek wytwórczych w takich krajach jak USA, Litwa, Kazachstan, łącznie z ich uruchomieniem i wprowadzeniem nastaw. W każdym z dostarczanych regulatorów była dostępna kompensacja regulacji napięcia mocą bierną i czynną, ale w żadnym przypadku właściciel nie wymagał wprowadzenia niezerowych nastaw kompensacji

## 3. ANALIZA WPLYWU KOMPENSACJI REGULACJI NAPIĘCIA NA DYNAMIKĘ GENERATORA

Badania wpływu kompensacji na dynamikę generatora przeprowadzono w programie DigSilent Power Factory. Badano wpływ kompensacji na regulację napięcia oraz na stabilność kątową dużych i małych zakłóceń. Porównanie

sposobów kompensacji (a), (b) i (c) pokazało, że ze względu na regulację napięcia, stabilność kątową i napięciową są one praktycznie równoważne. Pewne różnice w przebiegach zaczynają być widoczne przy napięciach znacznie różniących się od napięcia znamionowego. Zaletą kompensacji mocą bierną i prądem biernym jest mniejsza wrażliwość na zmiany mocy czynnej generatora.

Kompensacja poprawia jakość regulacji napięcia w systemie. Wpływ kompensacji jest bardziej widoczny dla sieci miękkiej. Można powiedzieć, że kompensacja „usztwywnia” napięcia w sieci.

W celu określenia wpływu kompensacji na stabilność kątową małych zakłóceń wyznaczano wartości własne dla różnych metod i nastaw kompensacji oraz różnych punktów pracy generatorów. Stwierdzono, że kompensacja prądem i kompensacja mocą dają zbliżone rezultaty. Przy  $R_C, K_P = 0$  wpływ kompensacji na stabilność kątową małych zakłóceń jest niewielki. Jedynie przy bardzo niskich napięciach generatora ( $\leq 0,9 U_N$ ) zanotowano minimalne zmniejszenie tłumienia. Wartości niezerowe  $R_C, K_P$  pozwalają uzyskać wyraźną poprawę tłumienia, jeżeli nie ma stabilizatora systemowego. Przy załączonym stabilizatorze tłumienie jest duże i niewielka zmiana tłumienia przy załączonej kompensacji praktycznie nie ma znaczenia. Potwierdza to tezę zawartą w [1] o braku potrzeby wykorzystania  $R_C (K_P)$  w kompensacji dużych generatorów.

Symulacje dużych zakłóceń (bliskie zwarcia) nie pokazały istotnego wpływu kompensacji na przebiegi w trakcie i bezpośrednio po zakłóceniu, a więc w czasie krytycznym dla stabilności przejściowej generatora. Powszechnie stosowaną miarą stabilności kątowej generatora dla dużych zakłóceń jest krytyczny czas zwarcia (KCZ) oznaczający maksymalny czas trwania trójfazowego zwarcia za transformatorem blokowym. Nie stwierdzono wpływu kompensacji na wartość KCZ generatorów wyznaczaną z dokładnością 5 ms. Odnosi się do wszystkich badanych sposobów kompensacji.

Dla zwarć odległych kompensacja, zwiększając uchyb regulatora napięcia, może zapewnić silniejsze forsowanie wzbudzenia. Forsowanie wzbudzenia pozytywnie oddziałuje na napięcia w sieci a więc i na stabilność systemu.

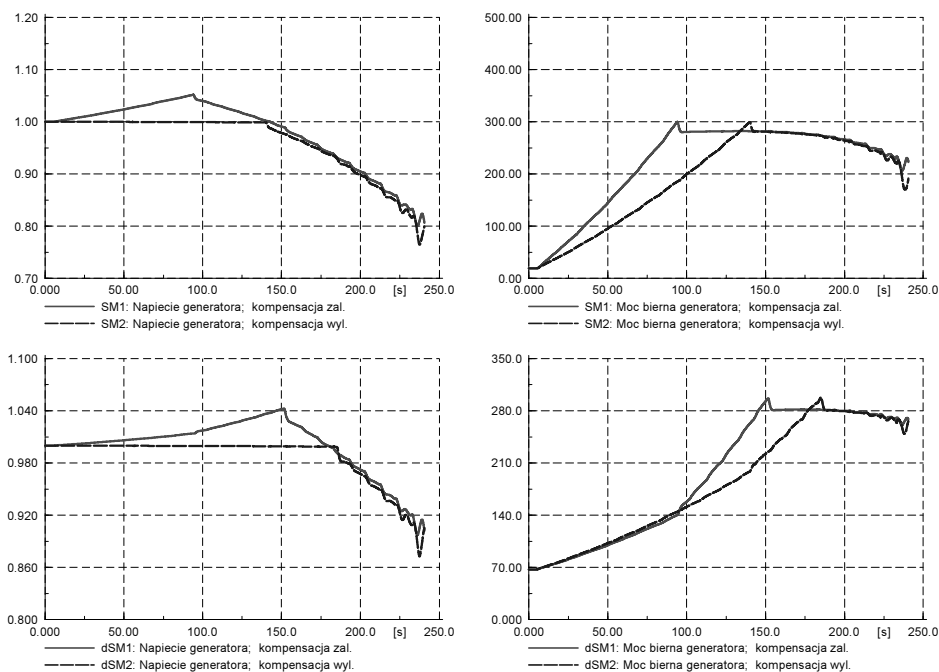
Stabilność napięciowa, a właściwie jej utrata, jest złożonym procesem obejmujących wiele zjawisk zachodzących w różnej skali czasu – od zjawisk wolnych, quasi statycznych, które bada się metodami bazującymi na obliczeniach rozpliwowych do zjawisk szybkich prowadzących do utraty stabilności kątowej, które muszą być analizowane z uwzględnieniem dynamiki generatorów i ich układów regulacji. Wpływ kompensacji na utratę stabilności kątowej generatorów spowodowanej obniżeniem napięć w sieci badano zwiększając moc bierną odbiorów aż do momentu utraty stabilności generatorów objawiającej się niekontrolowanym spadkiem napięcia. Wprowadzono do układu dodatkowe generatory *dSM1* i *dSM2* w celu zbadania wpływu kompensacji na uaktywnienie rezerw mocy biernej generatorów zlokalizowanych dalej od węzła, w którym następuje wzrost zapotrzebowania na moc bierną. Regulatory napięcia generatorów uzupełniono o ograniczniki prądu wirnika. Ogranicznika prądu stojana nie załączano ze względu na jego destabilizujące działanie przy niskim napięciu generatora [6]. Stabilizatory systemowe były załączone. Struktury i wartości parametrów ograniczników opracowano wykorzystując rozwiązania stosowane na dużych blokach.

Symulacje pokazały, że w początkowej fazie generator z kompensacją (*SMI*) dostarcza wyraźnie większej mocy



bierniej od generatora (*SM2*). Po uaktywnieniu ogranicznika prądu wzbudzenia generatora *SM1* źródłem mocy bierniej staje się generator *dSM1*, którego moc bierna rośnie teraz szybciej niż moc bierna generatora *dSM2*. W ~150 sekundzie symulacji w obydwu generatorach sieci „1” (z kompensacją) ograniczniki są aktywne, w sieci „2” taka sytuacja będzie ~30 s później. Rejestrowane przebiegi napięcia w sieci pokazywały, że do momentu wyczerpania zdolności generacji mocy bierniej napięcia w sieci „1” są wyższe nawet o 3%. Od momentu uaktywnienia ograniczników w sieci „2” pokazane

przebiegi generatorów a także niepokazanych tutaj napięć w sieci, są zbliżone. W sieci „2” (bez kompensacji) do utraty stabilności dochodzi nieco wcześniej (~6 s) jednak nie wydaje się to być różnica znacząca. Ważniejszy jest lepszy profil napięciowy sieci do momentu aktywacji ograniczników, co w rzeczywistym systemie może oznaczać mniejsze ryzyko wyłączeń odbiorów oraz generacji przyłączonych do sieci 110 kV, która może stanowić znaczną część generacji na obszarze dotkniętym spadkami napięcia.



Rys. 2. Wpływ kompensacji na stabilność napięciową

#### 4. ANALIZA WPŁYWU KOMPENSACJI REGULACJI NAPIĘCIA NA KSE

Analiza wpływu zastosowania kompensacji w regulatorach napięcia generatorów systemowych KSE dotyczyła tych samych zagadnień, które były badane w układzie testowym, a więc wpływu kompensacji na:

- stabilność kątową małych i dużych zakłóceń,
- jakość regulacji napięcia w sieci w zakresie zmienności, która pozostaje poza zakresem regulacji ARNE,
- dynamiczne aspekty stabilności napięciowej.

Badania przeprowadzono dla modelu KSE w układzie planowanym w okresie letnim 2015 roku. Do obliczeń wykorzystywano pakiet programów DSAT, który posiada wbudowane mechanizmy automatyzujące analizy bezpieczeństwa systemu oraz akceptuje dane rozplływowe i dynamiczne PSLF. W modelu KSE stosowano kompensację według wzoru (2), przy czym poziom kompensacji nie przekraczał 70% reaktancji transformatora blokowego danego generatora. Wpływ kompensacji na jakość regulacji napięcia w sieci przesyłowej badano rejestrując zmiany napięcia w sieci po zwiększeniu o 1% części statycznej odbiorów KSE (sumaryczna zmiana wynosiła 132 MW, 53,5 Mvar z rampą 2 sekundową). Większość przeprowadzonych symulacji, ze względu na przedmiot pracy, dotyczyła zastosowania kompensacji w generatorach elektrowni Żarnowiec, Ostrołęka,

Bełchatów i Kozienice. Poniżej, wybrane wnioski z wykonanych symulacji:

- Kompensacja nie wpływa w znaczący sposób na stabilność kątową generatorów dla dużych i małych zakłóceń, co jest zgodne z wynikami otrzymanymi dla układu testowego.
- Jakość regulacji napięcia w sieci przesyłowej północnej Polski jest wyraźnie gorsza niż w centrum i na południu. Ewidentną przyczyną jest deficyt generacji systemowej w tym obszarze.
- Kompensacja poprawia jakość regulacji napięcia w sieci przesyłowej. Efektywniejsza z tego względu jest kompensacja w generatorach pracujących na system 400 kV.
- Zastosowanie kompensacji w EW Żarnowiec powoduje wyraźną poprawę jakości regulacji napięcia na dużym obszarze północnej Polski. Interesujące jest, że kompensacja załączona w jednym pracującym generatorze daje lepszą jakość regulacji napięcia niż załączenie dodatkowego hydrozespołu w trybie kompensacji. Poprawa jakości regulacji napięcia w sieci przesyłowej może skutkować zmniejszeniem liczby zadziałań przełączników zaczeptów transformatorów zasilających sieci dystrybucyjne. (Omawiana praca nie analizowała tego zagadnienia.)
- Poprawę regulacji napięcia przynosi również wprowadzenie kompensacji dla generatorów pracujących na system 400 kV – El. Bełchatów i El. Kozienice oraz system 220 kV – El. Ostrołęka.

- Zidentyfikowano lokalne konflikty regulacji z kompensacją polegające na tym, że generator albo grupa generatorów przeciwstawia się regulacji prowadzonej przez inne generatory. Sytuacja taka wystąpiła m.in. w El. Ostrołęka, gdzie generator pracujący na sieć 110 kV przeciwdziała regulacji generatorów pracujących na sieć 220 kV.

Wpływ zastosowania kompensacji na stabilność napięciową badano zwiększając część statyczną odbiorów w sieciach dystrybucyjnych miasta i okolic Warszawy oraz Łodzi. Początkowy całkowity odbiór w tym obszarze wynosił 3143 MW, 942 Mvar. Ograniczniki prądu wzbudzenia zamodelowano przy pomocy standardowego modelu PSLF – OEL1. Istotne jest, że ogranicznik OEL1 nie posiada dynamiki, a jego działanie sprowadza się do podania na węzeł sumujący generatora sygnału, który ma sprowadzić prąd wzbudzenia poniżej wartości progowej.

Tablica. 1 Czasy wystąpienia wybranych zdarzeń w symulacjach utraty stabilności napięciowej

Aktywność	Czas wystąpienia w modelu [s]	
	bez komp.	z komp.
Uaktyw. I ogr. pr. wzb. (W-wa)	16,0	11,0
Uaktyw. II ogr. pr. wzb. (W-wa)	21,0	15,9
Wyłączenie I silnika w sieci	64,9	70,9
Wyłącz. II silnika w sieci	66,0	70,9
Wył. I generatora (W-wa)	65,0	68,7
Wył. II generatora (W-wa)	65,6	70,3
Nap. w sieci 400 kV < 80%U <sub>n</sub>	~59	~69
Utrata stabilności napięciowej	~65	~69

Symulacje dla modelu KSE pokazały, że wprowadzenie kompensacji jest korzystne ze względu na stabilność napięciową. W trakcie wzrostu zapotrzebowania napięcia w modelu z załączoną kompensacją były wyższe, a utrata stabilności kątowej generatorów i ich wyłączenia następowała później. Generalnie korzyści ze względu na stabilność napięciową dla modelu KSE są bardziej przekonujące niż korzyści uzyskane w modelu testowym. Przyczyną jest zwiększenie udziału w regulacji napięć generatorów leżących poza obszarem zwiększanego zapotrzebowania i wynikająca stąd poprawa profilu napięciowego w porównaniu do modelu bez załączonej kompensacji. Poprawa napięć przekłada się na późniejsze wyłączanie generacji pracującej w sieci dystrybucyjnej. Czasy wystąpienia wybranych zdarzeń zamieszczono w tabeli 1.

## 5. WNIOSKI

Funkcjonalność kompensacji prądem lub mocą jest dostępna (ale nie wykorzystywana) we wszystkich regulatorach napięcia dużych generatorów KSE.

Zastosowanie kompensacji w regulatorach napięcia generatorów systemowych usztywnia napięcia w sieci i w rezultacie poprawia jakość regulacji napięcia w zakresie zmienności szybszej niż oddziaływanie układów wtórnej regulacji napięć typu ARNE. Z tego powodu wprowadzenie kompensacji będzie szczególnie efektywne w generatorach zasilających obszar północnej Polski, gdzie napięcia są znacznie bardziej miękkie niż w pozostałej części kraju. Ta część Polski jest zarazem obszarem, gdzie przyłączane jest najwięcej generacji wiatrowej, której zmienność nie pozostaje bez wpływu na napięcia.

Kompensacja ma również pozytywny wpływ na stabilność napięciową poprzez zwiększenia zaangażowania w regulację napięcia generatorów poza obszarem wzrostu zapotrzebowania. W rezultacie napięcia na obszarze zagrożonym są wyższe niż ma to miejsce bez kompensacji, co oznacza zmniejszenie ryzyka wyłączeń generacji prowadzących na ogół do utraty stabilności napięciowej.

Kompensacja przy pomocy prądu ( $R_C = 0$ ,  $X_C \neq 0$ ), składowej biernej prądu lub mocy nie ma znaczącego wpływu na stabilność generatora i systemu dla małych i dużych zakłóceń.

## BIBLIOGRAFIA

1. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std 421.5™ – 2005.
2. PSLF's User Manual.
3. PSS®E Model Library.
4. Kundur P.: Power System Stability and Control.
5. Coordinated Voltage Control In Transmission Networks, Raport CIGRE nr 310, 2007.
6. Madajewski K, Sobczak B.: Dynamiczne aspekty utraty stabilności napięciowej, XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowa Aktualne Problemy w Energetyce, Jurata 2009.
7. Madajewski K, Sobczak B., Trębski R.: Praca ograniczników w układach regulacji generatorów synchronicznych w warunkach niskich napięć w systemie elektroenergetycznym, XIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa APE, Jurata 2007.

## LOAD COMPENSATION IN VOLTAGE REGULATOR OF LARGE GENERATORS LOGIC – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** Load compensation, Automatic Voltage Regulator (AVR)

The Automatic Voltage Regulator normally controls the generator stator terminal voltage. Load compensation is used to control a voltage which is representative of the voltage at a point either within or external to the generator. In Polish Power Grid (PPG) compensation is ready to use in every AVR of large generator, but it is utilized only in case of generators operating at the same medium voltage buses. It is similar like in most European Power Grids. The compensator regulating the voltage at a point beyond the machine terminals has significant advantages in the comparison to the slower secondary Voltage and Reactive Power Control System (ARNE). The compensation stiffens the EHV grid, what leads to the improvement of voltage quality in distribution grid. This effect may be particularly important in the context of the dynamic development of wind and solar energy.

## WDRAŻANIE URZĄDZEŃ I SYSTEMÓW DO MONITORINGU I OCENY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ – REFERAT KONFERENCYJNY

Wiesław GIL<sup>1</sup>, Przemysław WRONEK<sup>2</sup>

1. MIKRONIKA, ul. Wykopy 2/4, 60-001 Poznań  
tel: 061 66 55 623 fax: 061 66 55 602 e-mail: wieslaw@mikronika.com.pl
2. MIKRONIKA, ul. Wykopy 2/4, 60-001 Poznań  
tel: 061 66 55 609 fax: 061 66 55 602 e-mail: wronek@mikronika.com.pl

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono problemy związane ze wzrostem wymagań wobec urządzeń i systemów do oceny jakości energii elektrycznej (JEE), instalowanych na stacjach elektroenergetycznych. Wskazano na brak norm definiujących metodologię badań urządzeń pomiarowych. Omówiono właściwości urządzeń oraz strukturę rozległego systemu działającego w czasie rzeczywistym i przeznaczonego do realizacji oceny JEE. Podkreślono przydatność wielokanałowych analizatorów z funkcją identyfikacji i rejestracji ultraszybkich zaburzeń i uzasadniono celowość wprowadzenia do nich dodatkowych funkcji oraz integracji z urządzeniami systemu automatyki stacyjnej (SAS).

**Słowa kluczowe:** jakość energii, klasa A, rejestracja zaburzeń.

### 1. WZROST ZNACZENIA OCENY JAKOŚCI ENERGII

#### 1.1. Oddziaływanie procesów deregulacji energetyki

W Europie, standaryzacja parametrów energii elektrycznej od dawna wiązała się z deregulacją energetyki. Za pomocą dyrektyw i odnośnych norm, ustanawiano wytyczne dla producentów urządzeń oraz przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii, a także tworzone instrumentarium służące dyscyplinowaniu konsumentów, dostawców oraz producentów energii elektrycznej.

W Polsce powyższa tematyka nabierała stopniowo znaczenia w trakcie procesu dostosowawczego, związanego z akcesją do Unii Europejskiej. Pierwotnie uważano, że ocena JEE będzie dotyczyła wielkich zakładów przemysłowych, wrażliwych na zakłócenia dostaw energii, a jednocześnie potencjalnie zakłócających zasilanie. Docelowo widziano potrzebę instalacji odpowiednich analizatorów u odbiorców o mniejszych poborach oraz u klientów indywidualnych, którzy dochodziliby odszkodowań od dostawcy energii elektrycznej w przypadku strat spowodowanych nie dotrzymaniem jej właściwych parametrów.

Dostępne wówczas urządzenia wyznaczały tylko niektóre parametry JEE. Dysponowały ograniczonymi możliwościami archiwizacji pomiarów i transmisją danych, w niestandaryzowanych, dedykowanych protokołach.

W przypadku występowania zaburzeń jakości energii, wykonywano pomiary przyrządami przenośnymi.

Procesy deregulacji energetyki zaowocowały do 2007 roku powstaniem kilku obszarowych spółek dystrybucyjnych. Energię zaczęto traktować jako „towar”, kupowany przez spółki dystrybucyjne od kompanii sieciowej i dalej odsprzedawany odbiorcom. Zakładano, że handel energią zostanie obwarowany umowami, określającymi nie tylko ilość, ale także jej jakość.

W tym okresie rozpoczęto instalację w ważniejszych punktach poboru i oddawania energii, stacjonarnych urządzeń i pierwszych systemów monitoringu jakości energii SMJEE, służących ciągłego pomiaru odpowiednich parametrów i oceny JEE.

#### 1.2. Rozwój Smart Grid

Ważny czynnik stymulujący wdrażanie SMJEE oraz wprowadzanie do tych systemów nowych funkcji, to obecny rozwój odnawialnych źródeł energii i ich integracja w ramach sieci Smart Grid. Jednocześnie uważa się, że wymogi dotyczące JEE, zapewniające kompatybilność elektromagnetyczną wszystkich podłączonych do sieci urządzeń, nie powinny ograniczać rozwoju Smart Gridu [1].

Bardziej zmienny charakter rozplądów energii wywoła większą niestabilność parametrów prądu i napięcia. To zjawisko będzie pogłębiać przewidywany deficyt mocy. Koniecznym stanie się opracowanie metod przeciwdziałania zakłóceniom dostaw, a także sytuacjom typu black-out. Te procesy, dodatkowo wsparte przez rozwój ko-generacji w oparciu o mini źródła energii, doprowadzą do przekształcania pojedynczych SMJEE w wielkoobszarowe systemy przeznaczone do monitorowania parametrów energii elektrycznej i jej oceny. Przykładem potwierdzającym tą tezę może być budowa od 2011 roku zrębów ogólnokrajowego systemu monitorowania JEE przez PSE Operator S.A. [2].

### 2. UWARUNKOWANIA PRAWNE

#### 2.1. Normy i rozporządzenia dotyczące jakości energii

Powyżej zarysowane tendencje znajdowały swoje odzwierciedlenie w nowelizacjach odnośnych norm i kolejnych rozporządzeniach. Pierwotna edycja normy IEC 50160 z roku

1995 została znacznie rozszerzona. W wersji obowiązującej, opublikowanej w roku 2010 [3], zmieniono parametry oceny JEE w sieciach niskiego i średniego napięcia oraz wprowadzono wymagania dla sieci wysokiego napięcia. Wraz z tą normą zmieniała się norma PN-EN 61000-4-30 [4] oraz inne normy, określające właściwości metrologiczne sprzętu.

Wydawane były rozporządzenia i instrukcje, wpływające na omawianą problematykę. Rozporządzenie Ministra Gospodarki [5], opublikowane w 2007 roku, zastrzyło ówczesne wymagania normatywne, wprowadzając między innymi, obowiązek sporządzania ekspertyz przewidywanych skutków włączania parków wiatrowych dla JEE. Ocenę taką należy przeprowadzić uwzględniając szereg norm, w tym normę PN-EN 61400-21 [6], określającą charakterystykę turbiny wiatrowej pod względem parametrów JEE.

Polski operator przesyłowy w roku 2011 przedstawił specyfikację właściwości [7], jakie muszą posiadać odnośne urządzenia i systemy pomiarowe. W tym dokumencie rozszerzono zestaw parametrów wymaganych do analizy JEE w stosunku do normy [4], dodając wielkości prądu, harmoniczne prądu, moce czynne i bierne oraz współczynnik mocy. Wprowadzono wymóg posiadania klasy A dla sprzętu pomiarowego i bardzo wysoką dokładność pomiarów mocy w klasie 0.2S, zgodnie z normą PN-EN 62053-22 [8], przewidzianą dla liczników energii.

## 2.2. Urządzenia w klasie A

Wymaga się aby urządzenia, których zapisy mogą być wykorzystywane do weryfikacji zaistniałych zdarzeń sieciowych i rozstrzygania sporów, posiadały klasę A, zdefiniowaną w normie [4]. Tymczasem w Polsce, ani w innych krajach europejskich, nie ma ośrodka, który mógłby przeprowadzić badania i wydawać certyfikat w myśl normy PN-EN 45011 [9], definiującej czym jest certyfikat i jakie warunki musi spełniać instytucja certyfikująca.

Przyczyną zaistniałej sytuacji jest brak normy określającej metodologię weryfikacji właściwości pomiarowych odnośnych przyrządów.

Ta sytuacja ulegnie zmianie, ponieważ opracowywana jest grupa norm IEC 62586 „Power Quality Measurements in Power Supply Systems” (Pomiary jakości energii w systemach zasilających) określająca zakres i zasady testów funkcjonalnych urządzeń przeznaczonych do oceny jakości energii. Dostępne są wstępne wersje norm z tej grupy. Część pierwsza [10] podaje wymagania dla przyrządów do oceny JEE, a część druga podaje zestaw testów funkcjonalnych i wymagań dotyczących niepewności pomiarów [11].

Bardzo ważne jest utworzenie w naszym kraju i akredytacja laboratorium, które mogłoby wykonywać badania zgodności „klasy A” i wydawać certyfikaty, na co wskazywaliśmy we wcześniejszych publikacjach [12].

## 3. WYMAGANIA STAWIANE URZĄDZENIOM DO POMIARU JEE

### 3.1. Wpływ lokalizacji urządzeń i zmian w normach

Przedstawiając wymagania dla urządzeń do monitoringu i analizy JEE, skoncentrujemy się na właściwościach niezbędnych dla zastosowań w spółkach dystrybucyjnych i przesyłowych.

Te urządzenia są instalowane w rozdzielniach, więc muszą posiadać odporność na warunki środowiskowe, wymagana dla tego typu lokalizacji. W tym zakresie właści-

wym wydaje się przyjęcie norm z grupy PN-EN 60255, stosowanej dla zabezpieczeń cyfrowych, a także innych urządzeń SAS.

Kolejne nowelizacje norm i specyfikacje przekładają się na właściwości konstrukcyjne urządzeń do pomiarów JEE. Przykładowo, zmiany w normie [4] z roku 2009 wprowadziły między innymi rozszerzenie zakresu pomiaru napięć, zmiany zakresu pomiaru harmonicznych i interharmonicznych oraz zmiany zasad pomiarów poziomu napięcia sygnałowego.

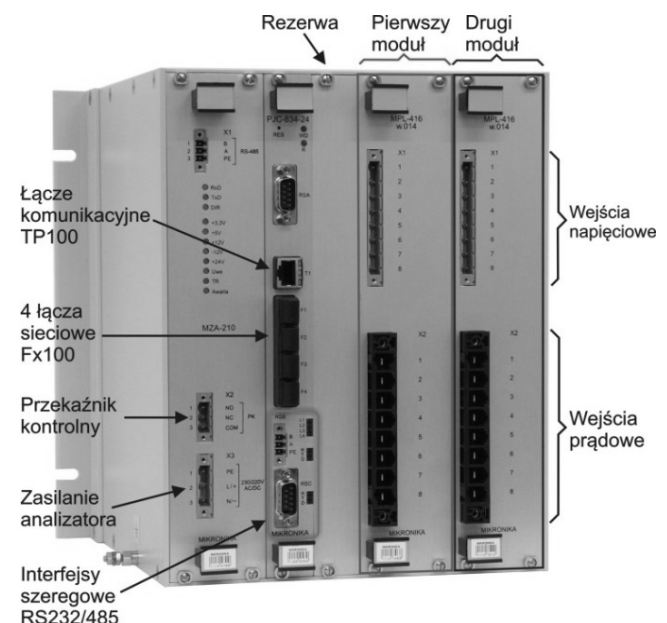
### 3.2. Wzrost wymagań funkcjonalnych

W ciągu ostatnich lat daje się zauważyć znaczący wzrost wymagań funkcjonalnych wobec urządzeń pomiarowych JEE. Obecnie zakłada się, że oprócz wykonywania wszystkich pomiarów w klasie A, będą one mierzyły parametry prądów i mocy według specyfikacji [7]. Ponadto, oczekuje się bardzo wysokiej dokładności pomiaru mocy i energii, wykraczającej poza wymogi normy [4].

Podstawową funkcjonalnością staje się rejestrowanie zdarzeń. Implikuje to wbudowanie do analizatora funkcji parametryzacji wyzwalania rejestracji, w oparciu o proste zależności względem czasu trwania i progu wyzwolenia zaburzenia lub bardziej rozbudowane logiki, w odniesieniu do trendów zmian.

Wymagana jest także archiwizacja zaistniałych zdarzeń oraz wybór formatu danych, w jakim urządzenia przekazują dane. Na ogół jest to Comtrade lub PQDIF.

Zaleca się także, aby dokładność synchronizacji czasu dla rejestrowanych przebiegów analogowych w różnych lokalizacjach była lepsza niż 40 mikrosekund.



Rys.1. Analizator jakości energii SO52v11-eME-2, wyposażony w dwa równoległe pracujące moduły oceny JEE na podstawie pomiarów 4 napięć i 4 prądów w każdym module.

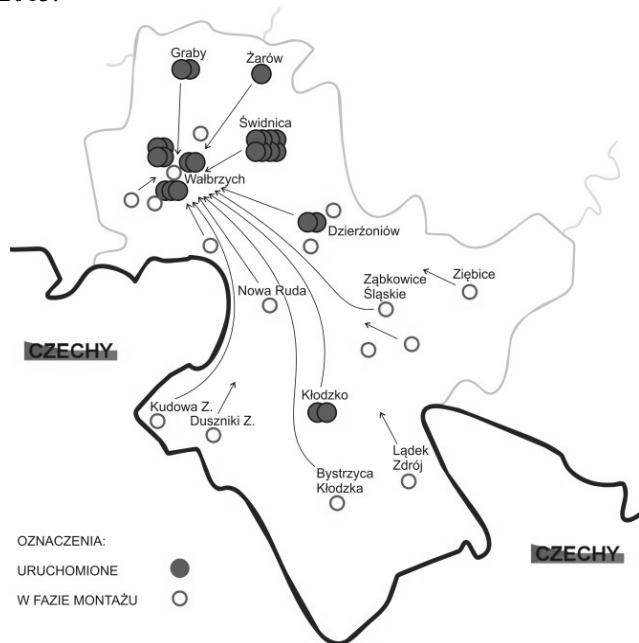
Powyższe wymagania spełnia na przykład modułowy analizator przedstawiony na rys. 1. To urządzenie może posiadać jeden lub dwa, synchronicznie pracujące moduły. Każdy z nich skonfigurowano do oceny JEE na podstawie pomiarów czterech napięć i czterech prądów, z możliwością rejestracji przetężeń. Analizator jest wyposażony w światło-

wodowe łącza sieciowe w standardzie wielomodowym lub jednomodowym.

W grudniu 2012 roku wykonano w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie badania typu tego analizatora. Badania, przeprowadzone zgodnie ze wspomnianymi projektami norm [10] i [11], wykazały zgodność właściwości pomiarowych z klasą A dla synchronicznych pomiarów w obu modułach.

#### 4. OBSZAROWY SYSTEM MONITOROWANIA I OCENY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

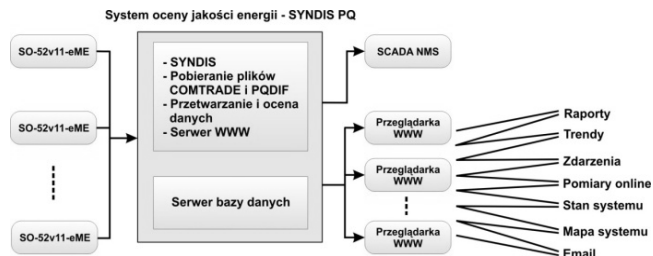
Zmiany organizacyjne, wdrażanie technologii Smart Grid oraz urynkowanie zasad dostawy energii elektrycznej, będą przesłanką budowy wielkoobszarowych systemów SM-JEE. Przykładem takiego podejścia może być system wdrażany w jednym z oddziałów spółki energetycznej w południowej Polsce. Na rys. 2 pokazano lokalizację zainstalowanych urządzeń. Zakończenie budowy systemu, obejmującego docelowo 52 urządzenia, jest planowane w kwietniu 2013.



Rys.2. Lokalizacja urządzeń we wdrażanym SMJEE.

Struktura całego systemu jest przedstawiona na rysunku 3. Część obiektowa, instalowana na podstacjach, składa się z analizatorów umiejscowionych w polach pomiarowych. Wykonują one wszystkie pomiary i agregacje, zgodnie z normami [3] i [4] oraz standardem [7]. Każde urządzenie posiada także możliwość definiowania zdarzeń i ich rejestracji podczas przekroczeń wskaźnika asymetrii, wzrostu zawartości harmonicznych, zmiany częstotliwości oraz innych zaburzeń.

Analizatory poprzez światłowodowe łącza korporacyjne w technologii Ethernet, dostarczają dane do serwera SJE, który je gromadzi i analizuje pod kątem parametrów JEE. Raporty oraz informacje o zdarzeniach mogą być automatycznie rozsyłane poprzez powiadomienia e-mail, zgodnie ze zdefiniowanymi listami odbiorców. Określone dane mogą być także przekazywane do systemu stacyjnego.



Rys.3. Struktura systemu SYNDIS PQ. Urządzenia zainstalowane w polach pomiarowych komunikują się z serwerem JEE poprzez korporacyjną sieć Ethernet. Dane są przekazywane w formacie COMTRADE lub PQDIF. Serwer udostępnia wielu użytkownikom raporty, wykresy trendów, zdarzenia, pomiary on-line poprzez mechanizm przeglądarki www.

#### 5. KIERUNKI ROZWOJU

##### 5.1. Transmisja danych

Standaryzacja protokołów transmisji danych z urządzeń lub systemów oceny JEE, umożliwiłaby łatwą integrację w SMJEE urządzeń różnych producentów. Urządzenia te powinny najprawdopodobniej transmitować dane w kilku protokołach, w zależności od odbiorcy.

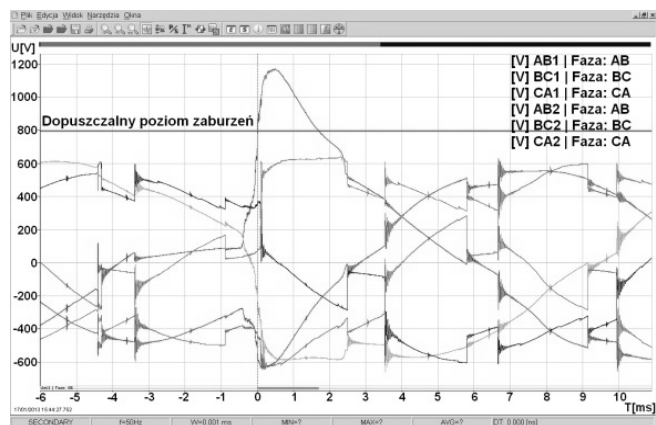
Wprowadzanie funkcji rejestracji do analizatorów JEE, będzie implikować zapisy rejestracji w formacie Comtrade, wymaganym w tych zastosowaniach.

##### 5.2. Urządzenia wielokanałowe

Interesujące walory aplikacyjne mogą zyskać wielokanałowe urządzenia JEE, realizujące pomiary synchroniczne. Umożliwia to na przykład jednoznacznie wskazanie charakteru i źródła zaburzeń w miejscach przyłączenia farm wiatrowych i ocenę wpływu harmonicznych na pracę transformatora.

##### 5.3. Rejestracja zaburzeń szybkozmiennych

Wykrywanie zaburzeń szybkozmiennych typu „transients” o mikrosekundowych czasach trwania umożliwia identyfikację przyczyn uszkodzeń, na przykład zespołów przekształtników tyrystorowych. Na rysunku 4 pokazano przebiegi odkształcone, zarejestrowane w tego typu instalacji.



Rys.4. Szybkie zaburzenia w sieci trójfazowej, zarejestrowane analizatorem SO52v11-eME. Jest widoczne przekroczenie powyżej poziomu 800V, o czasie trwania 1.5 ms, które wywołało uszkodzenie zasilanego urządzenia

#### 5.4. Wyznaczanie synchro-fazorów

Istotnym rozszerzeniem funkcji analizatorów JEE byłaby implementacja w nich algorytmów wyznaczania synchro-fazorów, które można przesyłać do koncentratorów fazorów, przeprowadzających analizę stabilności sieci energetycznej. Wymagane byłoby wtedy zapewnienie synchronizacji rozproszonych urządzeń za pomocą sygnału GPS lub protokołu PTP.

#### 5.5. Standard PN-EN 61850

Nieodzowny staje się wymóg integracji analizatorów JEE w ramach SAS, Należy w tym zakresie wykorzystać standard PN-EN 61850, zwłaszcza, że w części 7-4 tego standardu [13], w punkcie 5.12 zdefiniowane są węzły logiczne, dotyczące jakości energii.

#### 6. WNIOSEK

Obecny rozwój i wzrost znaczenia nie tylko pojedynczych instalacji, ale także całościowych systemów oceny jakości energii, jest związany z coraz szerszym wprowadzaniem technologii SMART GRID.

Celowe byłoby utworzenie w Polsce akredytowanego laboratorium, które by przeprowadzało odnośne badania i potwierdzało właściwości przyrządów klasy A.

Od analizatorów JEE oczekuje się coraz lepszych charakterystyk pomiarowych i wielokierunkowej transmisji danych. Urządzenia te łączą w sobie cechy wysokiej klasy urządzeń pomiarowych i rejestratorów zakłóceń.

Uzasadnione jest wprowadzanie do JEE takich funkcjonalności jak wielokanałowe synchroniczne moduły pomiarowe, wyznaczanie synchrofazorów i komunikacja w standardzie PN-EN 61850.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Stanescu C., Postolache P., Widmir J.: "The Romanian TDO's Power Quality Monitoring System and Smart Grids Component", C4-101, CIGRE 2012.
2. Szczepański T., Rączka J.: Monitoring i analiza jakości energii elektrycznej w systemie przesyłowym, *Elektroenergetyka*, nr 1–2/2012
3. PN-EN 50160:2010 „Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych”.
4. PN-EN 61000-4-30:2011 “Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 4-30: Metody badań i pomiarów -- Metody pomiaru jakości energii”.
5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki „W sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”, z dnia 4 maja 2007.
6. PN-EN 61400-21:2009, „Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej przez turboszespoły wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej”, PKN.
7. “Analizatory Jakości Energii”, Standardowe Specyfikacje Techniczne, PSE Operator, maj 2011,
8. PN-EN 62053-22:2006, “Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej prądu przemiennego. Wymagania szczegółowe, część 22: liczniki statyczne energii czynnej klas 0.2S i 0.5S”, PKN.
9. PN-EN 45011:2000, “Wymagania ogólne dotyczące jednostek prowadzących systemy certyfikacji wyrobów”, PKN
10. IEC 62586-1 „Power Quality Measurements in Power Supply Systems, Part 1: Power Quality Instruments”, IEC official draft, 2012.
11. IEC 62586-2 „Power Quality Measurements in Power Supply Systems, Part 2: Functional Tests and Uncertainty Requirements”, IEC official draft, 2012.
12. Gil W., “Syndis PQ, a jakość energii elektrycznej w spółkach przesyłowych i dystrybucyjnych”, „Pomiary Automatykacja Kontrola”, wrzesień 2012
13. IEC 61850-7-4:2010(E), „Communication networks and systems for power utility automation – Part 7–4: Basic communication structure. Compatible logical node classes and data object classes.

### APPLICATION OF DEVICES AND SYSTEMS DESIGNED TO POWER QUALITY MONITORING AND ASSESSMENT LOGIC – CONFERENCE PAPER

**Key words:** power quality assessment, class A, disturbances recording

The paper presents the problems associated with increasing demands on the equipment and systems for power quality assessment (JEE), installed at power substations. Difficulties are signaled due to current lack of standards defining the test methodology of measuring devices. The necessary device properties and the structure of a large system operating in real time designed to assess the JEE are described. The usefulness of multi-channel analyzers featured the identification and registration of transients is pointed out. The desirability of functionality extension and device integration with other station automation devices is also justified.

## KOMPLEKSOWA OBSŁUGA OBIEKTÓW PRZEMYSŁOWYCH Z WYKORZYSTANIEM SYSTEMU AUTOMATYZACJI MASTER – REFERAT KONFERENCYJNY

Michał BIAŁECKI<sup>1</sup>, Radosław IZAKIEWICZ<sup>1</sup>, Antonina KIELECZAWA<sup>1</sup>, Piotr PIETRAS<sup>1</sup>,  
Roman SKAKOWSKI<sup>1</sup>, Wojciech SZUBERT<sup>1</sup>, Edward ZIAJA<sup>1</sup>

1. Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o. o., tel: (+71) 3484221, fax: (+71) 3482183,  
e-mail: sekretariat@iase.wroc.pl

**Streszczenie:** System Automatykacji MASTER, jest w pełni polskim systemem opracowanym w Instytucie. Jest na bieżąco optymalizowany i unowocześniany w zakresie sprzętu i oprogramowania.

Oprócz nieograniczonej możliwości rozszerzania puli standardowych linków komunikacyjnych umożliwia aplikację dowolnych firmowych protokołów. Zapewnia wystarczające zasoby i mechanizmy do kompleksowych automatyzacji obiektów jak również tworzenia heterogenicznych instalacji poprzez łatwą integrację z systemami innych producentów.

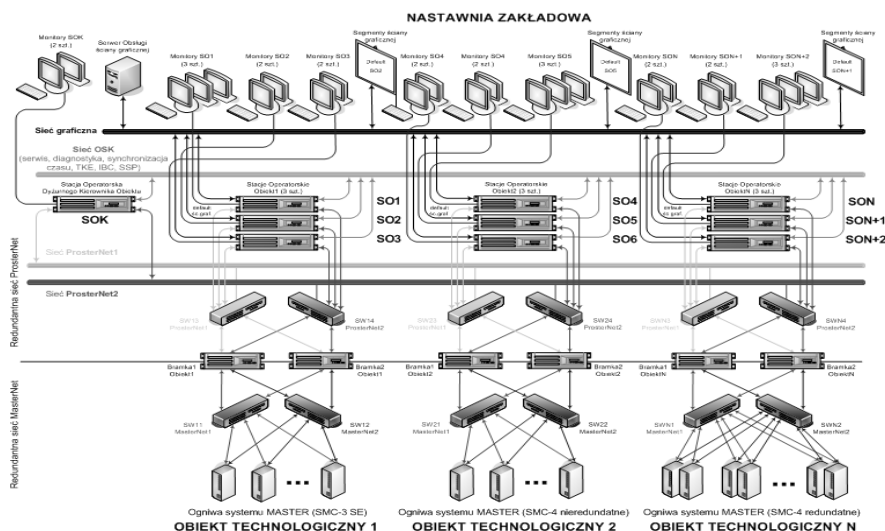
**Słowa kluczowe:** system automatyzacji automatyzacja obiektów przemysłowych, PCL.

w obsłudze, łatwo modyfikowalny i serwisowany. Coraz częstszym wymaganiem użytkowników jest kompleksowość rozwiązań w celu zaspokajania potrzeb wszystkich służb obsługujących obiektów przemysłowe.

System Automatykacji MASTER został opracowany w Instytucie i jest permanentnie rozwijany od kilkudziesięciu lat. Obsługuje różnorodną automatykę, w tym rodzime sterowniki MASTER. Posiada rozbudowane funkcjonalnie stacje operatorskie, wspomagające pracę operatorów obiektowych procesów technologicznych. W ostatnim czasie został wzbogacony o system nadrzędny MASTER, udostępniający informacje dla służb zarządzania, z wykorzystaniem technologii internetowych/intranetowych. System może również wymieniać informacje z systemami innych producentów na różnych poziomach jego struktury. Komponenty systemu automatyzacji integrowane są do postaci jednolitego systemu automatyzacji za pomocą sieci komunikacyjnych, opartych w większości na sieciach ethernetowych i protokołach transportowych (TCP, UDP) /IP.

### 1. WSTĘP – STRUKTURA ORAZ KWESTIE ROZWOJOWE I WDROŻENIOWE SYSTEMU AUTOMATYZACJI MASTER

Powszechność stosowania komputerów w życiu prywatnym zasadniczo zwiększyła wymagania użytkowników w zakresie funkcjonalności i prostoty obsługi systemów automatyzacji. System powinien być niezawodny, przyjazny



Rys.1. Konfiguracja systemu MASTER w kompleksowej obsłudze elektrociepłowni.

Organizacyjnie System Automatykacji MASTER posiada strukturę warstwową i składa się z (rys. 1):

- **poziomu procesowego** (ogniwa fizyczne, ogniwa wirtualne, stacje komunikacyjno – przetwarzające o zamiennej nazwie bramki MGate),
- **poziomu operatorskiego** (równorzędne stacje operatorskie w dowolnej ilości),
- **poziomu nadrzędnego** (witryny internetowe systemu MASTER, stacje sprzęgające oraz firmowe i standardowe linki do obcych systemów nadrzędnych),
- **podsystemu inżynierskiego** (edytory poziomu procesowego i operatorskiego, narzędzia diagnostyki oraz serwisu off-line i on-line),
- **podsystemu komunikacyjnego** w tym:
  - sieci ruchowe - MasterNet, ProsterNet,
  - linki do systemów zewnętrznych - serwery OPC, sieci Open Modbus/TCP i inne ,
  - sieci diagnostyczno-serwisowe – OSK tj. obiektowa sieć komputerowa i łącza VPN.

Rozwój systemu MASTER dotyczy każdego poziomu organizacyjnego i obejmuje kwestie:

- przystosowania oprogramowania użytkowego Systemu Automatykacji MASTER do aktualnych wersji systemów

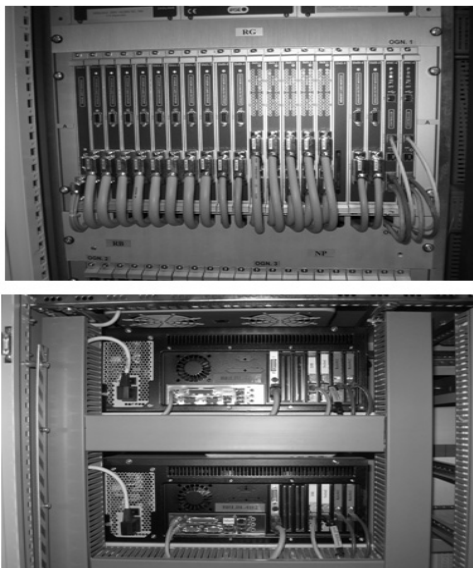
operacyjnych oraz bieżących rozwiązań sprzętu komputerowego, sieciowego i wizualizacyjnego,

- rozwoju możliwości edycyjnych systemu,
- rozwoju funkcjonalnego oprogramowania użytkowego,
- poprawy komfortu eksploatacji obiektowej systemów, w tym diagnostyki oraz serwisu planowego i awaryjnego.

## 2. AKTUALNE ZASOBY SPRZĘTOWO – PROGRAMOWE POZIOMU PROCESOWEGO

Poziom procesowy (rys. 2), zlokalizowany jest najbliżej obiektowych procesów technologicznych w sensie konfiguracji i funkcji systemu automatykacji MASTER

W nowych lub modernizowanych instalacjach systemów oprócz realnych stacji procesowych MASTER, składających się ze sterowników i modułów komunikacyjnych (SMC3, SMC-3SE, SMC4, SMS8, MASTER 100) mogą funkcjonować również sterowniki wirtualne. Zostały one opracowane w Instytucie w ostatnich latach w celu ułatwienia integracji różnorodnych modułów systemu.



Rys. 2. Przykład poziomu procesowego systemu MASTER (ogniwo, bramka, szafa automatyki)

Podstawowymi funkcjami Poziomu Procesowego są:

- realizacja w ogniwie algorytmu użytkowego;
- przesyłanie danych pomiędzy ogniwami;
- wymiana danych z Poziomem Operatorskim;
- buforowanie komunikatów o zdarzeniach.

Sterownik ogniwa przetwarza program użytkowy w cyklu zależnym od stopnia jego złożoności, typowo 20–200 ms. Zdarzenia generowane są przez ogniwo z dokładnością 10 ms. Cykl wymiany informacji w ramach sieci MasterNet wynosi 250ms.

Opracowane w Instytucie oprogramowanie poziomu procesowego składa się z:

- systemu operacyjnego ogniw,
- sieciowego systemu komunikacyjnego,
- oprogramowania aplikacyjnego ogniw,
- oprogramowania użytkowego bramek MGate.

## 3. AKTUALNE ZASOBY SPRZĘTOWO – PROGRAMOWE POZIOMU OPERATORSKIEGO

Podstawowym zastosowaniem każdego systemu automatykacji jest wspomaganie operatorów i inżynierów ruchu przy obsłudze obiektowych procesów technologicznych. Funkcjonalność ta jest realizowana w naszym systemie przez stacje operatorskie MASTER-ProSter.

System MASTER jest łatwo skalowalny na małe i duże obiekty przemysłowe. Może być wdrażany w zakładach przemysłowych o różnej technologii, choć nasze wdrożenia obejmują przede wszystkim sektor energetyki elektrycznej i ciepłowniczej ponieważ technologia tych obiektów jest najbliższa profilowi Instytutu.

Sprzętową bazę systemu operatorskiego MASTER stanowią komputery klasy PC w wykonaniu przemysłowym, dostarczane przez dystrybutora systemu operacyjnego QNX.



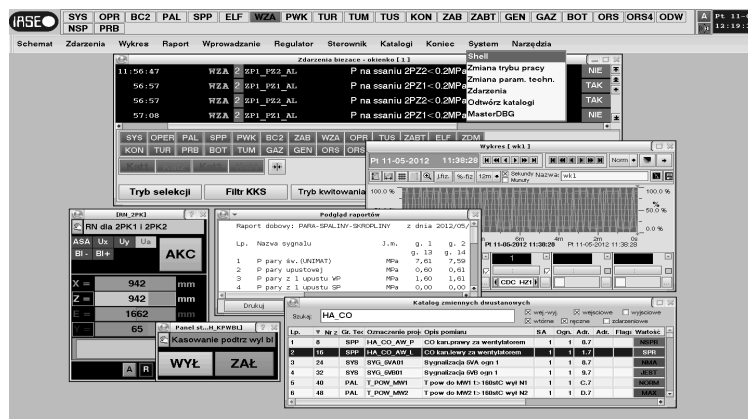
Podstawą programową stacji operatorskich jest wielozadaniowy system operacyjny czasu rzeczywistego QNX2/QNX4/QNX6. Nowe instalacje systemu operatorskiego wykonywane są na bazie najnowszej wersji systemu operacyjnego QNX 6.5.0.

Pełne oprogramowanie użytkowe stacji operatorskiej, (MASTER-Proster) składa się z:

- oprogramowania systemowego, tj. grupy około 40 programów (język C/C++), zgrupowanych w moduły, reali-

zujących funkcje operatorskie, dostępne z menu systemu (rys. 3),

- oprogramowania aplikacyjnego tj. plików edycyjnych opisujących obiekt, utworzonych przez technologów z wykorzystaniem firmowego pakietu edycyjnego poziomu operatorskiego. Oprogramowanie aplikacyjne zawiera pliki opisu sygnałów, zestawy synoptyk i paneli regulacyjno – sterowniczych, algorytmy wyliczania wielkości wtórnych oraz wzorów raportów.



Rys. 3. Menu stacji operatorskiej prezentujące główne moduły oprogramowania systemowego.

#### 4. AKTUALNE ZASOBY SPRZĘTOWO – PROGRAMOWE POZIOMU NADRZĘDNEGO

System Automatykacji MASTER umożliwia:

- współpracę z dowolnego typu systemami innych producentów. Wykorzystywane są w tym celu:
  - sprzęgi standardowe – serwery OPC, protokoły Open Modbus i inne,
  - firmowe sprzęgi Instytutu – ogniwa wirtualne, stacje sprzęgające SSP i inne.
- zasilania danymi własnego systemu nadrzędnego, udostępniającego dane dla służb nadzoru i zarządzania obiektem. System zrealizowany został na dwóch platformach operacyjnych w postaci:
  - witryny internetowej serwera WWW-QNX6,
  - witryny internetowej serwera WWW-Windows.

Oba typy witryn mogą funkcjonować oddzielnie lub jednocześnie wzajemnie się uzupełniając. Z uwagi na fakt, że oprogramowanie witryny internetowej Windows, może być zainstalowane na dowolnym komputerze wskazanym przez Użytkownika, nie wymaga zakupu dedykowanego komputera jak w przypadku serwera

WWW-QNX6, Instytut przykładu dużą wagę do rozwoju funkcjonalności serwera WWW-Windows.

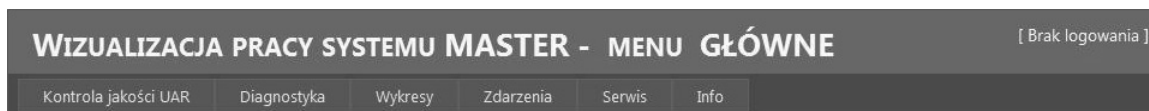
Witryna internetowa serwera WWW-Windows została wykonana i jest rozwijana dla systemów operacyjnych Windows XP, Windows Serwer 2008, Windows 7 i ich następców.

Witrynę zaproponowano jako komponent:

- oprogramowania systemowego Windows z serwerem stron WWW IIS,
- oprogramowania użytkowego witryny internetowej z wykorzystaniem środowiska programistycznego uruchomieniowego Visual Studio 2010 w technologii Framework 4.

Oprogramowanie użytkowe witryny dostarcza w czasie online do dostępnych przeglądarek internetowych ( Internet Explorer, Mozilla Firefox, Google Chrome, etc):

- wykresy pomiarów analogowych i dwustanowych,
- ożywione synoptyki,
- zdarzenia obiektowe,
- raporty automatyczne, których forma, zawartość i inicjatory generowania są konfigurowane przez program SQL Server – MS Report Builder.



Rys. 4. Menu główne witryny internetowej WPSM-MASTER

#### 5. ELEMENTY PODSYSTEMU INŻYNIERSKIEGO

Podsystem inżynierski jest istotny w każdej fazie tworzenia i funkcjonowania systemu automatykacji, dlatego permanentnie rozwijane są w Instytucie narzędzia do jego edycji, diagnostyki i serwisowania.

Do edycji wykorzystywane są firmowe edytory oraz narzędzia standardowe:

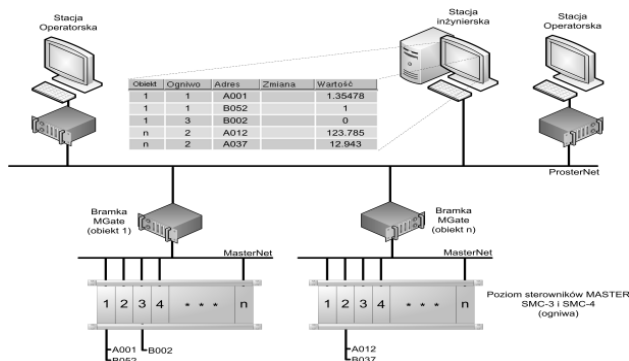
- edytor RegInEd poziomu procesowego do tworzenia oprogramowania sterowników MASTER i programów przetwarzania w brankach MGate (Windows),

- **pakiet edycyjny** poziomu operatorskiego do edycji synoptyk, stacyjek regulacyjno-sterowniczych i algorytmów wyliczania wielkości wtórnych, (QNX4 / QNX6).
- **MS EXCEL** do edycji wspólnej bazy dla poziomów procesowego, operatorskiego i nadrzędnego (Windows).

**Diagnostyczno-serwisowe** podsystemy inżynierskie MasterDBG i ReginViewer, uruchamiane na stacjach inżynierskich lub operatorskich zostały zrealizowane w środowisku systemu QNX4/QNX6.

- **MasterDBG**

Aplikacja MasterDBG umożliwia diagnostykę i konfigurację sterowników MASTER (SMC-3, SMC-4), a także obsługę zmiennych wewnętrznych sterownika.



Rys. 5. Schemat ideowy połączenia aplikacji MasterDBG ze sterownikami MASTER

- **ReginViewer**

Z przeglądarki arkuszy programowych ReginViewer możliwa jest wizualizacja arkuszy programowych sterowników MASTER z zestawem i obsługą bieżących pomiarów. Duża wygoda i możliwość szybkiej reakcji na zgłoszenia interwencyjne z obiektu powodują, że praktykowane są w Instytucie działania zdalne na zasobach systemu MASTER. Wykorzystywane są łącza VPN, funkcjonujące jako prywatna struktura logiczna działająca w ramach sieci publicznej Internet.

## 6. PODSUMOWANIE

Najważniejsze cechy systemu MASTER w aspekcie jego zróżnicowanych edycji obiektowych oraz łatwej integracji z systemami innych producentów to:

- możliwość tworzenia dowolnych instalacji ze złożonym poziomem procesowym i dowolną ilością równorzędnych

stacji operatorskich oraz stacjami inżynierskimi umożliwiającymi dostęp off i on-line do wszystkich zasobów systemu,

- wykonanie wielu funkcjonalnych komponentów systemu MASTER włączanych wybiórczo dla realizacji konkretnych potrzeb użytkownika,
- możliwość wykonywania doraźnych modyfikacji w systemie zgodnie z oczekiwaniami użytkowników,
- możliwość stosowania różnorodnej synchronizacji elementów systemu z wykorzystaniem zegarów i oprogramowania firmowego lub dostępnego na rynku (zegary satelitarne i DCF, serwery NTP i TP)
- szybki, niezawodny system komunikacji między poszczególnymi jego komponentami (10Mb-1Gb dla sieci) oparty na preferowanych standardowych protokołach transportowych (TCP,UDP)/IP,
- możliwość aplikacji dowolnych standardowych i firmowych protokołów komunikacyjnych,
- wdrożone linki do systemów takich firm jak Emerson, Honeywell, Alstom, ControlTec, Snetnet, ABB, Procom i innych,
- wdrożone witryny internetowe systemu MASTER,
- szybka i profesjonalna reakcja pracowników Instytutu na obiektowe potrzeby serwisowe lub awaryjne z wykorzystaniem łącza VPN.

Reasumując, system MASTER zapewnia zasoby i mechanizmy dla kompleksowych automatyzacji obiektów jak również tworzenia heterogenicznych instalacji poprzez łatwą integrację z systemami innych producentów.

## BIBLIOGRAFIA

1. Białecki M., Izakiewicz R., Kieleczawa A., Lisowski A., Pietras P.: Description of automation system: DCS MASTER. Wrocław, May 2012.
2. Kieleczawa A., Białecki M., Izakiewicz R., Pietras P., Skakowski R.: Koncepcja i funkcjonalność mechanizmów sieciowych systemu automatyzacji MASTER – Energetyka 2011, s. 12–16, ISSN: 0013-7294.
3. Białecki M., Izakiewicz R., Kieleczawa A., Kurczalski P., Lisowski A., Pietras P., Skakowski R.: Rozwój systemu automatyzacji MASTER w kierunku nowych sposobów komunikacji z systemami zewnętrznymi. Wrocław, grudzień 2010.

## AUTOMATIC CONTROL SYSTEM „MASTER” FOR POWER INDUSTRY LOGIC – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** automation system, automation of industrial objects, PCL

MASTER Automation System is an entirely Polish system elaborated in the Institute. It is being currently updated and optimized in the range of hardware and software. Apart from an unlimited ability to extend the amount of standard communication links it will enable application of any Institute’s protocols. It ensures sufficient resources and mechanisms for an objects complex automation as well as for creation of heterogenous through easy integration with other producers systems.

## POMIARY WYŻSZYCH HARMONICZNYCH NAPIĘCIA W SIECI 400 kV – REFERAT KONFERENCYJNY

Ryszard PAWEŁEK<sup>1</sup>, Irena WASIAK<sup>1</sup>, Grzegorz BŁAJSZCZAK<sup>2</sup>, Marian JUREK<sup>3</sup>, Jan OLAK<sup>4</sup>

1. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej  
tel: 42 631-25-95 fax: 42 631-26-06 e-mail: ryszard.pawelek@p.lodz.pl; irena.wasiak@p.lodz.pl
2. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.  
tel: 22 242-15-91 fax: 22 242-21-45 e-mail: marian.jurek@pse-operator.pl
1. City Energy Sp. z o.o.  
tel: 605 325 824 fax: – e-mail: grzegorz.blajszczak@gmail.com
2. Transformex Sp. z o.o.  
tel: 502 360 346 fax: 22 769-76-51 e-mail: janolak@transformex.pl

**Streszczenie:** Przedstawiono analizę wyników pomiarów wyższych harmoniczných napięcia wykonanych w sieci przesyłowej 400 kV. Sygnały pomiarowe napięć uzyskano z trzech przetworników pomiarowych: rezystancyjnego dzielnika napięcia, napięciowego przekładnika indukcyjnego oraz napięciowego przekładnika pojemnościowego. Wyniki pomiarów z dzielnika rezystancyjnego przyjęto jako referencyjne odnosząc do nich wyniki pomiarów uzyskane przy wykorzystaniu przekładników. Dokonano oszacowania błędów pomiarowych wyższych harmoniczných napięcia powodowanych przez przekładniki.

**Słowa kluczowe:** wyższe harmoniczne, jakość energii elektrycznej, pomiary jakości energii elektrycznej.

### 1. WPROWADZENIE

Najczęściej do pomiaru wyższych harmoniczných w sieciach najwyższych napięć wykorzystywane są transformatory pomiarowe (przekładniki napięciowe). Przekładniki napięciowe różnych typów stosowane w energetyce projektowane są do pracy przy częstotliwości 50 Hz, a ich charakterystyki przenoszenia dla wyższych częstotliwości nie są znane. Analizując schematy zastępcze przekładników należy zauważyć wpływ indukcyjności, pojemności i licznych nieliniowości na ich charakterystyki przenoszenia w dziedzinie częstotliwości.

Potrzeba monitorowania parametrów jakości energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych od dawna była sygnalizowana [1]. W celu umożliwienia wykonywania dokładnego pomiaru wyższych harmoniczných (wh) napięcia, częstotliwości oraz pojedynczych zakłóceń (np. stromości przepięć lub zapadów) operator sieci przesyłowej PSE Operator S.A. przy współpracy z firmą Transformex Sp. z o.o. zainstalował w jednej ze stacji 400 kV pomiarowy dzielnik rezystancyjny. Szczegółowy opis techniczny dzielnika został zamieszczony w [2, 3].

Zainstalowany dzielnik rezystancyjny z założenia powinien być elementem liniowym w dziedzinie częstotliwości

i w związku z tym przenosić przebiegi chwilowe napięcia w stanach przejściowych i ustalonych pracy sieci bez żadnych zniekształceń. Dzielnik powinien być zatem pozbawiony większości wad, które posiadają przekładniki napięciowe. Własności pomiarowe dzielnika w tym zakresie zostały potwierdzone badaniami laboratoryjnymi wykonanymi przez Instytut Elektrotechniki (Warszawa–Międzyzlesie) [2].

Dzielnik rezystancyjny wykorzystano do porównania i oceny wyników pomiarów harmoniczných napięcia pomierzonych przy wykorzystaniu wybranych typów przekładników napięciowych wysokiego napięcia. Na podstawie pomiarów porównawczych będzie można określić przydatność przekładników napięciowych do pomiarów wyższych harmoniczných, a w niektórych przypadkach określić współczynniki korekcyjne.

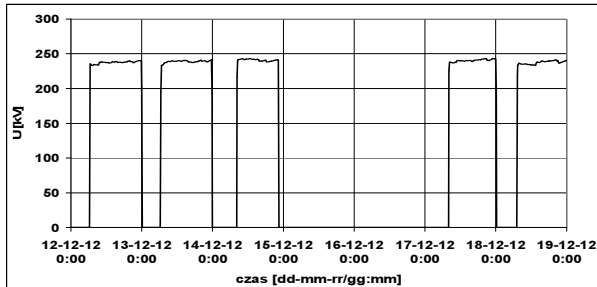
### 2. WYKONANIE POMIARÓW

Pomiary wyższych harmoniczných w sieci 400 kV wykonane zostały za pomocą analizatora typu UP-2210 produkcji szwedzkiej firmy Unipower. Na trzy niezależne wejścia napięciowe analizatora zostały wprowadzone jednocześnie sygnały pomiarowe tego samego napięcia fazowego pochodzące z: rezystancyjnego dzielnika napięcia, napięciowego przekładnika indukcyjnego oraz napięciowego przekładnika pojemnościowego. Pomiary były wykonywane przez okres jednego tygodnia, w dniach od 12.12.2012 r. (godz. 0:00) do 19.12.2012 r. (godz. 0:00). Poszczególne wielkości mierzone były w sposób ciągły (co pół okresu krzywej napięcia) i uśredniane w przedziałach 10-minutowych. Mierzone były wartości napięcia fazowego, wartości współczynników odkształcenia napięcia, wartości względne (procentowe) poszczególnych harmoniczných i ich kąty fazowe.

Wyniki pomiarów uzyskane z wykorzystaniem dzielnika rezystancyjnego, o charakterystyce przenoszenia niezależnej od częstotliwości, przyjęto jako referencyjne odnosząc do nich wyniki pomiarów uzyskane przy wykorzystaniu

przekładników. Kąty fazowe poszczególnych harmonicznych wyznaczane były względem kąta fazowego podstawowej harmonicznej napięcia mierzonego przy wykorzystaniu dzielnika rezystancyjnego ( $\varphi_{U1(d)} = 0^\circ$ ).

Pole 400 kV, w którym zainstalowany jest dzielnik rezystancyjny jest załączane okresowo, dlatego liczność próbek dla poszczególnych mierzonych wielkości wynosi 494 w okresie tygodniowym (zamiast 1008). Na rysunku 1 pokazano zmiany wartości skutecznej napięcia fazowego mierzonego w okresach załączenia dzielnika.



Rys. 1. Zmiany napięcia dzielnika w okresie pomiarowym

### 3. METODA OCENY WYNIKÓW POMIARÓW

Ocenę dokładności pomiaru wyższych harmonicznych i ich kątów fazowych przez przekładniki napięciowe przeprowadzono według następującej procedury:

- Ze zbiorów względnych wartości wyższych harmonicznych i ich kątów fazowych zmierzonych przy wykorzystaniu poszczególnych przetworników (rezystancyjnego dzielnika napięcia, napięciowego przekładnika indukcyjnego oraz napięciowego przekładnika pojemnościowego) wyznaczono wartości średnie:

$$\bar{U}_{h\%} = \frac{\sum_{i=1}^N U_{h\%,i}}{N}; \quad \bar{\varphi}_h = \frac{\sum_{i=1}^N \varphi_{h,i}}{N} \quad (1)$$

gdzie:  $U_{h\%,i}$  – wartość względna  $h$ -tej harmonicznej w  $i$ -tym przedziale 10-minutowym,  $\varphi_{h,i}$  – wartość kąta fazowego  $h$ -tej harmonicznej w  $i$ -tym przedziale 10-minutowym,  $N = 494$  – liczba pomiarów

oraz określono odchylenie standardowe:

$$\sigma_{U_{h\%}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (U_{h\%,i} - \bar{U}_{h\%})^2}{N}}; \quad \sigma_{\varphi_h} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\varphi_{h,i} - \bar{\varphi}_h)^2}{N}} \quad (2)$$

- Dla poszczególnych harmonicznych napięcia i ich kątów fazowych uzyskanych przy wykorzystaniu przekładników napięciowych (indukcyjnego bądź pojemnościowego) wyznaczono błędy przyjmując jako wartość referencyjną wynik pomiaru uzyskany za pomocą dzielnika rezystancyjnego:

$$\delta_{U_{h\%,i}} = \frac{U_{h\%,i(p)} - U_{h\%,i(d)}}{U_{h\%,i(d)}} \cdot 100\%; \quad (3)$$

$$\delta_{\varphi_{h,i}} = \varphi_{h,i(p)} - \varphi_{h,i(d)};$$

gdzie:  $U_{h\%,i(p)}$  i  $\varphi_{h,i(p)}$  – wartość względna  $h$ -tej harmonicznej i jej kąta fazowego w  $i$ -tym przedziale 10-minutowym zmierzona przy wykorzystaniu przekładnika napięciowego,  $U_{h\%,i(d)}$

i  $\varphi_{h,i(d)}$  – wartość względna  $h$ -tej harmonicznej i jej kąta fazowego w  $i$ -tym przedziale 10-minutowym zmierzona przy wykorzystaniu dzielnika rezystancyjnego

a następnie wyznaczono wartości średnie i odchylenia standardowe dla tych błędów:

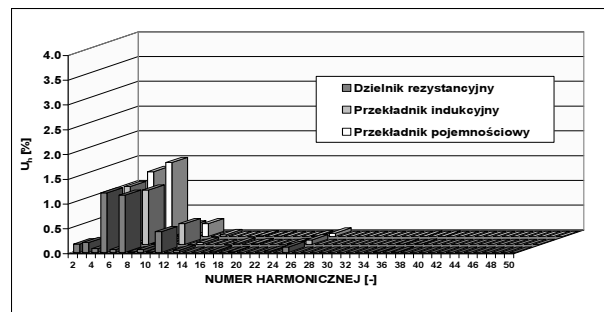
$$\bar{\delta}_{U_{h\%}} = \frac{\sum_{i=1}^N \delta_{U_{h\%,i}}}{N}; \quad \bar{\delta}_{\varphi_h} = \frac{\sum_{i=1}^N \delta_{\varphi_{h,i}}}{N} \quad (4)$$

$$\sigma_{\delta_{U_{h\%}}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\delta_{U_{h\%,i}} - \bar{\delta}_{U_{h\%}})^2}{N}}; \quad \sigma_{\delta_{\varphi_h}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\delta_{\varphi_{h,i}} - \bar{\delta}_{\varphi_h})^2}{N}} \quad (5)$$

## 4. WYNIKI POMIARÓW

### 4.1. Wyższe harmoniczne napięcia

Na rysunku 2 pokazano spektrum częstotliwościowe (widmo) i wartości średnie (udziały) wyższych harmonicznych zarejestrowanych w okresie pomiarowym.



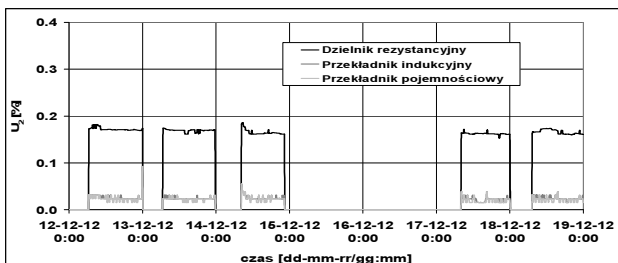
Rys. 2. Wartości średnie wyższych harmonicznych napięcia w okresie pomiarowym

Wartości średnie i odchylenia standardowe wybranych, wybranych, dominujących w widmie częstotliwościowym, harmonicznych napięcia zestawiono w tablicy 1.

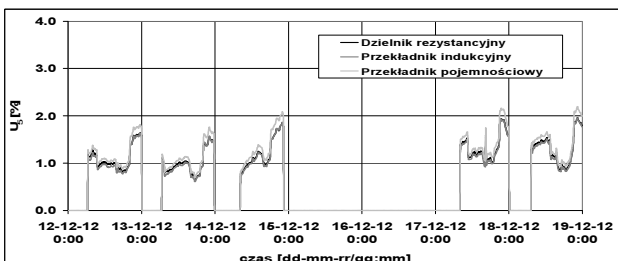
Tablica 1. Wartości średnie wyższych harmonicznych napięcia

Nr wh	Dzielnik rezystancyjny		Przekładnik indukcyjny		Przekładnik pojemnościowy	
	$\bar{U}_{h\%}$	$\sigma_{U_{h\%}}$	$\bar{U}_{h\%}$	$\sigma_{U_{h\%}}$	$\bar{U}_{h\%}$	$\sigma_{U_{h\%}}$
2	0,167	0,005	0,025	0,005	0,022	0,006
3	0,196	0,040	0,151	0,037	0,173	0,040
5	1,198	0,312	1,166	0,321	1,310	0,356
7	1,154	0,661	1,098	0,659	1,492	0,889
11	0,415	0,123	0,418	0,121	0,261	0,064
13	0,041	0,021	0,039	0,020	0,037	0,015

Na kolejnych rysunkach 3 i 4 przedstawiono zmiany wartości 2. (parzysta) i 5. (nieparzysta) wyższych harmonicznych zarejestrowane w okresie pomiarowym. Istotne różnice można zauważyć dla drugiej harmonicznej - wartości zmierzone przy zastosowaniu dzielnika są znacznie większe niż przy wykorzystaniu przekładników.



Rys. 2. Zmiany wartości drugiej harmonicznej napięcia



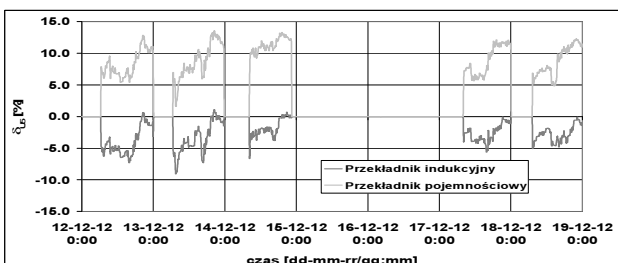
Rys. 3. Zmiany wartości piątej harmonicznej napięcia

W tabelicy 2 podano średnie wartości i odchylenia standardowe błędów pomiaru wybranych wyższych harmonicznych przez przekładniki napięciowe.

Tabela 2. Błędy pomiaru wyższych harmonicznych napięcia za pomocą przekładników

Nr wh	Przekładnik indukcyjny		Przekładnik pojemnościowy	
	$\bar{\delta}_{U_h}\%$	$\sigma_{\delta U_h}\%$	$\bar{\delta}_{U_h}\%$	$\sigma_{\delta U_h}\%$
2	-85,25	2,94	-86,61	3,44
3	-22,60	14,21	-11,43	8,47
5	-3,00	1,97	9,11	2,45
7	-6,30	3,34	27,82	5,60
11	0,93	1,58	-33,27	18,12
13	-4,77	11,80	6,42	51,89

Najmniejsze wartości błędów pomiaru wyższych harmonicznych za pomocą przekładników wystąpiły dla harmonicznych 5. i 7., czyli dla harmonicznych o największych wartościach. Dla ilustracji na rysunku 4 pokazano zmiany wartości błędów pomiaru wartości piątej harmonicznej.



Rys. 4. Zmiany wartości błędów pomiaru piątej harmonicznej napięcia

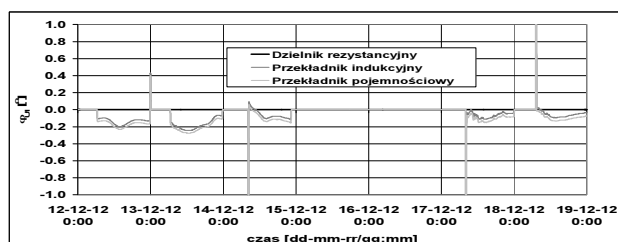
#### 4.2. Kąty fazowe harmoniczne napięcia

Wartości średnie i odchylenia standardowe kątów wybranych harmonicznych napięcia zestawiono w tabelicy 3.

Tabela 3. Wartości średnie kątów fazowych wybranych harmonicznych napięcia

Nr wh	Dzielnik rezystancyjny		Przekładnik indukcyjny		Przekładnik pojemnościowy	
	$\bar{\varphi}_h$ [°]	$\sigma_{\varphi h}$ [°]	$\bar{\varphi}_h$ [°]	$\sigma_{\varphi h}$ [°]	$\bar{\varphi}_h$ [°]	$\sigma_{\varphi h}$ [°]
1	0,000	0,000	-0,102	0,157	-0,137	0,156
2	-87,414	0,792	-62,152	5,497	-98,495	5,195
3	-32,851	16,863	-41,984	24,105	-41,858	22,971
5	115,967	14,866	116,057	14,591	113,323	14,279
7	21,287	158,503	-2,843	158,863	7,131	158,547
11	14,167	22,034	22,403	21,404	-106,552	20,776
13	-11,621	57,641	-5,425	63,464	49,729	37,630

Na rysunku 5 pokazano zmiany kątów fazowych dla podstawowej harmonicznej napięcia (w przypadku pomiaru z wykorzystaniem dzielnika rezystancyjnego kąt fazowy jest stały i równy zero), a na rysunku 6 zmiany kątów fazowych dla piątej harmonicznej.



Rys. 5. Zmiany wartości kątów fazowych harmonicznej podstawowej napięcia w okresie pomiarowym



Rys. 6. Zmiany wartości kątów fazowych piątej harmonicznej napięcia w okresie pomiarowym

W tabelicy 5 podano średnie wartości i odchylenia standardowe błędów pomiaru kątów fazowych harmonicznych przez przekładniki napięciowe.

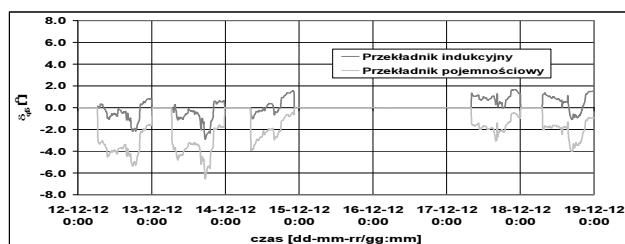
Tabela 5. Błędy pomiarów kątów fazowych wybranych harmonicznych napięcia

Nr wh	Przekładnik indukcyjny		Przekładnik pojemnościowy	
	$\bar{\delta}_{\varphi h}$ [°]	$\sigma_{\delta \varphi h}$ [°]	$\bar{\delta}_{\varphi h}$ [°]	$\sigma_{\delta \varphi h}$ [°]
1	-0,102	0,157	-0,137	0,156
2	25,262	5,210	-11,081	4,703
3	-9,133	9,877	-9,007	8,207
5	0,090	0,966	-2,644	1,281
7	-24,130	98,617	-14,156	77,402
11	8,236	0,758	-120,719	20,359
13	6,196	30,377	61,351	72,447

Najmniejsze błędy pomiarów kątów fazowych zaobserwowano dla harmonicznej podstawowej i dla harmonicznej

nej piątej. Natomiast stosunkowo duże błędy wystąpiły dla siódmej harmonicznej.

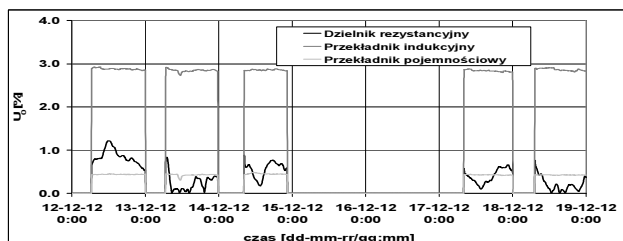
Na rysunku 7 pokazano zmiany wartości błędów pomiaru wartości kątów fazowych dla piątej harmonicznej.



Rys. 7. Zmiany wartości błędów pomiarowych kątów fazowych piątej harmonicznej napięcia w okresie pomiarowym

### 4.3. Składowa stała napięcia

Oddzielnego potraktowania wymaga problem przeniesienia przez przetworniki pomiarowe składowej stałej napięcia. Na rys. 8 pokazano zmiany wartości składowej stałej zmierzone w okresie pomiarowym za pomocą poszczególnych przetworników pomiarowych.



Rys. 8. Zmiany wartości składowej stałej napięcia

Przy pomiarach z wykorzystaniem przekładników napięciowych zarejestrowano składową stałą o praktycznie stałych wartościach różniących się jednak znacznie dla przekładnika indukcyjnego i pojemnościowego. Natomiast dla pomiarów z użyciem dzielnika rezystancyjnego składowa stała ma wartości zmieniające się w czasie.

## 5. PODSUMOWANIE

Dzielnik napięcia został wykonany przez firmę TRANSFORMEX w wyniku realizacji pracy rozwojowej p.t. „Projekt i budowa rezystancyjnego dzielnika napięcia do pomiarów wyższych harmonicznych napięcia w sieci 400 kV” zleconej i sfinansowanej przez PSE S.A. w ramach umowy nr IF/RB/IF/10/TK/2008. Analiza wyników pomiarów wyższych harmonicznych napięcia została przeprowadzona przez Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej

w wyniku realizacji pracy badawczej p.t. „Pomiary wyższych harmonicznych napięcia w sieci 400 kV” zleconej przez PSE S.A. w ramach umowy DS/RB/DE/8/TK/2012. Wyniki badań stanowią własność PSE S.A.

Zainstalowanie dzielnika rezystancyjnego umożliwiło wykonanie pomiarów porównawczych wyższych harmonicznych napięcia w sieci 400 kV przy zastosowaniu przekładników napięciowych: indukcyjnego i pojemnościowego oraz dzielnika. Na podstawie pomiarów oszacowano błędy powstające przy pomiarach wartości i kątów fazowych harmonicznych napięcia wykonywanych przy wykorzystaniu przekładników.

Najlepszą dokładność pomiaru harmonicznych za pomocą przekładników uzyskano dla harmonicznej piątej i siódmej, dominujących w spektrum częstotliwościowym napięcia. Znacznie mniejszą dokładnością charakteryzuje się pomiar harmonicznych o udziałach poniżej 0,2 %. Wyniki pomiarów sugerują, że w sposób odrębny należy traktować harmoniczne nieparzyste i parzyste.

Przy pomiarach kątów fazowych wyższych harmonicznych zadawalającą dokładność pomiaru za pomocą przekładników uzyskano tylko dla harmonicznej podstawowej i harmonicznej piątej. Dla pozostałych harmonicznych błędy są stosunkowo duże, a poza tym cechuje je duża zmienność wartości.

Oddzielnym problemem jest całkowicie różny charakter przeniesienia składowej stałej napięcia przez przekładniki napięciowe i przez dzielnik rezystancyjny. Dla przekładników są to wartości praktycznie stałe w czasie, ale różne w zależności od rodzaju przekładnika, natomiast dla dzielnika wartość składowej stałej zmienia się w czasie.

Bardziej ogólne wnioski będzie można sformułować po wykonaniu pomiarów w dłuższym okresie czasu.

## BIBLIOGRAFIA

1. Mieński R., Pawełek R., Wasiak I.: On the Need to Control Power Quality in Polish Electrical Networks. *Electrical Power Quality and Utilisation*, 1999, vol. 5, No 2, s. 21–27, ISSN 1234-6799
2. Błajszczak G., Olak J.: Rezystancyjny dzielnik napięcia do pomiarów wyższych harmonicznych w sieciach 400 kV, Konferencja: Aktualne Problemy w Elektroenergetyce (APE'11), Jurata, 8–10 czerwca 2011, s. 97–104, ISBN 978-83-931317-0-9
3. Błajszczak G.: Resistive Voltage Divider for Higher Harmonics Measurement in 400 kV Network, IEEE 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU'2011), Lisbon (Portugal), 17–19 October 2011, s. 1–4, ISBN 978-1-4673-0378-1

## MEASUREMENTS OF VOLTAGE HARMONICS IN 400 kV TRANSMISSION NETWORK – CONFERENCE PAPER

**Key-words:** voltage harmonics, power quality, power quality measurements.

The paper deals with the analysis of voltage harmonics measurements performed in the transmission network of 400 kV. The voltage was measured by means of three transducers: resistive voltage divider, inductive measuring transformer and capacitive voltage measuring transformer. Instrument errors were estimated for measuring transformers with reference to the harmonic values obtained from the voltage divider.