

**Zeszyty Naukowe  
Wydziału Elektrotechniki i Automatyki  
Politechniki Gdańskiej**

**53**



**AKTUALNE PROBLEMY  
W ELEKTROENERGETYCE APE'17**

**XVIII Konferencja Naukowa  
zoorganizowana przez Katedrę Elektroenergetyki  
Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
Politechniki Gdańskiej**

Wydawnictwo Wydziału Elektrotechniki i Automatyki  
Politechniki Gdańskiej

Gdańsk, 2017

## KOMITET NAUKOWY KONFERENCJI

Przewodniczący:  
Ryszard Zajczyk

Członkowie:

Seddik Bacha  
Janusz Białek  
Paweł Bućko  
Stanisław Czapp  
Leszek S. Czarnecki  
Istvan Erlich  
Tomasz Gałka  
Irina I. Golub  
Piotr Kacejko  
Andrzej Kanicki  
Waldemar Kamrat  
Józef Lorenc  
Zbigniew Lubośny  
Jan Machowski  
Krzysztof Madajewski  
Mark O'Malley  
Om Malik

Jacek Marecki  
Józef Paska  
Stefan Paszek  
Maciej Pawlik  
Jan Popczyk  
Desire Rasolomampionona  
Waldemar Rebizant  
Andrzej Reński  
Sylwester Robak  
Waldemar Skomudek  
Marian Sobierajski  
Paweł Sowa  
Zbigniew Styczyński  
Zbigniew Szczerba  
Irena Wasiak  
Jacek Wańkowicz  
Artur Wilczyński

## KOMITET ORGANIZACYJNY

Ryszard Zajczyk  
Agnieszka Kaczmarek-Kacprzak  
Marcin Jaskólski  
Małgorzata Pasieczna

Wydano za zgodą  
REKTORA POLITECHNIKI GDAŃSKIEJ  
na podstawie materiałów dostarczonych przez autorów

Wydanie 1.  
Nakład 300 egzemplarzy

Drukarnia i oprawa:  
Drukarnia Totem, Wrocław

**The Scientific Papers of  
Faculty of Electrical and Control Engineering  
Gdańsk University of Technology**

**53**



**ADVANCES IN POWER  
ENGINEERING APE'17**

**XVIII Scientific Conference  
Organized by the Department of Electrical Power Engineering  
Faculty of Electrical and Control Engineering  
Gdańsk University of Technology**

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

Gdańsk 2017

## LISTA RECENZENTÓW

Paweł Bućko, Politechnika Gdańska  
Stanisław Czapp, Politechnika Gdańska  
Krzysztof Dobrzyński, Politechnika Gdańska  
Ireneusz Grządzielski, Politechnika Poznańska  
Marcin Jaskólski, Politechnika Gdańska  
Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska  
Andrzej Kanicki, Politechnika Łódzka  
Jacek Klucznik, Politechnika Gdańska  
Robert Kowalak, Politechnika Gdańska  
Robert Małkowski, Politechnika Gdańska  
Zbigniew Lubośny, Politechnika Gdańska  
Izabela Sadowska, Politechnika Gdańska  
Jan Stępień, Politechnika Świętokrzyska  
Piotr Szczeciński, Politechnika Gdańska  
Waldemar Szpyra, Akademia Górniczo-Hutnicza  
Irena Wasiak, Politechnika Łódzka  
Artur Wilczyński, Politechnika Wrocławska  
Ryszard Zajczyk, Politechnika Gdańska

Copyright © by Gdańsk University of Technology,  
Faculty of Electrical and Control Engineering

**ISSN 2353-1290**

First edition

Printed by:  
Drukarnia Totem, Wrocław



**„Prawa elektrotechniki i prawa fizyki są nadrzędne w stosunku do praw ekonomii”**  
**Prof. Zbigniew Szczerba**

**SŁOWO WSTĘPNE**

Początki konferencji naukowej 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. Organizacją Konferencji w roku 1995 podjęła się Katedra Systemów Elektroenergetycznych Politechniki Gdańskiej. Rozszerzono tematykę Konferencji obejmując nią całą elektroenergetykę – sektory: wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej i nadając jej nazwę: Aktualne Problemy w Elektroenergetyce - APE. Organizatorem Konferencji był Prof. Zbigniew Szczerba. Przyjęto formułę organizacji konferencji co dwa lata oraz, że Komitet Naukowy każdorazowo zadecyduje komu powierzyć realizację następnej konferencji. Decyzją Komitetu Naukowego kolejne Konferencje były organizowane przez Katedrę Systemów Elektroenergetycznych (lata 1995 - 2001) oraz Katedrę Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej (lata 2003 - 2013). Konferencje te były organizowane w Juracie na Półwyspie Helskim. W roku 2015 Konferencja odbyła się w Jastrzębiej Górze.

Komitet Naukowy w roku 2009 w dowód uznania za dotychczasową organizację cyklu Konferencji APE, przyznał na stałe organizację Konferencji APE Katedrze Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

Obecna - XVIII Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” – APE’17 - stanowi kontynuację idei konferencji branżowej elektroenergetyki. Ideą organizowanych po roku 1995 konferencji była integracja środowisk naukowych i zawodowych polskiej elektroenergetyki. Uczestnicy Konferencji to przedstawiciele uniwersytetów, uczelni technicznych i instytutów naukowych oraz kadra menadżerska i techniczna koncernów energetycznych, elektrowni i elektrociepłowni oraz firm energetycznych zajmujących się szeroko rozumianą tematyką systemów elektroenergetycznych i energetycznych.

XVIII Konferencja APE’17 jest organizowana pod patronatem:

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

przy współudziale następujących podmiotów:

Sponsor Strategiczny Konferencji: Grupa ENERGA SA  
Sponsorzy: Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.  
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.  
Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o

Patronat medialny nad konferencją sprawuje kwartalnik Acta Energetica.

Komitet Naukowy sprecyzował następujące tematy preferowane:

1. Współpraca operatorów elektroenergetycznych systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E. Doświadczenia i perspektywy. Powiązania systemów AC za pomocą układów przesyłowych prądu stałego.
2. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w różnych horyzontach czasowych od sekundowych do wieloletnich. Środki poprawy bezpieczeństwa – inwestycje, automatyka i algorytmy sterowania. Prognozowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego. Niezawodność systemu elektroenergetycznego.
3. Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego. Środki techniczne poprawiające sterowalność systemu, w tym oparte na elementach energoelektronicznych. Innowacyjne rozwiązania techniczne i doświadczenia z eksploatacji układów automatyki, sterowania, pomiarów i monitorowania. Przesył informacji w systemie elektroenergetycznym. Rozległe układy pomiarowe (WAMS) i rozległe układy sterowania (WACS) w systemie elektroenergetycznym.
4. Aspekty techniczne wprowadzania nowych technologii do systemu elektroenergetycznego. Technologie „smart grid”.
5. Przyszłość nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i na świecie - elektrownie jądrowe, gazowe, czyste technologie węglowe. Problemy polityczne, społeczne, psychologiczne, ekonomiczne, techniczne i związane z bezpieczeństwem systemu elektroenergetycznego.

6. Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii - ich wpływ na system elektroenergetyczny. Integracja elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i ogniw paliwowych z systemem elektroenergetycznym. Problemy techniczne, ekonomiczne, prawne. Mikroźródła i mikrosieci. Współpraca pojazdów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym (V2G). Wpływ generacji rozproszonej na jakość energii elektrycznej.
7. 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.
8. Wpływ struktury własnościowej na pracę i rozwój systemów elektroenergetycznych. Przestrzenne uwarunkowania i potrzeby terytorialne związane z rozwojem systemów infrastruktury energetycznej. Uwarunkowania ekologiczne rozwoju systemu elektroenergetycznego.
9. Modele gospodarki niskowęglowej, optymalizacja „miksu energetycznego”. Segmentacja podsektora wytwórczego elektroenergetyki (wielkoskalowe źródła korporacyjne, zintegrowane zasoby rozproszone, segment prokonsumencki). Dynamika i perspektywy. Korytarze infrastrukturalne.

Na Konferencję zgłoszono wstępnie ponad 100 streszczeń referatów. Po otrzymaniu pełnych tekstów od autorów i po dokonaniu selekcji, w materiałach konferencyjnych zamieszczono 85 referatów, które podzielono na następujące sekcje tematyczne:

- S1 - Funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów przesyłowych
- S2 - Bezpieczeństwo elektroenergetyczne
- S3 - Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego
- S4 - Nowe technologie w systemie elektroenergetycznym
- S5 - Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej
- S6 - Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii.

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 (66 referatów), natomiast referaty specjalistyczne - wymagające dyskusji zbliżonych do kularowych – będą prezentowane w postaci posterów na sesji posterowej (19 referatów). 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 w postaci prezentacji multimedialnej oraz w wersji papierowej w czterech kolejnych numerach kwartalnika Acta Energetica lub w Zeszytach Naukowych Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej – zgodnie z decyzją autorów.

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

- Aktualne problemy pracy operatora sieci przesyłowej – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
- Aktualne problemy pracy operatora sieci rozdzielczej – ENERGA SA

W imieniu organizatorów i uczestników konferencji serdecznie dziękuję za wsparcie udzielone przez Grupę Energa - Sponsora Strategicznego Konferencji oraz Współorganizatorów Konferencji: Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. i Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o..

Dziękuję Paniom Profesor i Panom Profesorom, którzy podjęli się trudu opracowania referatów generalnych do sekcji oraz recenzji referatów opublikowanych w Acta Energetica i Zeszytach Naukowych Politechniki Gdańskiej.

Dziękuję również Paniom Profesor oraz Panom Profesorom za udział w pracach Komitetu Naukowego Konferencji oraz za 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*

## SPIS TREŚCI

SŁOWO WSTĘPNE .....	5
---------------------	---

### SEKCJA 1

1. Alicja Stoltmann, Adrian Miller, Paweł Bućko <i>Analiza opłacalności inwestycji z instalacji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW w oparciu o prognozę cenową praw majątkowych</i> <i>The analysis of the profitability of investment in gas-fired power plants or with a total installed capacity below 1 MW based on the prediction of the market price of the property rights from cogeneration .....</i>	15
2. Tomasz Pakulski <i>Działanie europejskiego rynku energii i rezerw mocy w kontekście rozwiązań proponowanych przez ENTSO-E</i> <i>The European energy and power reserves market operation in the context of the solution proposed by ENTSO-E.....</i>	19
3. Michał Kosmecki, Krzysztof Madajewski <i>Interakcje pomiędzy układami przesyłowymi prądu stałego w warunkach obniżonej mocy zwarciowej</i> <i>Interaction between HVDC links in low short circuit power conditions .....</i>	23
4. Rafał Łangowski <i>Proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce</i> <i>Electric energy supplier switching process in Poland.....</i>	27
5. Karolina Mucha-Kuś, Maciej Sołtysik, Krzysztof Zamasz <i>Rola kooperacji w klastrach energetycznych</i> <i>The role of cooperation in energy clusters .....</i>	31
6. Robert Trębski, Bogdan Sobczak, Robert Jankowski <i>Wpływ wprowadzenia specjalnych układów pracy w KSE oraz innych obszarach na obraz kołysań międzyobszarowych w systemie synchronicznym kontynentalnej Europy</i> <i>Influence of special EHV grid configuration on inter area oscillations in power system of continental Europe.....</i>	35
7. Maciej Sołtysik <i>Założenia funkcjonowania klastrów energii</i> <i>Assumptions of the functioning of energy clusters.....</i>	39

## SEKCJA 2

1. Lubomir Marciniak, Mateusz Piątek  
**Harmoniczne generowane przez nieliniową rezystancję zwarcia z ziemią w sieciach średnich napięć**  
*Harmonics generated by non-linear earth fault resistance in medium voltage networks.....* 45
2. Maksymilian Przygodzki, Krzysztof Siekierski  
**Koncepcja wartościowania bezpieczeństwa energetycznego na przykładzie wybranego zakładu przemysłowego**  
*The concept of the evaluation of energy security on the example of industrial plant.....* 49
3. Bogdan Czarnecki  
**Oczekiwane w długim horyzoncie czasu trendy zmiany sposobu wykorzystania zasobów regulacyjnych dla dobowego bilansowania KSE**  
*Expected long-term trends of use the regulatory resources for daily system balancing ....* 53
4. Krzysztof Dobrzyński, Zbigniew Lubośny, Jacek Klucznik, Stanisław Czapp  
**Wybrane problemy detekcji zakłóceń w dławiku uziemiającym przyłączonym do punktu gwiazdowego dławika kompensacyjnego**  
*Selected issues of fault detection in the earthing reactor .....* 57
5. Maksymilian Przygodzki, Wojciech Lubicki  
**Wykorzystanie wybranych metod symulacyjnych w obliczeniach probabilistycznego rozptyłu mocy**  
*Usage of selected simulation method for probabilistic power flow calculations .....* 61
6. Józef Lorenc, Jacek Handke, Bogdan Staszak  
**Zmodyfikowana metoda kompensacji nadążnej w sieciach SN z asymetrią doziemną**  
*Modified method of the automated earth fault compensation in MV network with earth fault asymmetry.....* 65

## SEKCJA 3

1. Tomasz Bednarczyk, Adrian Halinka, Piotr Rzepka, Mateusz Szablicki  
**Analiza działania zabezpieczenia podimpedancyjnego dwukadziowego symetrycznego przesuwnika fazowego**  
*Analysis of protection operation under impedance double tank symmetric phase shifting transformer.....* 71
2. Mateusz Polewaczyk, Sylwester Robak  
**Analiza interakcji w systemie MIDC**  
*The analysis of interactions in multi infeed HVDC systems.....* 75
3. Adrian Nocoń, Stefan Paszek, Janusz Walczak  
**Analiza pracy zakładowej sieci elektroenergetycznej przy uwzględnieniu niepewności parametrów modelu sieci**  
*The analysis of the operation of an industrial power network taking into account the uncertainty of network model parameters .....* 79

4.	Stanisław Czapp, Krzysztof Dobrzyński, Jacek Klucznik, Zbigniew Lubośny <b><i>Analiza napięć indukowanych w żyłach powrotnych kabli wysokiego napięcia dla ich wybranych konfiguracji</i></b> <i>Analysis of induced voltages in sheaths of high voltage power cables for their selected configurations</i> .....	83
5.	Tomasz Ogryczak, Ksawery Opala, <b><i>Badanie możliwości regulacji przepływu mocy czynnej w liniach wymiany międzynarodowej</i></b> <i>Exploring the possibility of controlling the active power flow in the cross-border transmission lines</i> .....	87
6.	Tadeusz Knych, Andrzej Mamala, Wiesław Nowak, Waldemar Szpyra, Rafał Tarko <b><i>Ograniczanie strat energii w elektroenergetycznych liniach przesyłowych w wyniku zastosowania nowych niskostratnych przewodów</i></b> <i>Reducing energy losses in power transmission lines through the use of new low-loss conductors</i> .	91
7.	Piotr Pruski, Stefan Paszek <b><i>Określenie stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego na podstawie przebiegów mocy chwilowej przy zakłóceniach zwarciovych</i></b> <i>Assesment of power system angular stability based on instantaneous power waveforms at short-circuit disturbances</i> .....	95
8.	Roman Korab, Robert Owczarek, Marcin Połomski <b><i>Optymalizacja rojowa nastaw przesuwników fazowych w systemie elektroenergetycznym</i></b> <i>Swarm optimization of settings of phase shifting transformers in a power system</i> .....	99
9.	Radosław Rekowski <b><i>Problematyka doboru współczynnika czułości algorytmu rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej SN</i></b> <i>The issue of sensivity factor selection for reconfiguration algorithm of the MV distribution network</i> .....	103
10.	Piotr Kacejko, Jarosław Kmak, Wiesław Nowak, Paweł Pijarski, Waldemar Szpyra, Rafał Tarko, Michał Wydra <b><i>System dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi w systemach elektroenergetycznych</i></b> <i>Dynamic management of transmission capacity in power systems</i> .....	107
11.	Adrian Nocoń <b><i>Wykorzystanie analizy statystycznej w badaniach pracy sieci elektroenergetycznej w stanach przejściowych z uwzględnieniem niepewności parametrów</i></b> <i>The use of statistical analysis for the simulation investigation of power system dynamics including uncertainties of power system parameters</i> .....	111

## SEKCJA 4

1. Artur Wilczyński, Henryk Wojciechowski  
**Magazynowanie energii elektrycznej - marzenie czy konieczność?**  
*Energy storage in a liquefied air - a dream or a necessity?.....* 117
2. Jarosław Korpikiewicz  
**Metodyka lokalizacji magazynów energii w sieci elektroenergetycznej ze zmiennymi parametrami energetycznymi**  
*Methodology location energy storage in the power grid with variable energy parameters.....* 121
3. Jarosław Korpikiewicz  
**Dodatkowe możliwości regulacji energoelektronicznych przełączników zaczeptów w transformatorach WN/SN**  
*New possibility of full electronic tap-changer control in HV/MV transformers.....* 125
4. Andrzej Kąkol  
**Wpływ wybranych koncepcji rekonfiguracji sieci średniego napięcia na poziom strat energii**  
*MV grid reconfiguration simulation with varying daily demand conditions.....* 129
5. Krzysztof Dobrzyński, Zbigniew Lubośny, Jacek Klucznik, Sławomir Noske, Dominik Falkowski  
**Wykorzystanie infrastruktury systemu AMI w monitorowaniu i sterowaniu sieciami niskiego napięcia**  
*AMI System used to monitoring and controlling of low voltage grid.....* 133

## SEKCJA 6

1. Alicja Stoltmann, Paweł Bućko  
**Analiza lokalizacji biogazowni metodami AHP i taksonomii numerycznej – porównanie metod**  
*Analysis of the biogas plant location using analityc hierarchy process (AHP) and numerical taxonomy methods - methods comparison.....* 139
2. Rafał Magulski  
**Koncepcja funkcjonowania wirtualnej elektrowni integrującej rozproszone źródła energii jako dostawcy usług systemowych**  
*Concept of virtual power plant integrating distributed energy sources as a ancillary services provider system.....* 143
3. Bogdan Czarnecki  
**Możliwości regulacyjne farm wiatrowych w kontekście usług regulacyjnych zdefiniowanych w IRIESP**  
*Possibility of control of wind farms in the context of regulatory services defined in transmission grid code.....* 147
4. Konrad Zuchora  
**Odnawialne źródła energii i kogeneracja w aspektach generacji rozproszonej**  
*Renewable energy sources and cogeneration costs in aspects of distributed generation.....* 151
5. Tomasz Kowalczyk, Janusz Badur, Marcin Lemański  
**Poprawa elastyczności bloku energetycznego klasy 390 MW przy użyciu SOEC**  
*Improving the flexibility of the 390 MW class power unit using high-temperature electrolysis SOEC.....* 155

6. Marian Sobierajski  
***Probabilistyczna analiza napięć węzłowych w sieci niskiego napięcia z fotowoltaicznymi mikroinstalacjami***  
*Probabilistic analysis of the node voltages in low voltage network with photovoltaic microinstallations* ..... 159
7. Marian Sobierajski, Wilhelm Rojewski  
***Probabilistyczna analiza synchronicznych łączeń polskiej i niemieckiej sieci 110 kV***  
*Probabilistic analysis of synchronous switching Polish and German 110 kV networks* ..... 163
8. Andrzej Wędzik  
***Metoda określania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci zamkniętej NN z wykorzystaniem dwupoziomowej optymalizacji typu „black-box” – studium przypadku***  
*Method of connection capacity determination in HV closed network by the use of bi-level “black-box” optimization – a case study* ..... 167
9. Tomasz Pakulski  
***Techniczno-ekonomiczna optymalizacja doboru zasobników energii do bilansowania generacji wiatrowej***  
*Technical-economic energy storage optimization for wind generation balancing purposes* ..... 171
10. Jarosław Klucznik, Dariusz Kołodziej  
***Wybrane przykłady wykorzystania dławików i baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej farmy wiatrowej***  
*Selected examples of windfarm reactive power compensation using shunt reactors and capacitor banks* ..... 175
11. Robert Kowalak  
***Zmiany poziomów napięć w sieci niskiego napięcia z przyłączonymi źródłami generacji rozproszonej***  
*Changes in voltage levels in the low voltage power network with distributed generation* ..... 179





*FUNKCJONOWANIE  
ELEKTROENERGETYCZNYCH  
SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH*

---

*SEKCJA 1*



## ANALIZA OPŁACALNOŚCI INWESTYCJI INSTALACJI OPALANYCH PALIWAMI GAZOWYMI LUB O ŁĄCZNEJ MOCY ZAINSTALOWANEJ ELEKTRYCZNEJ ŹRÓDŁA PONIŻEJ 1 MW W OPARCIU O PROGNOZĘ CENOWĄ PRAW MAJĄTKOWYCH

Alicja STOLTMANN<sup>1</sup>, Adrian MILLER<sup>2</sup>, Paweł BUĆKO<sup>3</sup>

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
tel.: 58 347 12-54 e-mail: alicja.stoltmann@pg.gda.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
e-mail: a.w.miller@wp.pl
3. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
tel.: 58 347 17-81 e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

**Streszczenie:** Rada Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku podjęła uchwałę w sprawie Polityki energetycznej Polski do 2030 roku. W dokumencie wyszczególniono skójarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, jako jeden z kierunków realizacji celów: poprawy efektywności energetycznej, wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii a także ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko. Za energię wytworzoną w instalacjach opalanych paliwami gazowymi lub w jednostkach o mocy poniżej 1 MW uzyskuje się tzw. żółty certyfikat, który jest zbywalnym prawem majątkowym. W artykule przedstawiono predykcję ceny rynkowej dla praw majątkowych z kogeneracji do roku 2025 zakładając przedłużenie systemu wsparcia w obecnej formie. Model cenowy oparto o modele opłacalności inwestycji oraz obowiązek zakupu świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji.

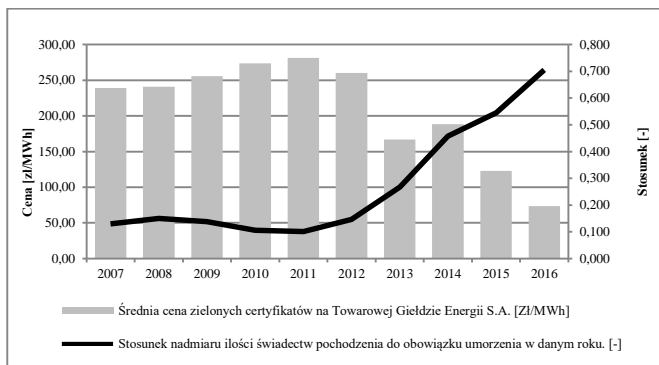
**Słowa kluczowe:** Prawa majątkowe, certyfikacja energii, predykcja ceny praw majątkowych.

### 1. WPROWADZENIE

Prawa majątkowe z instalacji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła kogeneracyjnego poniżej 1 MW – tak zwane „żółte certyfikaty” - zostały wprowadzone w 2007 roku jako system wsparcia dla wytwórców na mocy nowelizacji ustawy Prawo energetyczne [1], która była skutkiem ogłoszenia Dyrektywy 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 roku w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG [2]. Kontynuacja tego systemu wsparcia została wydłużona do roku 2018 na mocy ustawy z dnia 14 marca 2014 roku o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw [3] oraz jest niezbędna ze względu na konieczność osiągnięcia celu ilościowego określonego w „Polityce energetycznej Polski do roku 2030” [4], który zakłada podwojenie do 2020 roku produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w stosunku do 2006 roku. Oznacza to, że w 2020 roku zostanie wyprodukowane około 49 TWh energii elektrycznej pochodzącej z wysokosprawnej kogeneracji. Dodatkowy przychód ze sprzedaży żółtych certyfikatów pochodzenia energii spowodował rozdzielenie strumienia przychodów dla wytwórcy energii elektrycznej i ciepła na: te związane

z przychodem ze sprzedaży energii oraz te pochodzące ze sprzedaży żółtych certyfikatów. Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne „odbiorca przemysłowy, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 1a, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, są obowiązani: 1) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1 lub w art. 9o ust. 1, wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej lub 2) uiścić opłatę zastępczą, w terminie określonym w ust. 5, obliczoną w sposób określony w ust. 2.” [1]. Obrót rynkowy certyfikatami pomiędzy producentami energii a podmiotami zobowiązanymi do ich umorzenia, obciążony jest ryzykiem spadku ceny certyfikatów w przypadku ich nadmiernej ilości (nadpodaży) na rynku. Żółte świadectwa pochodzenia energii należy umorzyć obligatoryjnie w roku ich wydania (przez URE), w przeciwnym razie ich ważność wygasa. Dzięki tej regulacji prawnej zapobiega się ewentualnemu pojawieniu się nadpodaży żółtych certyfikatów na rynku, w wyniku ich kumulacji. Nadmierna liczba dostępnych do kupienia certyfikatów może spowodować znaczne obniżenie ich ceny rynkowej w stosunku do poziomu opłaty zastępczej. Podobna sytuacja miała miejsce w przypadku rynku tzw. zielonych certyfikatów, czyli wydawanych przez Prezesa URE świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł. W wyniku ich dużej nadpodaży w latach 2012-2016 rynkowa cena praw majątkowych jest ponad 4-krotnie niższa niż odpowiednia opłata zastępcza. Stwarza to problemy zarówno dla regulatora – gdyż system nie jest już atrakcyjny dla inwestorów, ale również dla producentów energii, którzy w chwili obecnej nie otrzymują zakładanych korzyści, co powoduje ich kłopoty finansowe.

Poniżej przedstawiono zestawienie występującej nadpodaży praw majątkowych pochodzących z OZE oraz średnich cen rocznych wynikających z zawieranych transakcji kupna na Towarowej Giełdzie Energii (TGE).



Rys. 1. Zestawienie średniej rocznej ceny zielonych certyfikatów oraz nadwyżki ilości praw majątkowych w poszczególnych latach (opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz URE)

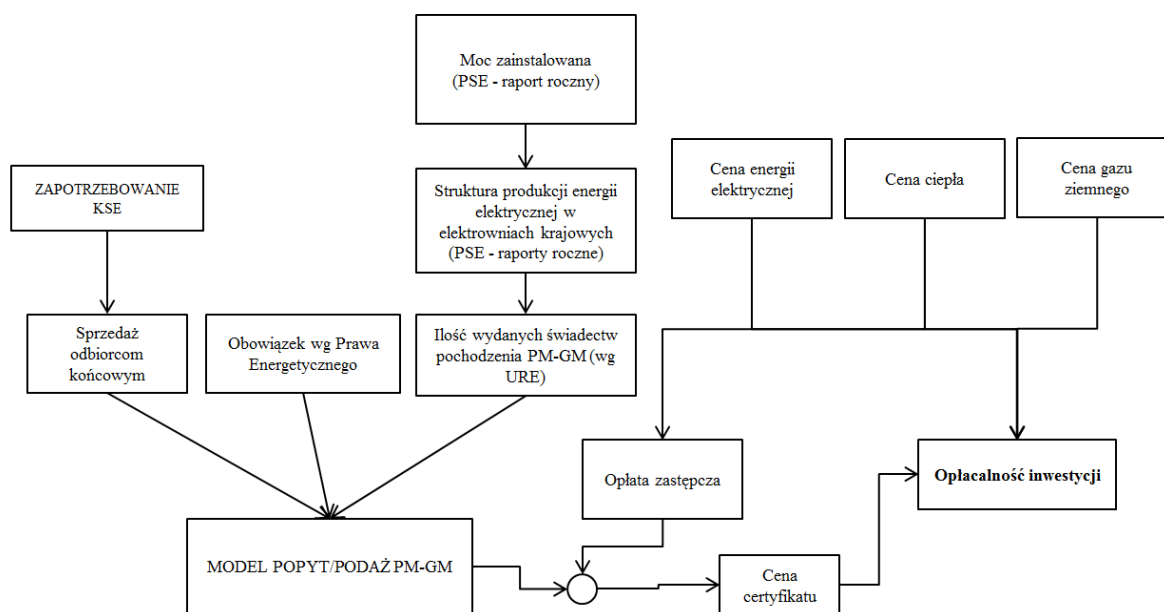
## 2. PRZEGLĄD LITERATURY

Wyznaczenie opłacalności inwestycji jest przesłanką do rozpoczęcia bądź zaniechania procesu związanego z budową lub rozbudową instalacji energetycznych. W [5] zauważono, że przychód ze sprzedaży certyfikatów znacząco wpływa na opłacalność finansową inwestycji, a w konsekwencji na decyzję o budowie lub zaniechaniu budowy nowych instalacji. Zwrócono także uwagę na fakt, że o realizacji inwestycji nie decydują jedynie korzystne wskaźniki efektywności energetycznej. W [6] dokonano analizy opłacalności budowy biogazowni rolniczych dokonano i wskazano, że względu na wysokie ceny nakładów inwestycyjnych, cenę sprzedaży żółtych certyfikatów jako jeden z głównych przychodów finansowych. Również w sektorze ciepłowniczym opłacalność inwestycji związana jest ściśle z ceną rynkową żółtych certyfikatów [7]. W [8] zwrócono uwagę na istotność systemów wsparcia, w postaci

żółtych certyfikatów, w stymulowaniu rozwoju kogeneracji. Z powyższego przeglądu wynika, że predykcja ceny rynkowej praw majątkowych ma istotne znaczenie w wyznaczeniu opłacalności inwestycji.

## 3. PREDYKCJA CENY ŻÓŁTYCH CERTYFIKATÓW

Cena rynkowa żółtych certyfikatów uwarunkowana jest wysokością popytu oraz podaży na liczbę zielonych certyfikatów na rynku oraz wysokością opłaty zastępczej. Wysokość popytu oraz podaży certyfikatów uwarunkowana jest trzema czynnikami. Pierwszym z nich jest wysokość wolumenu energii sprzedana odbiorcom końcowym, która warunkuje zapotrzebowanie na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Drugim czynnikiem jest obowiązek umorzenia certyfikatu przed prezesem URE. Trzecim czynnikiem jest liczba wydanych żółtych certyfikatów. Zamiast zakupu certyfikatów pochodzenia energii sprzedawca może uiścić opłatę zastępczą. W celu prognozy kształtowania się przyszłych cen żółtych certyfikatów opracowano model funkcjonowania systemu wsparcia, wykorzystując skoroszyt Excel. Autorzy zamodelowali podstawowe zależności i przeprowadzili badania scenariuszowe. Schemat blokowy modelu przedstawiony jest na rys. 2, a założenia dotyczące scenariusza badań modelowych prezentowane są w dalszej części artykułu. Podstawowym celem modelu jest określenie prognozy ceny żółtych certyfikatów, na podstawie szacunkowego bilansowania popytu i podaży zapotrzebowania na nie. W zakresie szacowania przyszłej podaży świadectw analizowano opłacalność realizacji inwestycji w sektorze elektrociepłowni, objętych systemem wsparcia.



Rys. 2. Schemat zależności ceny certyfikatu na opłacalność inwestycji  
Źródło: opracowanie własne

W celu wyznaczenia prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną i spodziewanego popytu na świadectwa pochodzenia energii, skorzystano z danych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), które pozyskano od Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE), które pełnią rolę Operatora Sieci Przesyłowej. Dane określają zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE oraz sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Prognozę uzyskano ekstrapolując dane historyczne.

Wysokość popytu na świadectwa pochodzenia energii jest wynikiem iloczynu obowiązku umorzenia praw majątkowych ze źródeł kogeneracyjnych opalanych gazem lub o mocy elektrycznej poniżej 1 MW (określony w Ustawie Prawo energetyczne [1]) i wielkości sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. W celu wyznaczenia ilości wydawanych świadectw określono stosunek produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych do mocy zainstalowanej w instalacjach mogących ubiegać się o żółte certyfikaty. Wyznaczono także stosunek ilości wydanych żółtych świadectw do produkcji, dzięki czemu wyznaczono predykcję ilości wydawanych świadectw do roku 2025.

Metodą najmniejszych kwadratów oszacowano wysokość opłaty zastępczej na lata 2016-2025 uwzględniając średnią cenę sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym.

Przewidywaną moc zainstalowaną dla poszczególnych lat wyznaczono na podstawie dostępnej wiedzy na temat inwestycji energetycznych w Polsce. Według Portalu Inwestycje Energetyczne [8] planowanych i w trakcie budowy jest 12 inwestycji instalacji wytwarzania energii, dla których energią pierwotną jest gaz. Założono, iż w roku następnym po planowanym zakończeniu inwestycji, określona moc zainstalowana będzie dostępna w systemie elektroenergetycznym. Zakładając powodzenie w realizacji wszystkich inwestycji w roku 2020 całkowita moc zainstalowana pochodząca z omówionych instalacji będzie trzykrotnie większa w stosunku do mocy zainstalowanej w 2016 roku i będzie wynosić 3 246 MW. Na potrzeby predykcji ceny żółtych certyfikatów założono średnioroczną cenę gazu zgodnie z Aktualizacją prognozy zapotrzebowania na paliwa do roku 2030, opracowaną przez ARE [9]. Średnioroczna cena ciepła została przyjęta zgodnie z wartościami referencyjnymi URE.

Średnioroczną cenę energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyznaczono na podstawie trendu wzrostu

bazowych cen energii i zwiększono ją uwzględniając przyrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, współczynnik emisyjności oraz prognozę udziału elektrowni węglowych w ogóle jednostek wytwórczych w KSE.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w układach kogeneracyjnych przyczynia się do obniżenia emisji CO<sub>2</sub> wskutek zwiększonej sprawności wytwarzania energii użytecznej i oszczędności paliwa pierwotnego w porównaniu z procesami rozdzielonymi [10].

#### 4. OPŁACALNOŚĆ INWESTYCJI

Opłacalność inwestycji układów gazowych oraz kogeneracyjnych uwarunkowana jest strumieniem przychodów i kosztów [5]. Przychody wynikają ze sprzedaży energii elektrycznej, sprzedaży ciepła lub unikniętego zakupu, oraz sprzedaży świadectw pochodzenia wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach gazowych oraz w kogeneracji.

W celu oszacowania opłacalności inwestycji w jednostki kogeneracyjne wyznaczono:

- średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],
- średnioroczną cenę gazu ziemnego [zł/MWh],
- średnią cenę żółtego certyfikatu [zł/MWh],
- średnią cenę ciepła z jednostek gazowych [zł/GJ].

Jednostkowe koszty stałe związane z wypłatą płac dla pracowników elektrociepłowni oraz serwisem instalacji na poziomie 4,6 zł/MWh, wysokość jednostkowych nakładów inwestycyjnych równą 14,46 zł/MWh. Uwzględniono także roczny wzrost kosztów stałych o 1% rocznie [12]. Predykcji ceny żółtych certyfikatów dokonano na podstawie stosunku ceny sprzedaży żółtych certyfikatów oraz wysokości opłaty zastępczej, która zależna jest od ceny energii elektrycznej oraz cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Wyniki prognozowania ceny energii elektrycznej, ceny żółtych certyfikatów, kosztów zmiennych paliwowych dla instalacji o mocy 50 MW, cen emisji CO<sub>2</sub> oraz wskaźnik przepływów operacyjnych zdyskontowanych przedstawiono w Tab. 1.

Tablica 1. Opłacalność inwestycji uprawnionych do zakupu żółtych certyfikatów do roku 2025

Nazwa	Jednostka	Rok										
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Prognozowana cena energii elektrycznej	[PLN/MWh]	169,99	160,29	163,12	166,42	168,83	170,8	173,67	178,1	183,49	188,72	193,22
Prognozowana cena żółtych certyfikatów	[PLN/MWh]	118,03	121,59	111,83	113,12	114,63	115,73	116,63	117,94	119,96	122,43	124,82
Koszty zmienne paliwowe	[mln PLN]	71,75	61,6	86,13	87,7	89,26	90,83	91,92	93,01	94,11	95,2	96,29
Cena emisji CO <sub>2</sub>	[PLN/MgCO <sub>2</sub> ]	31,36	21,36	24,28	27,68	30,16	32,2	35,16	39,72	45,28	50,68	55,32
Saldo przepływów operacyjnych zdyskontowanych -NPV	[mln PLN]	5,67	24,17	-2,87	-6,32	-8,59	-10,3	-12,02	-14,33	-16,72	-18,59	-19,78

Źródło: opracowanie własne na podstawie [13]

Nawet najbardziej korzystne wskaźniki efektywności energetycznej i ekologicznej nie są czynnikiem przesądzającym o realizacji projektu inwestycyjnego budowy układu kogeneracyjnego. Przesłanką dla takiej decyzji może być jedynie pozytywny efekt ekonomiczny.

Możliwy do uzyskania efekt ekonomiczny (wyrażony np. wartością bieżącą netto projektu - NPV) zależy jednak od wielu czynników, spośród których najważniejsze to:

1. przebieg zmienności zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną,
2. cena paliwa, ciepła i energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii elektrycznej,

3. konfiguracja układu, charakterystyka techniczna instalowanych urządzeń (moc, sprawność, wskaźnik skojarzenia oraz ich możliwe zmiany w trakcie pracy),
  4. tryb pracy układu CHP [5].
- Wielkości odniesienia, wymienione w punktach 1, 3 i 4 zostały przyjęte zgodnie z rozdziałem referencyjnym dokonany przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) w ramach postępowań administracyjnych w przedmiocie udzielenia promesy koncesji lub promesy zmiany koncesji, dotyczącej warunków funkcjonowania infrastruktury służącej do wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

W referacie przedstawiono wpływ systemu wsparcia, w postaci zysków ze sprzedaży żółtych certyfikatów, na opłacalność inwestycji. Zauważono, że pomimo trzykrotnego wzrostu mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwo gazowe, w analizowanym scenariuszu ceny żółtych certyfikatów utrzymują się blisko prognozowanej opłaty zastępczej. Wynika to z dwóch powodów. Pierwszym jest rosnące w okresie analizy zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE, za którym nadąża przewidywany wzrost mocy zainstalowanej w omawianym typie źródeł. Drugim jest regulacja prawna niepozwalająca na tzw. bankowanie, czyli przechowywanie na kolejne lata żółtych certyfikatów. O ile prognoza ceny certyfikatów na przyszłe lata wydaje się być optymistyczna, należy pamiętać, że uzależniona ona jest od kontynuacji obecnego systemu wsparcia. W chwili obecnej Prawo Energetyczne definiuje obowiązek umarzania żółtych certyfikatów tylko do końca roku 2018. Jak wynika z analizy stosunek ceny energii elektrycznej oraz ceny gazu ma istotny wpływ na rentowność inwestycji. Niska cena energii elektrycznej w stosunku do paliwa pierwotnego, jakim jest gaz wysokometanowy nie pozwala na rentowność inwestycji bez dodatkowych przychodów. Rozwiązaniem powinno być wprowadzenie zachęt długoterminowych stabilizujące system wsparcia na lata kolejne.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz. U. z 2006, nr 89, poz. 625, z późn. zm.

2. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie spierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, 2004.
3. Ustawa z dnia 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.
4. Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów Z dnia 10 listopada 2009 r.
5. Skorek J., Techniczno-ekonomiczna analiza porównawcza budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy z silnikiem tłokowym lub turbiną gazową, Instal, Nr 4, s. 28–33, 2012.
6. Sulewski P., Majewski E., Wąs A., Szymańska M.: Uwarunkowania ekonomiczno-prawne i opłacalność inwestycji w biogazownie rolnicze w Polsce, Zagadnienia Ekon. Rolnej, Nr 346, s. 119–143, 2016.
7. Kamiński J., Malik A.: Analiza krajowego sektora ciepłowniczego - stan obecny i kluczowe determinanty rozwoju, Zesz. Nauk. Inst. Gospod. Surowcami Miner. i Energią Pol. Akad. Nauk, Nr 92, s. 307–324, 2016.
8. Bartosik M., Kamrat W., i inn.: Wytwarzanie energii elektrycznej-diagnoza i terapia, Prz. Elektrotechniczny, vol. 92, no. 10, pp. 167–170, 2016.
9. Agencja Rynku Energii S.A.: Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, 2011.
10. Dreszer K., Ocena stanu aktualnego i perspektyw rozwoju czystych technologii węglowych możliwych do zastosowania w siłowniach energetycznych w Polsce wraz z opracowaniem charakterystyk techniczno-ekonomicznych. 2008.
11. Grudziński Z.: Sytuacja na giełdach handlu emisją a ceny energii elektrycznej, Polityka Energ., Nr 15, s. 77–90, 2012.
12. Tomczyński M., Analiza ryzyka w projektach wysokosprawnej kogeneracji CHP -Praca dyplomowa magisterska, 2016.
13. Prezes URE: Opis techniczno-ekonomiczny projektowanej instalacji...” dostęp online [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl), data publikacji 23.09.2014.

## **THE ANALYSIS OF THE PROFITABILITY OF INVESTMENT IN GAS-FIRED POWER PLANTS OR WITH A TOTAL INSTALLED CAPACITY BELOW 1 MW BASED ON THE PREDICTION OF THE MARKET PRICE OF THE PROPERTY RIGHTS FROM COGENERATION**

On the 10<sup>th</sup> of November 2009, the Polish Council of Ministers adopted a resolution on the Polish Energy Policy until 2030 (PEP-30). The document details that the implementation of the following objectives: improving energy efficiency, increasing the security of fuels and energy supply, developing competitive markets for fuels and energy as well as reducing the impact of energy on the environment, combining the production of both electricity and heat (known as ‘cogeneration’) are the main directions. Moreover, PEP-30 assumes that by 2020 the production of electricity from high-efficiency cogeneration will be doubled in relation to 2016. This means that in 2020 about 49 TWh electricity will be produced in cogeneration. From energy produced in gas-fired plants or units with a capacity below 1 MW, a producer can obtain a yellow certificate, which is a confirmation of the origin of energy and, at the same time, a negotiable property right. In this way, power producers can generate additional income. The article presents the prediction of the market price for the property rights from cogeneration by 2025. The prediction was based on the model of the profitability of investments and the obligation to purchase of certificates of origin for electricity generated in cogeneration.

**Keywords:** Property rights, energy certification, prediction of the property law prices.

## DZIAŁANIE EUROPEJSKIEGO RYNKU ENERGII I REZERW MOCY W KONTEKŚCIE ROZWIĄZAŃ PROPONOWANYCH PRZEZ ENTSO-E

Tomasz PAKULSKI<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

**Streszczenie:** Opracowanie ma na celu przedstawienie perspektyw współpracy na europejskim, konkurencyjnym rynku energii w zakresie rezerw oraz energii bilansującej po wprowadzeniu kodeksów sieciowych ENSTO-E. W referacie przedstawiono nowe obszary dla aktywności operatorów systemów przesyłowych (OSP) obejmujące w szczególności działania związane z wymianą, współdzieleniem i transferem rezerw oraz wymianą i rozliczaniem usług bilansowania. Zaprezentowano wymagania dotyczące współpracy OSP w ramach obszarów skoordynowanego bilansowania (CoBA). Przedstawiono zasady współdziałania operatorów z dostawcami usług bilansowania oraz podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie w zakresie pozyskiwania, aktywacji i rozliczania usług bilansowania.

**Słowa kluczowe:** kodeksy sieciowe, rezerwy mocy, bilansowanie systemu

### 1. WSTĘP

Głównym celem tworzonego przez Komisję Europejską (KE) europejskiego rynku energii jest stworzenie warunków dla niezawodnych dostaw energii oraz obniżenie całkowitych kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (SE). Zapewnienie spójnego i skoordynowanego działania połączonych systemów przesyłowych ma przyczynić się do osiągnięcia i utrzymania zadowalającego poziomu jakości częstotliwości systemowej oraz efektywnego wykorzystania zasobów SE [1,9,10]. Nowy, docelowy model ma zapewniać równoprawne traktowanie wszystkich podmiotów działających na rynku oraz swobodny dostęp do rynku na obszarze całej Unii Europejskiej (UE) [1,7]. Podstawowym narzędziem dla realizacji celów europejskiej polityki energetycznej, zapewniającej niezakłócone dostawy energii ma być III pakiet energetyczny. Na podstawie wytycznych ramowych sformułowano propozycje konkretnych mechanizmów wdrożenia jednolitego rynku energii w postaci zbioru kodeksów sieciowych ENTSO-E [8,9,11]. Regulują one m.in. kwestie związane z regulacją częstotliwości i świadczeniem rezerw mocy - kodeks LFC&R (ang. Load Frequency Control & Reserves) oraz bilansowaniem - kodeks EB (ang. Electricity Balancing).

W referacie autor przedstawił zasady oraz wymagania dotyczące prowadzenia regulacji częstotliwości w połączonych SE wynikające z implementacji kodeksów sieciowych, w zakresie:

- wymiarowania, pozyskiwania, współdzielenia oraz wymiany transgranicznej rezerw mocy;

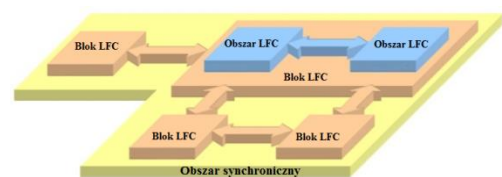
- pozyskiwania, aktywacji oraz transgranicznej wymiany energii bilansującej.

Przedstawione zasady po ich ostatecznym zatwierdzeniu przez KE będą obowiązujące dla wszystkich uczestników rynku w tym: operatorów OSP, dostawców usług (ang. Balancing System Provider - BSP) oraz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (Balance Responsible Party - BRP) na terenie wszystkich krajów członkowskich UE.

### 2. MODEL EUROPEJSKIEGO RYNKU ENERGII I REZERW MOCY

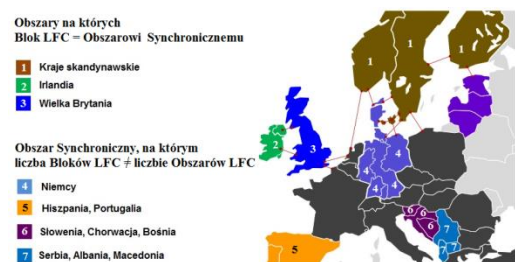
#### 2.1. Bloki i obszary regulacji mocy i częstotliwości

Zapisy kodeksów sieciowych zakładają podział europejskiego rynku energii na wzajemnie połączone bloki, w obrębie których prowadzona będzie regulacja mocy i częstotliwości (ang. LFC Block), i dla których pozyskiwana będzie wspólna rezerwa mocy. W skład każdego bloku LFC będzie wchodził co najmniej jeden obszar LFC (ang. LFC Area). Ideę podziału obszaru synchronicznego (OS) na obszary i bloki LFC przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Podział OS na bloki i obszary LFC [2]

Na rysunku 2 zaprezentowano bloki i obszary LFC na terenie krajów europejskich.



Rys. 2. Bloki i obszary LFC w Europie [2]



## 2.2 Obszary skoordynowanego bilansowania

Podstawowym narzędziem służącym stopniowej implementacji europejskiego rynku bilansującego mają być tzw. obszary skoordynowanego bilansowania CoBA (ang. Coordinated Balancing Area). Koncepcja tworzenia obszarów CoBA zakłada, iż każdy OSP będzie zobowiązany stworzyć co najmniej jeden obszar CoBA z co najmniej dwoma OSP z różnych Krajów Członkowskich UE. W ramach każdego CoBA powinna mieć miejsce wymiana przynajmniej jednego produktu standardowego w zakresie rezerw bądź energii bilansującej. Model tworzenia CoBA przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Model tworzenia obszarów CoBA [5]

## 2.3 Współpraca operatorów OSP w ramach CoBA

Wszyscy operatorzy OSP z obszaru CoBA w celu minimalizowania łącznych kosztów powinni wspólnie określić propozycję wymagań dla działania algorytmów optymalizujących funkcje w ramach CoBA. Dotyczyć one mają przede wszystkim wspólnego pozyskiwania rezerw, aktywacji ofert bilansujących, a także wymiany usług bilansowania z innymi obszarami CoBA oraz rozliczania wymiany i współdzielenia rezerw pomiędzy OSP w CoBA.

Każdy z OSP działający w ramach CoBA zobowiązany jest zawrzeć stosowne umowy operatorskie. Powinny być one zawarte pomiędzy wszystkimi OSP z jednego OS oraz wszystkimi OSP z drugiego OS lub pomiędzy OSP z różnych bloków LFC w ramach tego samego OS.

Umowy powinny uwzględniać m.in.: zasady określania wielkości rezerw w poszczególnych blokach LFC, metodykę określania maksymalnych wolumenów wymiany / współdzielenia rezerw pomiędzy blokami LFC w tym samym lub w różnych OS. Dodatkowo powinny obejmować role i zakresy odpowiedzialności operatorów OSP zaangażowanych w wymianę lub współdzielenie rezerw na OS lub pomiędzy OS.

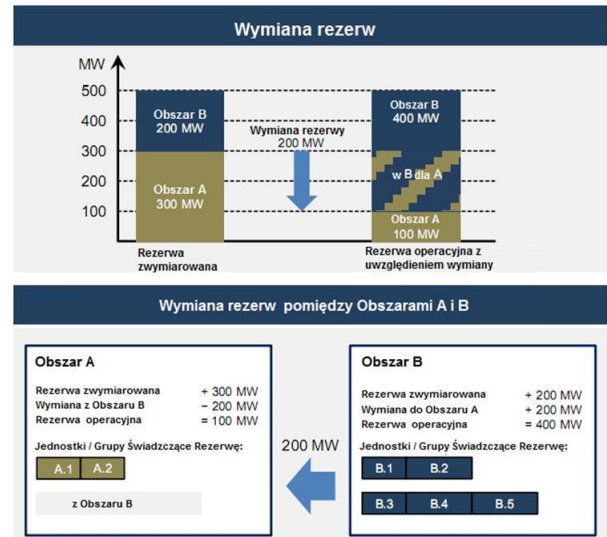
## 3. WYMIANA I WSPÓLDZIELENIE REZERW

### 3.1 Wymiana rezerw

Każdy OSP powinien zapewnić wystarczającą ilość rezerw mocy, zgodnie z metodyką jej wymiarowania (ang. Dimensioning Rules). Wielkość wymaganej rezerwy może zostać ograniczona w przypadku zawarcia umowy wymiany (ang. Exchange) lub współdzielenia (ang. Sharing) rezerwy z innymi OSP znajdującymi się w obrębie tego samego bloku LFC lub w innych blokach LFC, znajdującymi się w tym samym lub w różnych OS. W przypadku rezerw nie są to jednak działania obligatoryjne a jedynie opcjonalne.

Operatorzy OSP powinni określić metodykę wyznaczania maksymalnych wolumenów dla wymiany lub współdzielenia rezerw z uwzględnieniem wpływu na wzajemną pracę OS.

Przykład wymiany rezerwy pomiędzy OSP z obszaru B do obszaru A przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Wymiana rezerw – idea oraz przykład [2]

Każdy z OSP w OS, zawierającym więcej niż jeden blok LFC, zaangażowany w wymianę rezerw powinien spełnić wymagania zawarte w tabeli 1.

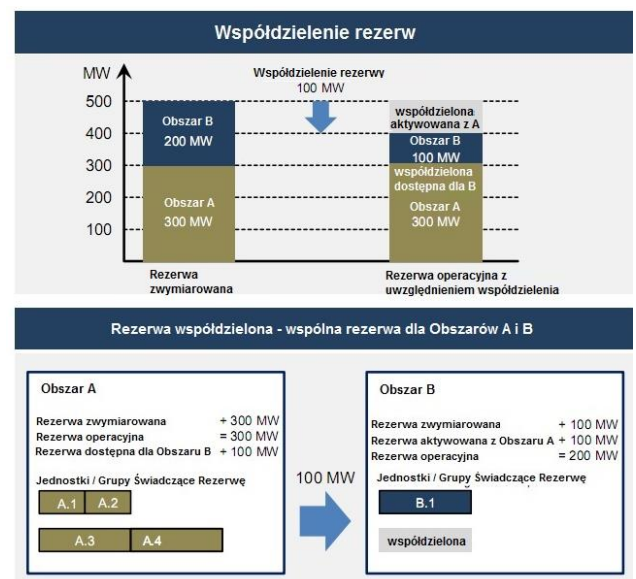
Tabela 1. Wymagania i ograniczenia dotyczące wymiany rezerw na obszarze synchronicznym

Obszar synchroniczny	Wymiana rezerw dozwolona	Ograniczenia dla wymiary rezerw
Obszar synchroniczny zawierający więcej niż jeden blok LFC	Pomiędzy OSP z różnych bloków LFC	Minimum 50% łącznej rezerwy wynikającej z procesu wymiarowania i przed każdym jej zmniejszeniem ze względu na współdzielenie, powinna być dalej dostępna w każdym z bloków LFC.
	Pomiędzy OSP z różnych obszarów LFC tego samego bloku LFC	OSP mogą określić w umowach operatorskich wewnętrzne limity wymiany rezerw pomiędzy obszarami LFC

### 3.2 Współdzielenie rezerw

Proces współdzielenia rezerw umożliwia zmniejszenie wymaganej wielkości rezerw w bloku LFC niż wynika to z metodyki jej wymiarowania poprzez zawarcie umowy współdzielenia z OSP na innych obszarach LFC.

Przykład współdzielenia rezerw pomiędzy obszarami A i B przedstawiono na rysunku 5.



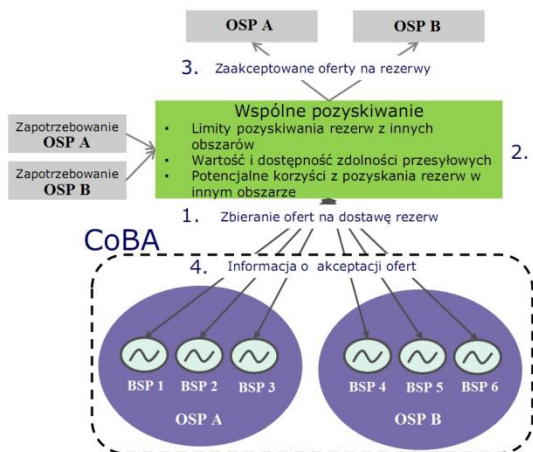
Rys.5. Współdzielenie rezerw – idea oraz przykład [2]



## 4 POZYSKIWANIE I AKTYWACJA REZERW BILANSUJĄCYCH W CoBA

### 4.1 Pozyskiwanie rezerw bilansujących

Każdy OSP jest odpowiedzialny za pozyskanie rezerw bilansujących od ich dostawców w sposób rynkowy zgodnie z ustalonymi zasadami bilansowania. Kodeks umożliwia każdemu OSP pozyskać część wymaganych rezerw z innego obszaru sieci, poprzez wymianę lub współdzielenie rezerw z innym OSP w CoBA. Ogólny schemat wspólnego pozyskiwania rezerw przedstawiono na rysunku 6.



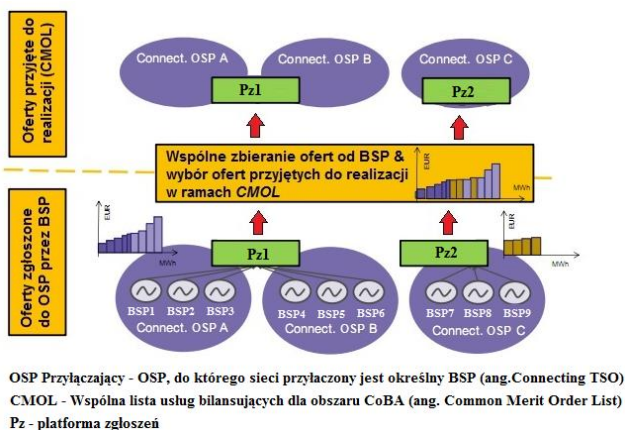
Rys. 6. Zasady pozyskiwania rezerw w ramach CoBA [6]

Wspólne pozyskiwanie rezerw obowiązuje wszystkich OSP z CoBA, deklarujących wymianę lub współdzielenie rezerw bilansujących z innymi OSP, w danym OS lub pomiędzy OS. Każdy z operatorów powinien określić maksymalne dostępne zdolności przesyłowe (ang. Cross Zonal Capacity) oraz zapewnić spełnienie wymagań dotyczących zachowania bezpieczeństwa ruchowego [3].

Każdy OSP deklarujący wymianę lub współdzielenie rezerw bilansujących z innymi OSP w ramach CoBA:

- powinni opracować ujednoczoną metodę pozyskiwania rezerw wymienianych lub współdzielonych w tym obszarze;
- mają obowiązek przekazania wszystkich ofert do globalnego mechanizmu optymalizującego ich wykorzystanie w CoBA.

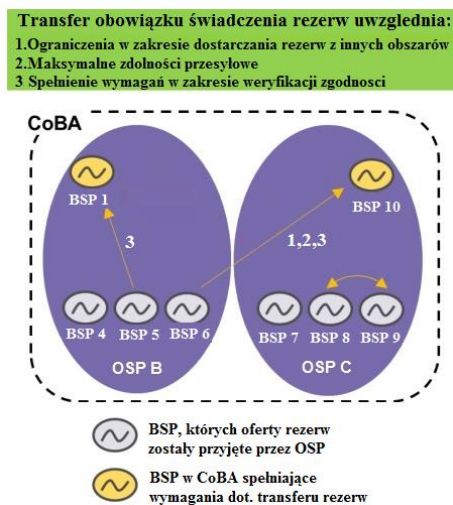
Wybór następuje w oparciu o stos cenowy ofert, uszeregowanych według listy CMOL (ang. Common Merit Order List). Ogólną ideę pozyskiwania ofert przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Idea pozyskiwania ofert energii bilansującej [5]

### 4.2 Transfer rezerw bilansujących

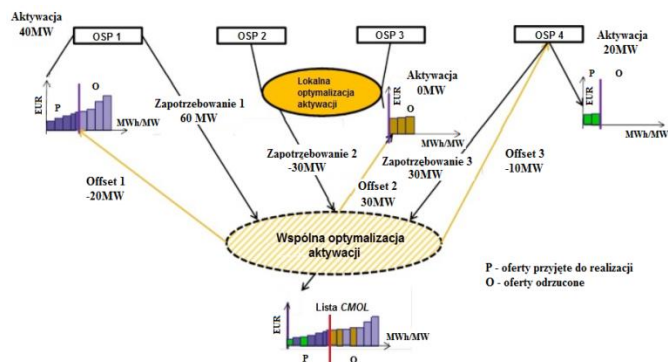
Każdy dostawca usług bilansowania (BSP) ma możliwość przekazania obowiązku związanego z realizacją kontraktu na rezerwy na innego BSP w tym samym obszarze odpowiedzialności lub w ramach CoBA. W szczególności dotyczy to przypadków nieprzewidywanych awarii technicznych, w których niemożliwa będzie realizacja zakontraktowanych rezerw lub gdy istnieje możliwość rynkowego wykorzystania własnych zasobów w bardziej efektywny sposób. Realizacja kontraktu przez innego BSP spowoduje, że BSP nie będzie ponosił żadnych konsekwencji finansowych. Transfer rezerw odbywa się na warunkach określonych wspólnie przez wszystkich OSP z CoBA. Ogólny model transferu obowiązku świadczenia rezerw w CoBA przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8. Transfer obowiązku świadczenia rezerw w ramach obszaru CoBA [5]

### 4.3 Aktywacja i wymiana usług bilansujących

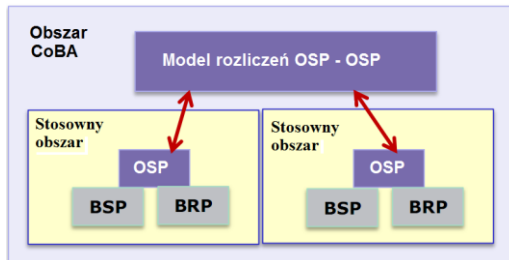
Każdy z OSP przekazuje pozyskane od BSP oferty do centralnego mechanizmu aktywacji w CoBA. Mechanizm dokonuje wyboru ofert na podstawie procesu optymalizacji kosztów, dążąc do pokrycia zapotrzebowania na energię bilansującą bądź rezerwy w całym obszarze CoBA biorąc pod uwagę: ceny ofert oraz ich dostępność, zapotrzebowanie na energię bilansującą, dostępne zdolności przesyłowe, występujące ograniczenia techniczne, bezpieczeństwo ruchowe, etc. Przykład aktywacji ofert przedstawiono na rysunku 9.



Rys. 9. Przykład aktywacji ofert energii bilansującej [5]

## 5 ROZLICZENIA USŁUG BILANSOWANIA

Transgraniczny rynek bilansujący ma docelowo działać według modelu OSP-OSP, w którym operatorzy systemów przesyłowych dokonują między sobą rozliczeń za wymienioną pomiędzy nimi energię bilansującą oraz rezerwy. Każdy z OSP na własnym obszarze działalności jest odpowiedzialny rozliczenie usług z BSP w zakresie dostarczonej energii bilansującej i/lub rezerw oraz z BRP w zakresie energii niezbilansowania. Ideę działania docelowego modelu rozliczeń przedstawiono na rysunku 10.



Rys. 10. Model rozliczeń OSP-OSP [6]

## 6 PODSUMOWANIE I WNIOSKI

W pracy zaprezentowano perspektywy dotyczące działania europejskiego, konkurencyjnego rynku energii i rezerw mocy po wprowadzeniu kodeksów sieciowych ENTSO-E.

Proponowane przez ENTSO-E rozwiązania wprowadzają nowe obszary aktywności OSP oraz uprawnień związanych z procesem zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE. Zmiany dotyczą w szczególności możliwości wymiany transgranicznej oraz współdzielenia rezerw z innymi OSP z dowolnego OS na obszarze całej UE.

Przedstawione działania będą szczególnie istotne w warunkach obecnie obserwowanego na obszarze całej Europy rosnącego udziału trudnoprognozowalnych źródeł mocy, który powoduje sukcesywne zwiększanie zapotrzebowania na usługi rezerw mocy.

Współdzielenie rezerw będzie w konsekwencji prowadzić do zmniejszenia wymaganych rezerw utrzymywanych w SE. Wymiana rezerw pozwoli każdemu OSP zachować bezpieczeństwo oraz elastyczność w procesie pozyskania rezerw w ramach własnego obszaru działalności. Jednocześnie będzie przyczyniać się do zwiększenia efektywności wykorzystania zasobów regulacyjnych w całej

UE, co w konsekwencji spowoduje obniżenie kosztów funkcjonowania SE.

Implementacja nowego, docelowego modelu będzie wymagać intensywnej współpracy wszystkich podmiotów, a w szczególności OSP. Dotyczyć ona będzie m.in. wspólnego pozyskiwania rezerw oraz energii bilansującej dla celów regulacji mocy i częstotliwości.

Efektywna współpraca operatorów będzie niezbędna do zachowania bezpieczeństwa ruchowego połączonych OS i przyczyni się do realizacji ujednoliconego, konkurencyjnego rynku energii na terenie całej UE.

## 7. BIBLIOGRAFIA

1. ENTSO-E Network Code on Load-Frequency Control & Reserves, 28.06.2013 r.
2. ENTSO-E Supporting Document for the Network code on Load-Frequency Control & Reserves, 28.06.2013 r.
3. ENTSO-E Network Code on Operational Security, 24.09.2013 r.
4. ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing, version 3.0, 06.08.2014 r.
5. ENTSO-E Supporting Document for the Network Code on Electricity Balancing, 06.08.2014 r.
6. PSE SA, Kodeks sieci w zakresie bilansowania, Konstancin Jeziorna 02.08.2013 r.
7. Bućko P.: Regulacyjne usługi systemowe w zakresie mocy czynnej w warunkach rynkowych, Rynek Energii nr 4, 2010.
8. Majchrzak H., Purchała K., Smolira K.: Nowe regulacje europejskie w obszarze rynku energii elektrycznej i ich wpływ na rynek krajowy, Acta Energetica, Jastrzębia Góra, 17-19.06.2015 r.
9. Pakulski T., Klucznik J.: Oczekiwany zakres współpracy Operatorów Systemów Przesyłowych z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych po wejściu w życie kodeksów sieciowych ENTSO-E, Acta Energetica, Jastrzębia Góra, 17-19.06.2015 r.
10. Baldursson F., Proost S., Ovaere M., Lazarczyk E.: Multi-TSO system reliability: cross-border balancing, Department of Economics KU Leuven, 2016
11. <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/Pages/default.aspx>

## THE EUROPEAN ENERGY AND POWER RESERVES MARKET OPERATION IN THE CONTEXT OF THE SOLUTION PROPOSED BY ENTSO-E

The prospects of cooperation on the European competitive energy and power reserves market after implementation of the network codes, developed for the European Commission and ACER by ENTSO-E were presented in this paper. The new rules will automatically and immediately be applicable in all EU countries, after approval by the European Commission. It is expected to impose new obligations on the Transmission System Operator (TSO), but also create new possibilities in the process leading to ensure the safety and reliability of the power system. The paper presents new areas of TSO activity, including in particular issues related to exchange, sharing, transfer of reserves or exchange and settlement of power system balancing services. The requirements for cooperation between TSOs within the Coordinated Balancing Areas (CoBA) and the consequences resulting from the implementation of the CoBA functions were presented in this paper. In addition, the rules of cooperation between TSOs, Balance Service Providers (BSP) and Balance Responsible Parties (BRP) in the acquisition, activation and settlement of balancing services were considered in this paper.

**Keywords:** network codes, power reserves, power system balancing.

## INTERAKCJE POMIĘDZY UKŁADAMI PRZESYŁOWYMI PRĄDU STAŁEGO W WARUNKACH OBNIŻONEJ MOCY ZWARCIOWEJ

Michał KOSMECKI<sup>1</sup>, Krzysztof MADAJEWSKI<sup>2</sup>

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 8185, e-mail: m.kosmecki@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 8200, e-mail: k.madajewski@ien.gda.pl

**Streszczenie:** Analiza wybranych zagadnień równoległej pracy dwóch układów przesyłowych prądu stałego (HVDC) o odmiennych technologiach, tj. układu tyrystorowego (LCC – *Line Commutated Converter*) i tranzystorowego (VSC – *Voltage Source Converter*) jest przedmiotem niniejszego referatu. Pokazano, że równoległa praca układów jest możliwa w warunkach niskiej mocy zwarciowej tam, gdzie sam układ LCC o równoważnej mocy nie mógłby pracować stabilnie w trybie regulacji mocy. Warunkiem jest praca falownika łącza VSC HVDC w trybie regulacji napięcia AC. Z drugiej strony w określonych okolicznościach to właśnie ten tryb może być przyczyną pogorszenia warunków pracy układu LCC, co wskazuje na potrzebę dokładnej analizy takich przypadków celem właściwego doboru nastaw odpowiednich układów regulacji.

**Słowa kluczowe:** HVDC, stabilność napięciowa, interakcje, przewroty komutacyjne.

### 1. WPROWADZENIE

Wobec rosnącej liczby układów przesyłowych prądu stałego dystans elektryczny pomiędzy kolejnymi układami zmniejsza się. Wzajemna bliskość układów LCC HVDC może być powodem powstawania niekorzystnego oddziaływania jednego układu na drugi przejawiającego się m.in. propagacją przepięć dorywczych i przewrotów komutacyjnych czy interakcją układów sterowania [1]. Od niedawna w bliskim sąsiedztwie układów LCC HVDC uruchamiane są układy VSC HVDC. Przykładem są układy EstLink 1 i 2 [2] pomiędzy Estonią i Finlandią (odpowiednio 350 MW VSC i 650 MW LCC) oraz Skagerrak 3 i 4 pomiędzy Danią a Norwegią (odpowiednio 500 MW LCC i 715 MW VSC) [3], jak i uruchamiane i planowane do uruchomienia połączenia morskich farm wiatrowych do systemu lądowego, w tym połączenia do KSE.

O ile przypadek wzajemnego oddziaływania układów LCC można rozpatrywać jedynie w kategorii problemów w ich współpracy, o tyle sąsiedztwo układów VSC HVDC dla układów LCC powinno być korzystne z uwagi na możliwość płynnej i szybkiej zmiany mocy biernej oferowaną przez technologię VSC HVDC, szczególnie przydatną dla wsparcia systemu AC podczas zakłóceń w sieci. Niniejszy referat ma na celu przedstawienie wpływu (interakcji) na pracę układu LCC blisko zlokalizowanego układu VSC dla wybranych zakłóceń w pracy systemu.

### 2. PRACA UKŁADÓW PRĄDU STAŁEGO W WARUNKACH OBNIŻONEJ MOCY ZWARCIOWEJ

Praca falownika łącza HVDC LCC w warunkach obniżonej mocy zwarciowej wiąże się przede wszystkim z problemami z występowaniem przewrotów komutacyjnych. Są to problemy natury dynamicznej, których analiza wymaga symulacji możliwie dokładnego modelu trójfazowego w programie klasy EMTP (program do analiz zjawisk elektromagnetycznych). Zagadnienie to szerzej omówiono w dalszej części referatu.

Niska moc zwarciowa sprzyja również uwidocznieniu interakcji do jakich dochodzi pomiędzy układem HVDC a systemem AC. Podłożem interakcji jest wpływ pracy układu LCC HVDC na warunki napięciowe w stacjach przekształtnikowych łącza. Ponieważ układ VSC HVDC ma możliwość regulacji napięcia w systemie AC a tym samym będzie brał udział w omawianej interakcji, temat ten przybliżono poniżej.

Interakcję pomiędzy systemem DC i AC w stanach ustalonych można analizować przy wykorzystaniu krzywych maksymalnych mocy (MPC) [4]. Krzywa MPC obrazuje jak bardzo może wzrosnąć prąd DC do momentu, w którym dalszy wzrost prądu nie pociąga za sobą zwiększenia mocy przesyłanej łączem. Taki punkt pracy systemu określany jest mianem maksymalnej osiągalnej mocy (MAP), a jego przekroczenie oznacza pracę w obszarze niestabilnym. Mechanizm utraty stabilności jest następujący - obniżenie napięcia AC po stronie falownika spowoduje zmniejszenie napięcia DC w obwodzie prądu stałego. Podstawowy tryb pracy prostownika w stanach normalnych to regulacja przesyłanej mocy czynnej  $P_{dc}$ , zatem sposobem na przywrócenie mocy  $P_{dc}$  będzie zwiększenie prądu DC w łączu. Większy prąd DC to zwiększony pobór mocy biernej przez przekształtnik, co prowadzi do dalszego obniżania napięcia po stronie AC. Jeżeli ta zmiana nie zostanie skompensowana lub łącze nie zmieni trybu pracy, to cykl będzie się powtarzał do momentu całkowitego zatrzymania układu.

Powyżej opisany mechanizm interakcji pomiędzy układem LCC HVDC a systemem AC można przerwać. Gdy dochodzi do obniżenia napięcia w obwodzie DC (typowe wartości to  $U_{dc} < 0,75 \div 0,85$  pu) prostownik powinien przejść z regulacji mocy do regulacji prądu  $I_{dc}$ . Takie warunki pracy ( $I_{dc} = \text{const}$ ) są korzystniejsze z punktu widzenia zmniejszenia zagrożeń utraty stabilności napięciowej w porównaniu z pracą



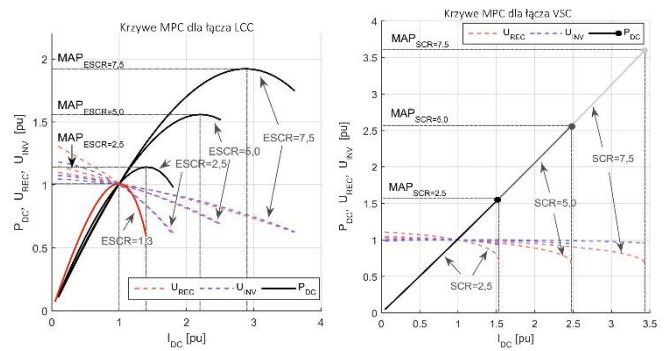
$P_{dc} = \text{const}$ . Falownik w stanach normalnych i wysokiej wartości ESCR<sup>1</sup> zazwyczaj pracuje z kryterium minimum kąta wyprzedzenia wyłączania falownika (min.  $\gamma$ ). W warunkach niskiej wartości ESCR po stronie falownika regulacja według kryterium min.  $\gamma$  nie zapewnia stabilnej pracy układu po zaburzeniu. W takich warunkach pracy, lepsze właściwości uzyskuje się gdy regulacja odbywa się według kryterium stałego napięcia w obwodzie prądu stałego ( $U_{dc} = \text{const}$ ).

Należy zaznaczyć, że osiągnięcie poziomu MAP w realnych warunkach pracy może nie być możliwe, gdyż odpowiadający mu prąd DC może być zbyt duży lub napięcie AC będzie tak niskie, że zadziałają odpowiednie zabezpieczenia. Niemniej krzywe MPC znajdują zastosowanie jako narzędzie planistyczne lub teoretyczno-analityczne.

Krzywe MPC dla łącza HVDC LCC pracującego w trybie regulacji mocy (prostownik) i kąta gamma (falownik) dla trzech wielkości mocy zwarciowej zmienianej po obu stronach łącza przedstawiono na rysunku 1. Pokazano również zmiany napięć na zaciskach prostownika i falownika (linie przerywane). W warunkach niskiej mocy zwarciowej (ESCR = 2,5) wartość MAP jest niewiele większa niż moc znamionowa (MAP = 1,14 pu,  $I_{MAP} = 1,4$  pu). Blisko dwukrotny wzrost mocy zwarciowej powoduje wzrost MAP zaledwie o 0,42 pu. Dodatkowo pokazano, że spadek mocy zwarciowej do poziomu odpowiadającemu ESCR = 1,3 spowoduje, że moc znamionowa będzie odpowiadała poziomowi MAP. Praca układu w takich warunkach i przy jeszcze niższej mocy zwarciowej wymaga zmian trybu regulacji zgodnie z opisem powyżej.

Uwarunkowania dla pracy układów VSC HVDC w warunkach obniżonej mocy zwarciowej są co do zasady podobne [5], tj. wartość MAP również zależy od współczynnika ESCR i kąta impedancji sieci w miejscu przyłączenia oraz od trybu pracy przekształtnika. Na rysunku 1 przedstawiono krzywe MPC dla układu VSC, w którym w celu miarodajnego porównania z układem LCC założono, że przekształtniki pracują w trybie regulacji mocy biernej w PCC z zadaną wartością równą zero. Z porównania wynika, że w tych samych warunkach systemowych łączem klasy VSC można bezpiecznie przesyłać moc na większym poziomie, a różnica jest tym większa, im większa jest moc zwarciowa. W praktyce przekształtniki rzadko kiedy pracują ze stałą mocą bierną, gdyż wykorzystywany jest tryb regulacji napięcia w PCC oferowany przez przekształtniki napięciowe, co istotnie zwiększa możliwości przesyłu mocy. Regulacja napięcia w węzle sprawia, że ma on charakter zbliżony do idealnego źródła napięciowego. Wówczas liniowa charakterystyka MPC dla układu VSC będzie ograniczona przede wszystkim parametrami znamionowymi obwodów pierwotnych, które mają swoje odbicie w charakterystyce PQ przekształtnika i maksymalnym poziomie napięcia AC po stronie przekształtnika. Zapasy stabilności są tak duże w porównaniu z układami LCC HVDC pracującymi w takich samych warunkach, że zazwyczaj przyjęło się pomijać wielkość mocy zwarciowej jako kryterium pracy tych układów.

Jednak również w tym przypadku jakość regulacji zależy od mocy zwarciowej.

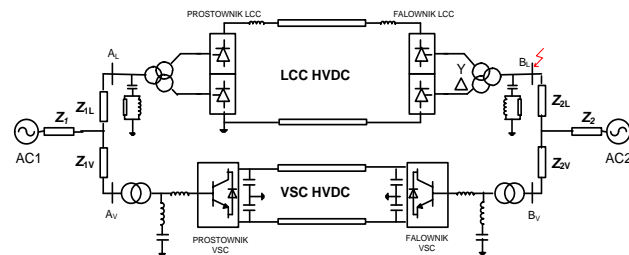


Rys. 1. Porównanie krzywych MPC dla łącza LCC HVDC i VSC HVDC dla tych samych poziomów mocy zwarciowej

### 3. RÓWNOLEGLA PRACA UKŁADÓW LCC HVDC I VSC HVDC

#### 3.1. Analizy statyczne

Równoległą pracę układów przebadano w oparciu o model przedstawiony na rysunku 2, w którym moc zwarciową oraz odległość pomiędzy falownikami kształtowano poprzez zmianę opisanych impedancji. Przebadano warianty sztywności sieci odpowiadające współczynnikowi ESCR równemu 2,5, 5 i 7,5 oraz trzy warianty dystansu dzielącego stacje falownikowe: 2 km, 100 km i 200 km. Założono pracę obu przekształtników łącza VSC HVDC w trybie regulacji napięcia. Prostownik VSC regulował moc czynną, falownik VSC napięcie DC.



Rys. 2. Schemat równoległe pracujących układów LCC HVDC oraz VSC HVDC

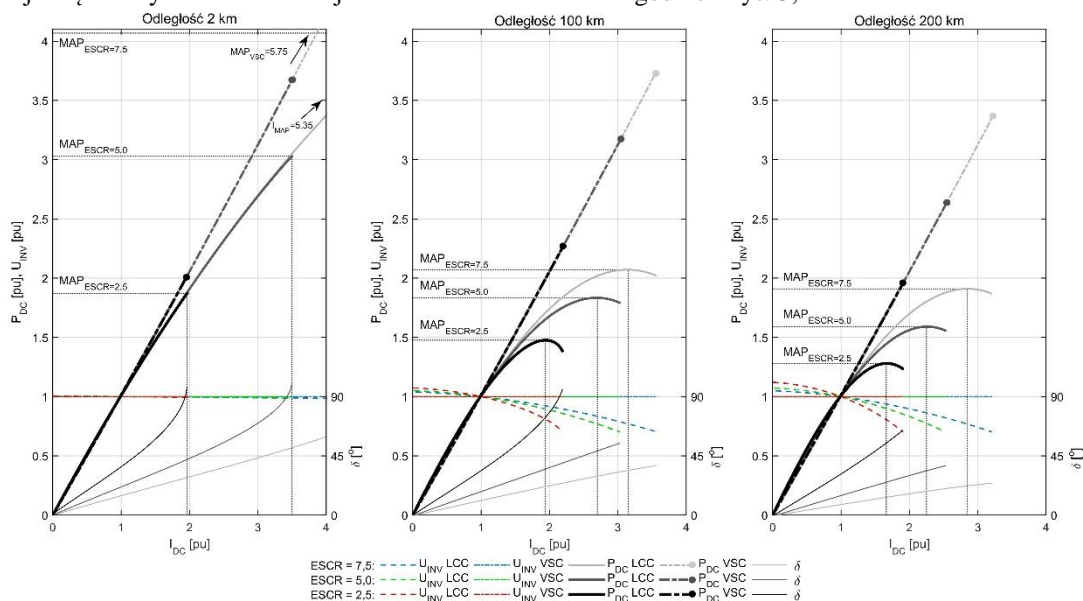
Poniżej przedstawiono wyniki analiz statycznych w postaci krzywych MPC. Konstruowano je przy założeniu równomiernego wzrostu prądu DC w obu układach. Po stronie systemu AC1 zamodelowano dużą moc zwarciową odpowiadającą ESCR = 15 przy wykorzystaniu impedancji  $Z_{IL}$  i  $Z_{IV}$ ; impedancję  $Z_I$  pozostawiono zerową, co praktycznie eliminuje wzajemny wpływ przekształtników po stronie prostowników. Dokonane analizy wykazały poprawę warunków funkcjonowania łącza LCC HVDC w stanach ustalonych, w szczególności:

- Poprawa jest tym większa im bliżej układ VSC jest zlokalizowany względem układu LCC.
- W wariantcie tej samej lokalizacji powstaje możliwość wprowadzenia do systemu dużo większej mocy; poziom MAP układu LCC HVDC jest zdecydowanie wyżej (por. rys. 1) i to przy równoległej pracy w tej samej lokalizacji układu VSC. Dokładna analiza krzywych dla tego wariantu (rys. 3) wskazuje na zmianę ich charakteru, bowiem poziom MAP osiągany jest nie poprzez kryterium stabilności napięciowej, a kątowej

<sup>1</sup> ESCR - Effective Short Circuit Ratio - stosunek mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia układu HVDC pomniejszony o moc znamionową filtrów i baterii kondensatorów do mocy znamionowej układu

(charakter i wielkość zmian kąta mocy zobrazowanego w dolnej części wykresów wskazuje na możliwość

utruty równowagi statycznej). Należy zauważyć, że zgodnie z rys. 3, niezależnie



Rys. 3. Krzywe MPC dla pracy równoległej układu LCC HVDC i VSC HVDC

od odległości, punkt odpowiadający mocy znamionowej obu układów pracujących równolegle jest stabilny. Gdyby założyć pracę dwóch układów LCC HVDC, to wówczas ESCR takiego układu równoległego wynosiłoby 1,0, co zgodnie z rysunkiem 1 byłoby wariantem niestabilnym pracy w trybie regulacji mocy (krytyczne  $ESCR = 1,3$ ).

- Podobny charakter zmian obserwuje się w przypadku oddalenia obu układów. W wariantcie 100 km wciąż odczuwalne jest wsparcie systemu poprzez regulację napięcia przez przekształtnik VSC, choć na mniejszym poziomie. Przy niskiej mocy zwarciowej widoczny jest wpływ obu kryteriów na załamanie krzywej MPC. Dla wyższych mocy zwarciowych krzywe MPC dla układu LCC HVDC mają charakterystyczny kształt, co świadczy o mniejszym korzystnym wpływie układu VSC.
- Nawet w przypadku dużego oddalenia układów (200 km) widoczna jest poprawa warunków pracy układu LCC HVDC.

### 3.2. Praca w stanach zakłóceń

Modele i parametry układów sterowania łączem LCC HVDC przyjęte w niniejszej pracy korzystają z danych o połączeniu Polska-Szwecja (SwePol) zawartych między innymi w [6],[7]. Moc znamionowa układu to 600 MW, długość połączenia kablowego to około 250 km na napięciu 450 kV. Dla układu VSC HVDC opracowano model o identycznej mocy znamionowej (600 MW) i długości połączenia kablowego (250 km) ale na napięciu  $\pm 320$  kV. Odwzorowano łącze oparte o dwupoziomowy przekształtnik napięcia z modulacją PWM i regulacją prądu w wirującym układzie odniesienia  $dq$  wykorzystującą regulatory PI.

Dostosowanie parametrów i trybu sterowania łączem LCC HVDC pozwoliło na stabilną pracę w warunkach znamionowych przy mocy zwarciowej na szynach równej 1800 MVA, co odpowiada wartości ESCR 2,5. Wymagana była analiza i dostosowanie nastaw układu regulatorów PI, w tym regulatorów pętli fazowej PLL (*Phase Locked Loop*). Jako kryterium stabilnej dla łącza LCC HVDC pracy przyjęto brak wielokrotnych przewrotów komutacyjnych i płynny

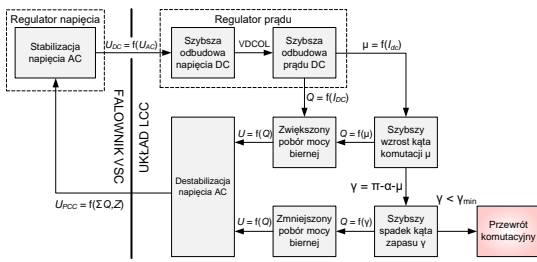
powrót do stanu sprzed zaburzenia po wystąpieniu zwarcia jednofazowego w sieci 400 kV po stronie falownika na szynach  $B_L$  (rys.1). Odpowiednie przebiegi dla pracy samodzielnej układów przedstawiono w [11], praca równoległa układów LCC HVDC i VSC HVDC została opisana poniżej.

W wariantcie niskiej mocy zwarciowej ( $ESCR=2,5$ ) najbardziej istotne znaczenie dla poprawnej pracy układów, w szczególności gdy przekształtniki zlokalizowane są blisko siebie, posiadają następujące elementy:

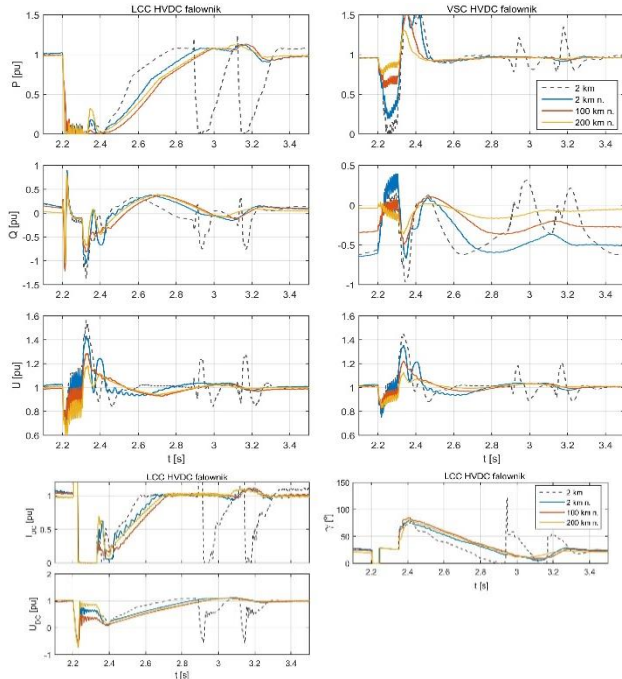
- a) Pętla fazowa - podobnie jak dla pracy indywidualnej układów, w pracy równoległej przy niskiej mocy zwarciowej należy dostosować parametry układu PLL do warunków sieciowych [10]. Zbyt szybki układ (duże wzmocnienie, mała stała czasowa) może prowadzić do niestabilności i negatywnej interakcji układów.
- b) Układ regulacji napięcia falownika łącza VSC HVDC - analogiczny problem dotyczy układu regulacji napięcia. Przyjęte kryterium pojedynczego przewrotu komutacyjnego w założonych warunkach sieciowych możliwe było do spełnienia dopiero po zmianie nastaw regulatora napięcia falownika łącza VSC HVDC.

Z porównania przebiegów dla dwóch zestawów nastaw przedstawionych na rysunku 5 wynika, że zbyt szybka regulacja napięcia przez falownik łącza VDC HVDC może utrudnić proces powrotu układu LCC HVDC do warunków znamionowych po zakłóceniu. Dochodzi do niekorzystnej interakcji pomiędzy regulatorem prądu łącza LCC HVDC, a regulatorem napięcia układu VSC. Charakterystyka interakcji jest następująca. Regulator napięcia poprzez stabilizację napięcia przemiennego przyczynia się do szybszej odbudowy napięcia DC w układzie LCC. Dzięki temu układ VDCOL warunkujący wartość zadaną prądu DC wcześniej dopuszcza wyższe wartości zadane prądu, co zwiększa pobór mocy biernej przez przekształtnik tyrystorowy. Na skutek tego oraz przy napięciu DC wciąż poniżej wartości znamionowej ulega zwiększeniu kąt komutacji  $\mu$  i zmniejszeniu kąt zapasu  $\gamma$ . Oba te kąty mają wpływ na wartość mocy biernej pobieranej przez przekształtnik, a zatem i na przebieg napięcia na szynach stacji falownika układu LCC. Jak pokazano na poniższych symulacjach, w skrajnym

przypadku może dojść do takiego zaniżenia kąta zapasu, że wystąpi kolejny przewrót komutacyjny. Schematycznie proces ten przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Mechanizm interakcji pomiędzy układami HVDC



Rys. 5. Praca równoległa układów: odpowiedź na zwarcie jednofazowe usunięte z czasem 100 ms dla  $ESCR = 2,5$ ;  $P$ ,  $Q$ ,  $U$ : moc czynna i bierna oraz napięcie mierzone na szynach  $B_L$  i  $B_V$  (przyjęto dodatni znak mocy biernej pojemnościowej); linią przerywaną oznaczono przebiegi dla nastaw regulatora falownika układu VSC HVDC dla wysokiego  $ESCR$ ; symbolem „n” oznaczono przebiegi dla nastaw dla niskiego  $ESCR$

#### 4. PODSUMOWANIE

Interakcja pomiędzy układem LCC HVDC, który podczas procesu powrotu do znamionowych warunków pracy po wystąpieniu przewrotu komutacyjnego zwiększa pobór

mocy biernej, a systemem AC (wraz z filtrami i bateriami kondensatorów w stacji przekształtnikowej), z którego ta moc jest dosyłana, jest przez przekształtnik VSC zmieniana.

Im bliżej siebie zlokalizowane są oba przekształtniki, tym udział przekształtnika VSC w omawianej interakcji jest większy. W przypadku niskich mocy zwarciovych intensywność udziału może być na tyle duża, że ponowna analiza i dobór parametrów układu regulacji napięcia przekształtnika VSC mogą okazać się niezbędne. W warunkach normalnej mocy zwarciowej falownik VSC potrafi usprawnić proces powrotu do pracy układu LCC HVDC po zakłóceniach, natomiast w warunkach obniżonej mocy zwarciowej może ten proces utrudniać.

#### 5. BIBLIOGRAFIA

1. Praca zbiorowa: Systems With Multiple DC Infeed, CIGRE, Raport 364, WG B4-41, 2008.
2. Rauhala T., Laasonen M., Kilter J.: Coordination and management of impact of EstLink 2 transmission testing on electricity markets, power system operations and system technical performance, Konferencja CIGRE, Paryż 2016.
3. Midsund T., et al.: Experience from a bipolar HVDC system with a Voltage Source Converter and a Line Commutating Converter, Konferencja CIGRE, Paryż 2016.
4. Praca zbiorowa: Guide for planning DC links terminating at AC systems locations having low short-circuit capacities. PART I: AC/DC interaction phenomena, CIGRE, Raport 68, CIGRE WG 14.07.
5. Zhou J.Z., Gole A.M.: Rationalisation and validation of DC power transfer limits for voltage sourced converter based high voltage DC transmission, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, nr 6, s. 1327–1335, 2016.
6. Kosmecki M.: Praca układu przesyłowego prądu stałego (HVDC) w warunkach obniżonej mocy zwarciowej, Konferencja APE'09, Jurata 2009.
7. Madajewski K.: Modele dynamiczne systemu elektroenergetycznego do badania układów przesyłowych prądu stałego, Prace Instytutu Energetyki, zeszyt 25, Warszawa 2003.
8. Vardikar M., et al.: AC-DC Interaction Study for Upcoming  $\pm 800$ kV, 3000MW Champa Kurukshetra HVD Link, referat nr B4-110, CIGRE 2016, Paryż.
9. De Simone M., et al.: Commutation failures mitigation in multi-infeed network with high renewable, referat nr B4-125, CIGRE 2016, Paryż.
10. Zhou J. Z., Ding H., Fan S., Zhang Y., Gole A. M.: Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29, no. 5, s. 2287–2296, Oct. 2014.
11. Kosmecki M., Madajewski K.: Wybrane aspekty interakcji układów przesyłowych prądu stałego w technologii tyrystorowej (LCC HVDC) i tranzystorowej (VSC HVDC), Acta Energetica, Konferencja APE'17, w druku.

### INTERACTION BETWEEN HVDC LINKS IN LOW SHORT CIRCUIT POWER CONDITIONS

This paper describes the results of an analysis of selected problems in the parallel operation of two HVDC systems based on different technologies, namely Line Commutated Converter (LCC HVDC) and Voltage Source Converter (VSC HVDC). Using Maximum Power Curves (MPC) technique it is shown that the parallel operation of the two systems in low short circuit power conditions is possible where a single LCC HVDC scheme of equivalent rated power would fail to operate stably in constant power mode. However, the prerequisite for such operation is active AC voltage control offered by the VSC inverter. It is also shown that the positive influence of the VSC converter is noticeable if the two inverters are a considerable distance apart (e.g. 100 or 200 km). On the other hand, EMTF simulations reveal also adverse effects of the mutual influence, particularly apparent in low  $ESCR$  systems where the so-called voltage and power instability problem of the AC/DC systems is be more evident. This phenomenon is the basic cause of the undesirable interaction between the LCC HVDC and VSC HVDC resulting in more difficult return to nominal operating conditions after a commutation failure in the LCC system. The proposed and demonstrated solution is to tune down the PLL and voltage controller gains in order to make the overall system less stiff.

**Keywords:** HVDC, Maximum Power Curve, multi-infeed system, interaction.



## PROCES ZMIANY SPRZEDAWCY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

Rafał LANGOWSKI

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, tel.: 58 347 6329, e-mail: rafal.langowski1@pg.gda.pl

**Streszczenie:** Ostatnie kilkanaście lat w polskiej energetyce to okres dynamicznych zmian. Jednym z istotnych przykładów tych przemian jest liberalizacja rynku energii. Wprowadzone, w krajowej energetyce, mechanizmy rynku konkurencyjnego umożliwiają odbiorcom energii m.in. swobodny wybór sprzedawcy energii elektrycznej w formule TPA. W artykule przedstawiony został proces zmiany sprzedawcy bazujący na generalnej umowie dystrybucji (GUD). W trakcie prezentacji, odniesiono się do wszystkich istotnych regulacji mających zastosowanie do poruszanych kwestii. Ponadto, w końcowej części zaprezentowano złożone sytuacje mogące pojawić się w trakcie realizacji procesu np. brak skutecznego rozwiązania umowy z dotychczasowym sprzedawcą oraz ich konsekwencje dla wszystkich stron procesu.

**Słowa kluczowe:** generalne umowy dystrybucji, proces zmiany sprzedawcy energii, rynek energii elektrycznej, zasada TPA.

### 1. WSTĘP

W strukturze polskiego rynku energii elektrycznej wyróżnia się dwa podstawowe poziomy: hurtowy i detaliczny [1]. Typowy odbiorca energii to uczestnik rynku detalicznego (URD), który korzystając z energii elektrycznej dokonuje zarówno zakupu energii (towaru) jak i usługi jej dystrybucji (transportu). Pierwszy z nich, dla wszystkich odbiorców, począwszy od 01.07.2007 roku odbywa się w warunkach konkurencyjnych [2]. Natomiast w zakresie dystrybucji energii odbiorca korzysta z usług podmiotu, do którego sieci fizycznie przyłączone są jego urządzenia lub instalacje lub sieci (popularnie nazywane obiektami) [3]. W związku z tym, odbiorca w zakresie zakupu energii związany jest z jej sprzedawcą (podmiotem posiadającym koncesję na obrót energią - OEE) umową sprzedaży energii (USE). Natomiast w oparciu o umowę o świadczenie usług dystrybucji (UŚUD) dokonuje zakupu transportu od podmiotu posiadającego koncesję na dystrybucję energii - DEE (dystrybutora). Należy dodać, iż pod tym pojęciem w publikacji rozumiany jest zarówno operator systemu dystrybucyjnego (OSD) jak i przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję DEE, które nie ustanowiło jeszcze operatorstwa na swoich sieciach. Warto dodać, iż polskie prawodawstwo np. [4] dopuszcza jeszcze możliwość świadczenia usługi kompleksowej obejmującej sprzedaż energii wraz z jej dystrybucją. Rozliczenia takiej usługi odbywają się w oparciu o zawartą pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą umowę kompleksową (UK), której „niejawną” stroną jest również dystrybutor. Jednakże w tej sytuacji odbiorca kompleksowo rozlicza się ze sprzedawcą a kwestia rozliczenia usługi dystrybucji odbywa się już bez jego udziału, pomiędzy ww. podmiotami. Zatem, zmiana sprzedawcy energii związana jest przede wszystkim ze zmianą postanowień USE lub UK w części sprzedażowej. Uszczegóławiając, pojęcie zmiany sprzedawcy energii

elektrycznej odnosi się tylko i wyłącznie do zmiany przez odbiorcę podmiotu prowadzącego sprzedaż energii a po dokonaniu takiej zmiany, w zakresie dystrybucji energii, odbiorca nadal będzie obsługiwany przez tego samego dystrybutora.

### 2. ZMIANA SPRZEDAWCY ENERGII

Konkurencyjny rynek energii elektrycznej funkcjonuje w Polsce od 01.07.2007 roku. Zatem, wydawałoby się, iż zmiana sprzedawcy energii jest już tematem powszechnie znanym. Niestety aktualny stan wiedzy w społeczeństwie dotyczący tego zagadnienia, szczególnie wśród odbiorców indywidualnych (odbiorców w gospodarstwach domowych) oraz małych i średnich przedsiębiorców (odbiorcy w grupach taryfowych C1x) jest wciąż na niezadowolającym poziomie. W zgodnej opinii wielu ekspertów np. [5], nadal niezbędnym jest prowadzenie kampanii informacyjnych na rzecz szeroko pojętej edukacji energetycznej. Potwierdza to szereg badań realizowanych na zlecenie np. instytucji związanych z rynkiem energii, takich jak: Agencja Rynku Energii (ARE) lub Towarzystwo Obrotu Energią (TOE). Naturalnie sytuacja ta sukcesywnie ulega poprawie dzięki m.in. akcjom informacyjnym realizowanym np. przez: Urząd Regulacji Energetyki (URE) lub TOE [6], ale nadal wiele pozostaje do zrobienia.

Zmiana sprzedawcy dokonywana jest przez dystrybutora na wniosek sprzedawcy i odbiorcy, którzy porozumieili się i zawarli USE lub UK, a sama w sobie sprowadza się do zbioru działań określanych jako proces lub procedura zmiany sprzedawcy. W oparciu o informacje dotyczące procedury zmiany sprzedawcy zawarte w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych (IRiESD) OSD, proces zmiany sprzedawcy można zdefiniować następująco [3]:

Proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej - jest to zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) oraz sprzedawcę zgłoszenia (powiadomienia o zawarciu) USE lub UK, który w konsekwencji podjętych przez dystrybutora prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę lub w przypadku niespełnienia warunków koniecznych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz wybranemu przez niego sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.

Zatem, kluczowy wpływ na zmianę sprzedawcy energii mają regulujące to zagadnienie, obowiązujące dokumenty prawne. Ogół najbardziej istotnych z tych dokumentów obejmuje zarówno regulacje krajowe jak i unijne. Jednym z takich dokumentów jest dyrektywa [7], która zastąpiła

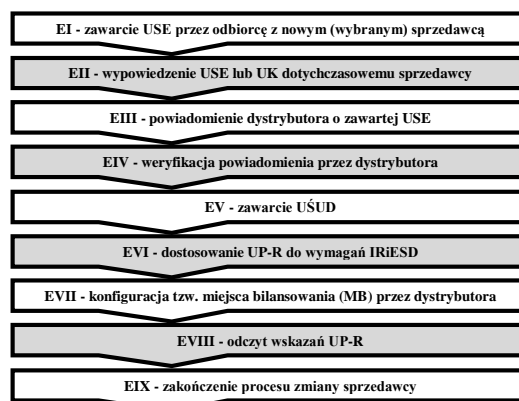
dyrektywę [2]. Kluczowe zapisy tej dyrektywy zostały przeniesione na grunt polskiego prawodawstwa poprzez ich implementację w [4] oraz w determinowanych przez nią następujących dokumentach: rozporządzenie [8], instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP) oraz IRiESD. Ponadto, na zmianę sprzedawcy istotnie wpływają wspomniane już GUD (a w przypadku rozważania UK - generalne umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej - GUD-k). Regulują one przede wszystkim warunki wzajemnej współpracy pomiędzy sprzedawcą a dystrybutorem oraz określają prawa i obowiązki stron. Zatem, aby zawarte USE mogły wejść w życie niezbędnym jest zawarcie GUD i analogicznie w przypadku UK zawarcie GUD-k. W dalszej części niniejszej publikacji przedstawiony zostanie proces zmiany sprzedawcy energii bazujący na GUD (wybór sprzedawcy w oparciu o USE), zatem tematyka GUD-k nie będzie dalej podejmowana. Co do zasady GUD zawierane są w oparciu o swobodę zawierania umów. Zatem, ostateczny kształt poszczególnych zapisów jest wynikiem negocjacji pomiędzy sprzedawcą a dystrybutorem. Przy czym, w celu usprawnienia tego procesu, w grudniu 2009 roku pojawiła się rekomendacja Prezesa URE do stosowania, opracowanego wspólnie przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) i TOE, wzorca GUD. Wzorec ten stanowi co najmniej dobrą bazę do rozpoczęcia negocjacji pomiędzy stronami zainteresowanymi zawarciem GUD, a powszechność jego wykorzystania potwierdzają informacje zawarte w [5]. W związku z tym, powołując się w dalszej części publikacji na zapisy GUD właśnie ww. wzorec będzie przywoływany. Wyżej wymienione regulacje, w adekwatny sposób w stosunku do podjętej tematyki, zostały przedstawione w [3]. W niniejszej artykule, z uwagi na bezpośredni wpływ na kształtowanie przebiegu procesu zmiany sprzedawcy, jedynie zapisy IRiESD oraz wzorca GUD zostaną bliżej prześledzone.

### 3. PROCES ZMIANY SPRZEDAWCY ENERGII

Przedstawiony w niniejszej sekcji proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej bazuje na wzorcu GUD oraz zapisach IRiESD największych OSD. Zgodnie z [5] do grupy tej zaliczani są OSD: Enea Operator Sp. z o.o., Energa-Operator S.A., PGE Dystrybucja S.A., innogy Stoen Operator Sp. z o.o. i TAURON Dystrybucja S.A. W związku z tym, omawiany proces został uogólniony i w praktyce należy wziąć pod uwagę różnice występujące pomiędzy dystrybutorami, szczególnie nienależącymi do wspomnianej grupy [3]. Ponadto, zaprezentowana procedura jest procesem aktualnie obowiązującym. Należy w tym miejscu dodać, iż obowiązujące IRiESD zawierają już załączniki, które przemodelują ten proces. Stanie się tak w momencie wdrożenia Centralnego Systemu Wymiany Informacji (CSWI) opartego na międzynarodowym standardzie ebIX [9]. Prace związane z CSWI realizowane są pod patronatem PTPiREE, jednakże trudno wskazać datę jego wdrożenia. A wydaje się, iż taka implementacja byłaby bardzo pożądana, gdyż stanowiłaby standaryzację zarówno samego procesu jak i po-procesowej obsługi odbiorców. Te niezwykle istotne zagadnienia, wykraczające poza ramy artykułu, zostały częściowo poruszone w [3]. Warto dodać, iż analiza zapisów ww. załączników wskazuje, że dojdzie raczej do korekty przebiegu procesu, niż do jego rewolucji.

Proces zmiany sprzedawcy może być realizowany albo dla pierwszej, albo dla kolejnej zmiany, albo w sytuacji posiadania przez odbiorcę umów rozdzielonych (odrębnych

umów na sprzedaż i dystrybucję energii) bez wcześniejszej zmiany sprzedawcy. Sam proces bazujący na GUD można podzielić na dziewięć etapów zilustrowanych na rysunku 1.



Rys. 1. Przebieg procesu zmiany sprzedawcy bazującego na GUD

**EI. Zawarcie USE przez odbiorcę z nowym (wybranym) sprzedawcą.** USE z nowym sprzedawcą powinna zostać zawarta przed rozwiązaniem USE lub UK z dotychczasowym sprzedawcą. Ponadto, powinna ona wejść w życie od następnego dnia po zakończeniu obowiązywania dotychczasowej USE lub UK. Gwarantuje to z jednej strony ciągłość sprzedaży, a z drugiej zapobiega sytuacji obowiązywania „podwójnych umów” a w konsekwencji „podwójnego fakturowania”.

**EII. Wypowiedzenie USE lub UK dotychczasowemu sprzedawcy.** Powszechnie etap ten realizowany jest w imieniu odbiorcy przez wybranego przez niego sprzedawcę. Naturalnie postępowanie takie wymaga udzielenia przez odbiorcę, nowemu sprzedawcy stosownego pełnomocnictwa.

**EIII. Powiadomienie dystrybutora o zawartej USE.** Etap ten obejmuje powiadomienie dystrybutora o zawarciu USE oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży zarówno przez nowego sprzedawcę jak i odbiorcę. Powiadomienie musi zostać złożone nie później niż 21 dni przed planowanym terminem wejścia w życie USE. W przeważającej większości przypadków odbiorca udziela wybranemu sprzedawcy upoważnienia do tej czynności, w związku z czym etap ten realizowany jest kompleksowo przez nowego sprzedawcę.

**EIV. Weryfikacja powiadomienia przez dystrybutora.** Dystrybutor w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych licząc od dnia otrzymania powiadomienia dokonuje jego weryfikacji oraz informuje podmiot/y, który/e je przedłożył/li o wyniku weryfikacji. Wynik weryfikacji może być albo pozytywny, albo negatywny, albo dystrybutor wskazuje braki lub błędy formalne, które wymagają uzupełnienia.

**EV. Zawarcie UŚUD.** W sytuacji rozwiązania UK z dotychczasowym sprzedawcą (typowo pierwsza zmiana sprzedawcy) odbiorca, oprócz zawarcia USE z nowym sprzedawcą musi zawrzeć UŚUD z dystrybutorem. Podobnie jak w przypadku etapów II i III, czynność tę w imieniu odbiorcy, w oparciu o stosowne pełnomocnictwo, może zrealizować nowy sprzedawca. Należy podkreślić, iż co do zasady odbiorca powinien mieć zawartą UŚUD w dniu złożenia powiadomienia o zawartej USE.

**EVI. Dostosowanie UP-R do wymagań IRiESD.** Obowiązek dostosowania UP-R do wymagań IRiESD spoczywa na jego właścicielu. Szczegółowo zagadnienie to zostało przedstawione w [3]. Warto dodać, iż w zależności od dystrybutora brak dostosowania UP-R do wymagań IRiESD



przez odbiorcę na dzień weryfikacji powiadomienia skutkuje albo negatywną, albo pozytywną jego weryfikacją z zastrzeżeniem, iż do dnia zmiany sprzedawcy UP-R musi zostać dostosowany. Jeśli warunek ten nie zostanie spełniony nastąpi przerwanie procesu przez dystrybutora.

**EVII. Konfiguracja tzw. miejsca bilansowania (MB) przez dystrybutora.** Jest to techniczny etap, w którym dystrybutor przyporządkowuje dany punkt poboru energii (PPE) (dla którego powiadomienie zostało ostatecznie zweryfikowane pozytywnie) do właściwego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).

**EVIII. Odczyt wskazań UP-R.** Odczyt wskazań UP-R wykonywany jest przez dystrybutora z maksymalnie pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem w stosunku do daty zmiany sprzedawcy. Dodatkowo, dla odbiorców, których obiekty przyłączone są do sieci o napięciu do 1 kV dystrybutor może ustalić wskazania UP-R w oparciu o przekazany odczyt przez odbiorcę lub odpowiednio wykonany szacunek [3].

**EIX. Zakończenie procesu zmiany sprzedawcy.** Etap ten kończy proces zmiany sprzedawcy. Następuje w nim przekazanie przez dystrybutora odbiorcy i nowemu sprzedawcy informacji o przyjęciu do realizacji USE. Skutkuje to rozpoczęciem sprzedaży energii odbiorcy przez wybranego przez niego sprzedawcę.

Powyższy opis wskazuje na znaczny stopień skomplikowania przebiegu procesu zmiany sprzedawcy. Ponadto, jak już wspomniano, przebieg ten może różnić się na obszarach poszczególnych OSD (np. niektóre etapy mogą zostać zgrupowane przez dystrybutora). Warto również zwrócić uwagę na znaczną liczbę danych przekazywanych w trakcie procesu. Powoduje to, iż stosunkowo łatwo o pomyłkę w trakcie realizacji procesu. A konsekwencje takich błędów mogą być bardzo poważne (sekcja 4). Zatem, zasadnym wydaje się zarówno ujednoczenie jak i uproszczenie procesu. Odpowiedzią na te postulaty mogą być wspomniane prace realizowane w ramach CSWI. Jednakże, w opinii autora, warto również pochylić się nad długo oczekiwaną nowelizacją [8], w której zgodnie z [4] powinna znaleźć się obowiązująca na terenie całego kraju procedura zmiany sprzedawcy.

#### 4. REALIZACJA PROCESU - ZŁOŻONE SYTUACJE

W niniejszej sekcji zostaną przedstawione przykłady zawiłych sytuacji, które mogą się pojawić w trakcie realizacji procesu zmiany sprzedawcy. Mogą mieć one pejoratywne skutki dla wszystkich stron procesu a zwłaszcza dla odbiorcy. Warto dodać, iż ewentualne problemy odbiorcy związane ze zmianą sprzedawcy zarówno negatywnie rzutują na wizerunek nowego sprzedawcy jak i pogłębiają wrażenie znacznego stopnia skomplikowania samego procesu.

**I.** Dotychczasowy sprzedawca nie zgodził się na rozwiązanie, we wskazanym terminie, USE lub UK w wyniku złożonego wypowiedzenia (EII). Stanowisko dotychczasowego sprzedawcy jest rezultatem błędu w złożonym wypowiedzeniu w postaci np.: braku możliwości jednoznacznego zidentyfikowania PPE, wskazania błędnego okresu wypowiedzenia USE lub UK, błędnego oznaczenia odbiorcy, itp. Typowo, równocześnie z powyższym działaniem, zostało złożone powiadomienie o zawartej USE (EIII). Zatem, zgodnie z przebiegiem procesu, dystrybutor przystępuje do jego weryfikacji (EIV). Jeżeli wynik weryfikacji będzie pozytywny, wówczas odbiorca zostaje narażony na podwójne fakturowanie. Uszczegóławiając,

proces zmiany sprzedawcy zostanie przeprowadzony przez dystrybutora, co oznacza, że w życie wejdzie USE z nowym sprzedawcą oraz UŚUD. Równocześnie z tymi umowami będzie obowiązywała umowa z dotychczasowym sprzedawcą. W związku z tym, odbiorca będzie fakturowany za sprzedaż energii zarówno przez nowego jak i dotychczasowego sprzedawcę. Co więcej, również usługa dystrybucji może być podwójnie fakturowana. Rozwiązanie tego typu sytuacji jest niezwykle skomplikowane i w dużej mierze zależy od dobrej woli sprzedawców i dystrybutora. Wynika to z faktu, iż obecnie brak regulacji prawnych określających sposób postępowania w takich okolicznościach. Naturalnie, jeżeli opisana sytuacja jest wynikiem błędu popełnionego przez nowego sprzedawcę, odbiorca może domagać się od niego zadośćuczynienia. Zatem, oprócz strat wizerunkowych sprzedawca naraża się również na straty finansowe. Podobne konsekwencje sprzedawca może odczuć w sytuacji, gdy wynik weryfikacji powiadomienia będzie negatywny. Konsekwencją będzie przerwanie procesu skutkujące opóźnieniem w rozpoczęciu sprzedaży energii. Jednakże wariant ten nie będzie skutkowało podwójnym fakturowaniem odbiorcy, gdyż do zmiany sprzedawcy nie dojdzie.

**II.** Dystrybutor dokonał negatywnej weryfikacji złożonego powiadomienia o zawartej USE. Stanowisko to jest rezultatem błędu w powiadomieniu, w postaci np.: braku możliwości jednoznacznego zidentyfikowania PPE, błędnego oznaczenia odbiorcy, błędnych danych PPE, itp. Typowo, równocześnie z powyższym działaniem, zostało złożone wypowiedzenie dotychczasowej USE lub UK. Jeżeli wypowiedzenie zostanie przyjęte przez dotychczasowego sprzedawcę, wówczas odbiorca zostaje narażony na wstrzymanie dostarczania energii przez dystrybutora lub rezerwową sprzedaż energii. Pierwsza z możliwości nastąpi, gdy rozwiązana zostanie UK. Będzie ona wynikała z faktu, iż odbiorca nie będzie posiadał żadnej umowy w zakresie sprzedaży energii. Warto dodać, że może pojawić się tutaj również inna ewentualność - bezumowne korzystanie z energii przez odbiorcę. Prowadzi to bezpośrednio do zagadnienia nielegalnego pobierania energii [4]. Druga z możliwości, pojawi się w sytuacji, gdy odbiorca posiada obowiązującą USUD, w której wskazał tzw. sprzedawcę rezerwowego. Innymi słowy, odbiorca wskazał sprzedawcę, od którego będzie kupował energię, jeżeli utraci wybranego sprzedawcę (podstawowego). Tematyka sprzedaży rezerwowej, w obecnych uwarunkowaniach, jest skomplikowanym zagadnieniem wykraczającym poza ramy niniejszej publikacji. Niemniej jednak warto dodać, iż ceny energii w ramach tego typu sprzedaży są przeważnie zdecydowanie wyższe niż ceny oferowane przez sprzedawców w ramach typowych umów. Natomiast, jeżeli wypowiedzenie nie zostanie przyjęte przez dotychczasowego sprzedawcę, przerwanie procesu zmiany sprzedawcy będzie skutkowało „jedynie” opóźnieniem w rozpoczęciu sprzedaży energii przez wybranego sprzedawcę. Ogólne konsekwencje wynikające z tego przypadku dla sprzedawcy są analogiczne jak w przypadku pierwszym, jednakże z punktu widzenia odbiorcy będą one bardziej dotkliwe.

**III.** Odbiorca jest właścicielem UP-R, który nie jest dostosowany do wymagań IRIESD. Jeżeli w tym przypadku złożone wypowiedzenie zostanie przyjęte przez dotychczasowego sprzedawcę, a powiadomienie zostanie zweryfikowane negatywnie przez dystrybutora, odbiorca zostaje narażony na wstrzymanie dostarczania energii (ewentualnie na bezumowny pobór energii). Natomiast, jeżeli

weryfikacja będzie pozytywna z zastrzeżeniem konieczności dostosowania UP-R na dzień zmiany sprzedawcy, wówczas odbiorca ma niewiele czasu na podjęcie stosowanych działań. W sytuacji, gdy odbiorca był świadomy powyższego i współpracował z nowym sprzedawcą w zakresie realizacji procesu, UP-R zostanie dostosowany i do zmiany sprzedawcy dojdzie. Natomiast, jeżeli UP-R nie zostanie dostosowany na dzień zmiany sprzedawcy konsekwencje dla odbiorcy będą analogiczne do powyższych. W ramach tego przypadku należy rozważyć jeszcze drugą z możliwości. Mianowicie wypowiedzenie nie zostanie przyjęte przez dotychczasowego sprzedawcę. Jeżeli również powiadomienie zostanie zweryfikowane negatywnie, wówczas proces zostanie przerwany bez istotnych konsekwencji. Natomiast, jeżeli weryfikacja będzie pozytywna z zastrzeżeniem konieczności dostosowania

UP-R i odbiorca działania te zrealizuje na dzień zmiany sprzedawcy, wówczas zostanie on narażony na podwójne fakturowanie. To co jeszcze odróżnia ten przypadek od I i II, to kwestia ewentualnych roszczeń. Uszczegóławiając, może się tutaj pojawić sytuacja, że to sprzedawca został wprowadzony w błąd przez odbiorcę i może się on domagać od niego zadośćuczynienia. Warto dodać, iż najczęściej problemy związane z dostosowaniem UP-R do wymagań IRiESD wynikają albo z braku wiedzy odbiorcy, albo z braku przekazania rzetelnej informacji w tym zakresie przez sprzedawcę, albo z błędnego rozumowania, że rozdzielone umowy są jednoznaczne z dostosowanym UP-R do wymagań IRiESD. Ostatnia z wskazanych, w zdaniu poprzedzającym, możliwości została omówiona w [3].

Przedstawione sytuacje, w powiązaniu z brakiem standaryzacji procedury zmiany sprzedawcy wymagają od realizujących proces niezwyklej dbałości o wszystkie szczegóły. Ponadto, uwzględniając liczbę przeprowadzanych procesów np. przez danego sprzedawcę, prawidłowa ich realizacja, bez aplikacji wspomagającej, wydaje się być zadaniem co najmniej bardzo trudnym. Zatem, kolejnym obok m.in. zmian w regulacjach prawnych, elementem ułatwiającym realizację procesu oraz zapobiegającym np. wskazanym przypadkom, jest rozwój wspomagających realizację procesów aplikacji komputerowych.

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

W artykule przedyskutowany został proces zmiany sprzedawcy bazujący na GUD wraz z odniesieniem się do

wszystkich istotnych regulacji mających zastosowanie do poruszanych kwestii. W końcowej części przedstawiono zawile sytuacje wraz z ich konsekwencjami, które mogą mieć miejsce w trakcie realizacji procesu. Wskazane w kilku miejscach niejednoznaczności lub braki w regulacjach, a przed wszystkim brak standaryzacji procesu zmiany sprzedawcy pokazują, iż pomimo upływu ponad 9 lat od momentu wprowadzenia mechanizmów rynku konkurencyjnego w krajowej energetyce, podjęta tematyka jest wciąż niezwykle aktualna.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Mielczarski W.: Rynki energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne, Wydawnictwo Agencji Rynku Energii S.A. i Energoprojekt - Consulting S.A., 2000.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2003/54/WE z dnia 26.06.2003r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE, Dz. U. L 176 z dnia 15.07.2003r.
3. Łangowski R.: Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej - uwarunkowania rynkowe w Polsce, Rynek Energii, Nr 3(124), 2016, s. 3-12.
4. Ustawa z dnia 10.04.1997r. Prawo energetyczne, Dz. U. z dnia 25.09.2012r. poz. 1059 wraz z późn. zm .
5. Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015r., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2016.
6. Rozpoczęła się trzecia kampanii edukacyjna TOE skierowana do odbiorców energii elektrycznej, [on-line] <http://www.cire.pl>.
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2009/72/WE z dnia 13.07.2009r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz. U. L 211 z dnia 14.08.2009r.
8. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 04.05.2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz. U. z dnia 29.05.2007r. poz. 623 wraz z późn. zm.
9. Centralny System Wymiany Informacji, [on-line] <http://www.cswi.ptpiree.pl/o-cswi>.

## ELECTRIC ENERGY SUPPLIER SWITCHING PROCESS IN POLAND

The accession of Poland to the EU undoubtedly became an additional impulse intensifying the actions aiming at liberalisation of Polish energy market. Implemented rules of the competitive market make possible energy customers i.e. the choice of energy supplier in the TPA formula. Unfortunately, there are still a lot of doubts despite functioning this crucial customers' right in the Polish energy market over the last 9 years. The general information about Polish energy market have been presented at the beginning of the paper. Next, main rules of supplier switching process have been described. Then, the switching process based on general distribution agreement have been showed and discussed. Nine steps of the process have been distinguished and each of them have been explained. Subsequently, the complex and doubtful situations that may arise during the process have been presented. In particular, the consequences e.g. a lack of effective termination of the contract between the energy seller and consumer have been described. The conclusions have been drawn in the last section of the paper.

**Keywords:** general distribution agreements, energy market, third party access, switching process.

*XVIII Konferencja Naukowa*

**AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE APE'17**

Jastrzębia Góra, 7-9 czerwca 2017

**ROLA KOOPETYCJI W KLASTRACH ENERGII**

**Karolina MUCHA-KUŚ<sup>1</sup>, Maciej SOŁTYSIK<sup>2</sup>, Krzysztof ZAMASZ<sup>3</sup>**

1. Instytut Projektów i Analiz Sp. z o.o., Gliwice  
tel.: + 48 660 259 519, e-mail: karolina.mucha-kus@ipa-instytut.pl
2. Instytut Projektów i Analiz Sp. z o.o., Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Gliwice  
tel.: +48 723 600 831, e-mail: maciej.soltysik@ipa-instytut.pl
3. Politechnika Śląska, Wydział Organizacji i Zarządzania, Zabrze  
e-mail: krzysztof.zamasz@polsl.pl

**Streszczenie:** Zmiany na rynku energii, w tym zmiany regulacyjne, determinują wśród jego uczestników ciągły rozwój w zakresie stosowanych strategii działań. Zgodnie z zapisami *Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* [11], podmioty mogą tworzyć cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii. Takie porozumienie, zwane „klastrem energii”, jest odpowiedzią na potrzebę dążenia do wzrostu efektywności podejmowanych działań zarówno indywidualnych jak i wspólnych zaangażowanych podmiotów. Wśród takich zachowań dostrzec można najnowsze tendencje w zarządzaniu strategicznym zwane koopetycją.

W referacie przedstawione zostaną założenia koopetycji w świetle powstawania i rozwoju klastrów energii. Niniejsze stanowić będzie próbę dyskusji nad poprawą efektywności działań podmiotów na rynku energii w kontekście jego rozwoju.

**Słowa kluczowe:** klastry energii, koopetycja, współpraca, konkurencja, efektywność.

## 1. WPROWADZENIE

Budowanie lub utrzymywanie przewagi konkurencyjnej jest jednym z kluczowych czynników długofalowego sukcesu podmiotów na rynku. Niestety, nie zawsze działania pojedynczych graczy rynkowych są wystarczające do uzyskania satysfakcjonujących efektów. Dlatego też, podmioty szukają partnerów łącząc i wzmacniając swoje kompetencje w celu osiągnięcia korzyści dla wszystkich zaangażowanych stron. Klastry są naturalną konsekwencją łączenia się podmiotów w celu wspólnego realizowania określonych projektów. W przypadku, gdy zaangażowane strony są konkurentami rynkowymi, wówczas mamy do czynienia ze strategią zwaną koopetycją, która łączy w sobie pojęcia współpracy (ang. cooperation) i konkurencji (ang. competition) stanowiąc odrębną koncepcję w zarządzaniu strategicznym.

Działanie przedsiębiorstw w strukturach klastrowych, łączących jednocześnie współpracę i konkurencję, wykorzystują efekt synergii, co przekłada się na wymierne wspólne korzyści. Celem artykułu jest próba identyfikacji

występowania koopetycji w strukturach klastrowych w szczególności w klastrach energii.

## 2. KONCEPCJA KLASTRÓW

Prekursorem teorii klastrów w naukach ekonomicznych był A. Marshall, który posłużył się pojęciem *dystryktów przemysłowych* przedstawiając korzyści wynikające z koncentracji podmiotów, w tym efekty zewnętrzne, do których można zaliczyć obniżenie kosztów czy przenikanie wiedzy. Kolejną zbliżoną koncepcją były *kompleksy przemysłowe* W. Isarda. Współcześni badacze zajmujący się problematyką klastrów podkreślają w szczególności znaczenie lokalizacji oraz wewnętrznych i zewnętrznych korzyści skali, które mogą zostać osiągnięte. I tak, J. Schumpeter, przedstawiciel teorii ekonomii ewolucyjnej, przedstawia pojęcie *gron innowacyjności*, które są bardzo zbliżone do koncepcji klastrów. Według M. E. Portera klastry można zdefiniować jako znajdującą się w geograficznym sąsiedztwie grupę przedsiębiorstw i powiązanych z nimi instytucji zajmujących się określoną dziedziną, połączonych podobieństwami i wzajemnie się uzupełniających. Warto zauważyć, że zasięg geograficzny klastrów może obejmować terytorium miasta, regionu, państwa, a także sąsiednie kraje. Jest to przestrzeń geograficzna, w ramach której informacje, transakcje, zachęty i usprawnienia mogą wystąpić pomiędzy przedsiębiorstwami [9].

W literaturze przedmiotu jest wiele zbliżonych definicji klastrów, jednak wszystkie zwracają uwagę na cztery elementy, które definiują pojęcie klastra w sposób uniwersalny i są nimi [2]:

1. Branża tworząca jądro klastra - kluczowy uczestnik klastra;
2. Branże wspierające - firmy wspomagające i obsługujące jądro klastra;
3. Infrastruktura „miękka” - zaplecze naukowe, instytucje samorządowe, agencje rozwoju gospodarczego;
4. Infrastruktura „twarda” (tradycyjna) - niezbędna infrastruktura towarzysząca.

Koncentracja geograficzna przedsiębiorstw, która jest zasadniczym elementem każdego klastra, zaostża ich wzajemną konkurencję. Perspektywa potencjalnych korzyści płynących z inicjatyw klastrowych dla przedsiębiorstw oraz

regionów zachęca potencjalnych uczestników do zaangażowania się w rozwój tej inicjatywy. Do spodziewanych korzyści można zaliczyć m.in.: wzrost specjalizacji w ramach swoich kluczowych kompetencji oraz pozyskanie nowych, rozszerzenie zakresu oferowanych produktów i usług, lepsze wykorzystanie dostępnych zasobów i możliwości produkcyjnych, budowanie know-how, wymianę doświadczeń, zwiększenie przychodów np. przez nowe kanały sprzedażowe, łatwiej dostępne informacje o nowych rynkach, dostęp do infrastruktury tworzonej na potrzeby struktury klastrowej, czy wzrost innowacyjności poprzez zwiększenie współpracy ze sferą badawczo-rozwojową [5].

Definicja klastra innowacyjnego, stworzona przez Komisję Europejską, opisuje to pojęcie jako skupisko niezależnych przedsiębiorstw – nowo powstałych firm innowacyjnych, małych, średnich i dużych przedsiębiorstw oraz organizacji badawczych działających w określonym sektorze i regionie. Mają one na celu stymulowanie działalności innowacyjnej przez promowanie intensywnych kontaktów, współdzielenie zaplecza technicznego, wymianę wiedzy i doświadczeń oraz poprzez skuteczne przyczynianie się do transferu technologii, tworzenia sieci powiązań, a także rozpowszechniania informacji wśród przedsiębiorstw wchodzących w skład danego klastra [12].

Jeśli chodzi o definicję klastrów w prawodawstwie polskim to pojawiła się ona w 2006 roku w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 2 grudnia, przyjmując następujące brzmienie: „przez klastery rozumie się przestrzenną i sektorową koncentrację co najmniej dziesięciu podmiotów działających na rzecz rozwoju gospodarczego lub innowacyjności. Wykonując działalność na terenie jednego lub kilku sąsiednich województw, konkurują i współpracują z sobą w tych samych lub pokrewnych branżach oraz są powiązane rozbudowaną siecią relacji o formalnym i nieformalnym charakterze” [10].

Dodatkowo, kooperacja w ramach klastra wpływa na obniżenie barier wejścia do sektora, w którym funkcjonuje struktura klastrowa, a sam klastery poprawia przepływ informacji pomiędzy członkami. Jednak kwestią, na którą szczególnie warto zwrócić uwagę, jest współpraca konkurentów w ramach struktury klastrowej.

### 3. KOOPETYCJA W KLASTRACH

Współpraca konkurentów jest szczególnym zagadnieniem w zarządzaniu strategicznym z uwagi na to, że w klasycznych naukach ekonomicznych pojęcia te wykluczały się nawzajem. Podmioty na rynku albo ze sobą współpracowały albo konkurowały ze sobą. Jednak obserwacja rzeczywistych zachowań graczy na rynku pozwoliła zidentyfikować i zdefiniować kooperację.

Koopetycja jest przeniesieniem teorii gier w realia biznesu [1], tworząc nową teorię strategiczną umożliwiającą dostęp do zewnętrznych zasobów, tj. know-how, finansów czy technologii. W tym świetle jest ona strategią wspólnego tworzenia wartości i konkurencji przy jej podziale, w warunkach częściowej zbieżności interesów lub celów [7] oraz zmiennej strukturze gry o sumie dodatniej zmiennej. Kooperacji towarzyszy jednocześnie postawa konfrontacyjna i trudno jest określić *ex-ante*, w jakim stopniu partnerzy będą uzyskiwać zyski z racji współpracy [8], chyba, że zostanie to ściśle określone. Kooperacja jest strategią angażującą co najmniej dwie strony i może pojawić się pomiędzy współpracującymi firmami w pewnej części ich działalności,

natomiast jednocześnie firmy te mogą konkurować na innym polu, mając na celu osiągnięcie lepszych wyników zarówno indywidualnych, jak i wspólnych.

Wymienione możliwości istnieją w strukturach klastrowych, gdzie przedsiębiorstwa konkurują ze sobą w pewnych obszarach swej działalności, a współpracują w innych. Wynika to między innymi z samej idei klasteringu, która polega na wymianie doświadczeń, technologii, pozyskiwaniu kontaktów, podwykonawców i nowych rynków zbytu. Dzięki temu mniejsze firmy, specjalizujące się w jakiejś dziedzinie, posiadające innowacyjny pomysł lub metodę produkcyjną, współpracując w ramach klastra, mogą podejmować się wykonawstwa większych projektów, którym same nie byłyby w stanie podołać. Skutkuje to wzajemnymi zależnościami i zwiększeniem wydajności współpracujących przedsiębiorstw.

W literaturze przedmiotu podkreśla się, wiele korzyści z występowania kooperacji w klastrach m.in. włączanie przedsiębiorstw w sieci ponadnarodowe umożliwiające dostęp do nowych rynków i technologii, czy rozwijanie doświadczeń mobilności pracowników w obrębie klastrów [3], wspólną realizację dużych przedsięwzięć, łatwiejszy dostęp do zewnętrznych źródeł finansowania, zwiększenie potencjału innowacyjnego, redukcję kosztów działalności, usprawnienie procesów produkcyjnych czy łatwiejszy dostęp do nowych technologii [6]. Pomimo tak wielu korzyści ze współpracy konkurentów, rozwój klastrów może być ograniczony przez liczne bariery organizacyjne (wynikające z niskiego stopnia współpracy świata nauki z sektorem przedsiębiorstw, braku koordynacji działań między instytucjami wsparcia biznesu), infrastrukturalne (wynikające np. ze słabo rozwiniętej infrastruktury telekomunikacyjno-informatycznej i transportowej regionów), prawne (wynikające z niskiej jakości i zmienności regulacji prawnych), informacyjne (wynikające ze słabych mechanizmów wymiany informacji i doświadczeń w regionie), ekonomiczno-finansowe (wynikające z niewystarczającego dostępu do kapitału czy też rozproszonych źródeł finansowania działań klastrowych) [5].

Na podstawie badań przeprowadzonych przez Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości w ramach programu „Benchmarking klastrów w Polsce” można wskazać wiele korzyści, jakie osiągają podmioty funkcjonujące w polskich strukturach klastrowych w wyniku współpracy i konkurencji. Przykłady pozwalają stwierdzić, że podmioty klastrowe podejmują wspólne działania mające na celu poprawę ich pozycji konkurencyjnej na rynku [13]. Przejawia się to w dokonywaniu wspólnych zamówień, prowadzeniu wielu działań z zakresu połączonej dystrybucji, zespołowym występowaniu w przetargach, przygotowywaniu wspólnych ofert klastra dla odbiorców zewnętrznych. Na pewno realizacja wspólnych zamówień jak i tworzenie kanałów dystrybucji wymaga dużego poziomu zaufania i czasu na wdrożenie odpowiednich rozwiązań.

### 4. KLASTRY ENERGII W POLSCE

Dynamiczny rozwój gospodarczy Polski od lat 90. XX w. wpłynął na zachowania podmiotów na rynku, które zaczęły współtworzyć klastry, co było wynikiem koncentracji przemysłu i usług o podobnym charakterze. Odzwierciedlało to chęć dalszego rozwoju, budowania oferty dla klientów i w dalszej perspektywie przewagi konkurencyjnej. Obecnie funkcjonują już struktury klastrowe w szerokorozumianej branży energetycznej i możemy do nich zaliczyć m.in.

Bałtycki Klaster Ekoenergetyczny, Bioenergia dla Regionu, Dolina Czystej Energii, Dolnośląski Klaster Ekoenergetyczny EEI – Energia Ekologia Innowacje, Innowacyjny Klaster Generacji i Użytkowania Energii w Mega i Nano Skali, Klaster Centrum Technologii Energetycznych, Klaster EkoInnowacje, Klaster na rzecz rozwoju rynku prosumenckiego, Klaster Wielkopolski Biogaz, Klaster Wodny Polski Południowej, Lubelski Klaster Ekoenergetyczny, Mazowiecki Klaster Efektywności Energetycznej i Odnawialnych Źródeł Energii, Świętokrzysko-Podkarpacki Klaster Energetyczny, W2E Waste to Energy Świętokrzysko-Podkarpacki Klaster Energetyczny [4].

Tworzenie struktur klastrowych pozwala na zwiększanie efektywności pozyskiwania funduszy europejskich, na modernizację oraz zakup instalacji z zakresu odnawialnych źródeł, których istnienie stanowi inicjatywę rozwojową energetyki odnawialnej Unii Europejskiej. Współpraca w ramach klastrów sprzyja również działalności edukacyjno-informacyjnej, w ramach której podejmowane są działania z zakresu zarówno szkoleń, porad eksperckich, konferencji i organizacji kampanii informacyjnych, jak i tworzenia centrów edukacyjnych. Co więcej, tworzone są platformy współpracy wewnątrz klastrowej oraz wspólne usługi z zakresu certyfikacji energetycznej budynków, wykonawstwa audytów energetycznych, opracowania lokalnych analiz klimatyczno-energetyczno-ekologicznych, a także opiniowanie i wypracowanie standardów dla systemów monitorujących zużycie energii lub kompleksowe przygotowania inwestycji z zakresu odnawialnych źródeł energii.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że podmiotami w klastrach są przedsiębiorstwa, które na co dzień prowadzą działalność konkurencyjną. Łączenie kompetencji i działań z rywalem, pozwala na identyfikację występowania kooperacji w strukturach klastrowych. Najczęściej, mamy tu do czynienia z kooperacją poziomą (dotyczy bezpośrednich konkurentów) zamierzoną (świadomie zaplanowaną), sieciową, która angażuje więcej niż dwóch konkurentów. Dodatkowo jest ona złożona, ponieważ współpraca i konkurencja odbywa się na różnych ogniwach łańcucha wartości.

Warto zaznaczyć, że wszelkie działania tego typu, tj. budowanie klastrów i łączenie się podmiotów w celu realizacji wspólnych projektów, wspierają budowanie świadomości wśród społeczności lokalnych, które w sektorze energetycznym powinny odgrywać znaczącą rolę.

## 5. ROZWÓJ KLASTRÓW ENERGETYCZNYCH

Rozwój gospodarczy wpłynął na tworzenie struktur klastrowych w różnych branżach, a rozwój współczesnej energetyki jest nierozdzielnie związany z dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej. Wskazuje on wyraźny kierunek zmian, który będzie wymagać zmiany funkcjonowania całego systemu elektroenergetycznego, w tym zmiany harmonogramów dyspozycyjności poszczególnych jednostek wytwórczych. Implikuje to konieczność inwestycji w nowoczesną infrastrukturę sieciową, która będzie w stanie zintegrować dużą ilość

rozproszonych terytorialnie elektrowni, wykorzystujących głównie odnawialne źródła energii do produkcji energii elektrycznej, z funkcjonującym systemem dystrybucyjnym i przesyłowym. Rozwój OZE wiąże się z tworzeniem struktur klastrowych w celu współtworzenia wartości.

Definicja klastra energii została przedstawiona w *Ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* (art. 2 pkt. 15a) [11]. Podmioty mogą tworzyć cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii bądź z innych źródeł lub paliw, w ramach jednej sieci dystrybucyjnej, odpowiednio w granicach jednej gminy albo powiatu. Takie porozumienie, zwane klastrem energii, jest odpowiedzią na potrzebę dążenia do wzrostu efektywności podejmowanych działań zarówno indywidualnych jak i wspólnych zaangażowanych podmiotów. Ustawa nie nadaje klastrom odpowiedniej formy prawnej, ale podmioty muszą ustalić zasady współpracy w odrębnym porozumieniu. Warto zaznaczyć, że zmiany w ustawie o OZE umożliwiają tworzenie „wysp energetycznych” i zamkniętych systemów dystrybucyjnych, a więc obszarów samowystarczalnych energetycznie<sup>2</sup>.

Ideą tworzenia klastrów jest grupowanie wytwórców i odbiorców energii działających na danym obszarze<sup>3</sup>, a środki na ich tworzenie mogą pochodzić z regionalnych programów operacyjnych lub Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Klastry mają stać się oznaką lokalnej samowystarczalności energetycznej, a korzyści z ich funkcjonowania mają uzyskać odbiorcy, bowiem zyskają sterowalne źródło energii. Dla wytwórców korzyścią ma być gwarancja wyższych cen odsprzedaży energii, a dla operatorów sieci wzrost bezpieczeństwa dostaw energii i parametrów zasilania<sup>4</sup>. Inwestorzy stawiają też na zysk operacyjny oraz wyższe stopy zwrotu. Jednak idei tworzenia klastrów przyświeca większy cel, którym jest propagowanie i uwydatnienie roli energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii.

## 6. WNIOSKI KOŃCOWE

Polityka energetyczna w Polsce jest w fazie głębokich przeobrażeń, które stanowią niezaprzeczalną szansę dla rozwoju innowacyjności na gruncie elektroenergetyki. Jedną ze ścieżek do jej osiągnięcia jest rozwój klastrów energetycznych. Łączą one uczestników rynku, w tym konkurentów, inicjują współpracę między nimi oraz na podstawie ich doświadczeń kreują dalszy rozwój. Korzyści z takiej współpracy można wyliczać wiele, natomiast kluczową kwestią jest fakt, że są to korzyści zarówno indywidualne, jak i wspólne. Warto zwrócić szczególną uwagę na aspekt dzielenia się *know-how* oraz działalność w zakresie edukacyjno-szkoleniowym oferowaną przez praktyków biznesowych. Umożliwia to rzetelną edukację, co może skutkować dalszym rozwojem energetyki rozproszonej wspieranym zarówno przez osoby fizyczne, jak i wszelkie zainteresowane instytucje.

<sup>2</sup> Wprowadzona została deregulacja polegająca na wyłączeniu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia oraz opracowywania i przedkładania planów rozwoju sieci.

<sup>3</sup> Maksymalnie obszar działania jednego klastra nie może przekraczać granic powiatu lub obszaru pięciu gmin.

<sup>4</sup> Nie narażają się na odszkodowania za niedotrzymanie standardów.

Celem niniejszej publikacji była identyfikacja koopetycji w strukturach klastrów w branży energetycznej. Zaprezentowane podejście klasteringu, zdefiniowanie koopetycji oraz wskazanie inicjatyw klastrów pozwoliły na osiągnięcie celu artykułu. Dodatkowo, podkreślono wzrost znaczenia koncepcji tworzenia *klastrów energii*, na co przyczyniło się wprowadzenie tego pojęcia do *Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* [11]. Zaprezentowana idea klastrów może być uważana za narzędzie inicjujące innowacyjność i rozwój podmiotów rynkowych oraz całej branży.

Dodatkowo, z przedstawionej analizy wynika, że koncepcja koopetycji jest nierozdzielnie związana z klastrami. Stanowią one nowy sposób myślenia o kreowaniu konkurencyjności i współpracy między podmiotami rynkowymi. Konkurencja nie wyklucza więc wzajemnych, korzystnych interakcji między przedsiębiorstwami, przeciwnie – może stać się motorem ich rozwoju.

## 7. BIBLIOGRAFIA

1. Brandenburger A.M., Nalebuff B.J.: Co-opetition. New York: Doubleday Currency, 1996.
2. Gorynia M., Jankowska B.: Klastry a międzynarodowa konkurencyjność i internacjonalizacja przedsiębiorstwa, Difin, Warszawa 2008.
3. Grzebczyk M.: Koncepcja klastra a współdziałanie i konkurencyjność przedsiębiorstw, „Przedsiębiorstwo i region”, 2009, nr 1.
4. Jabłońska K.A.: Klastry energetyczne jako narzędzie wspierania rozwoju nowoczesnych systemów elektroenergetycznych, Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu, Polityka ekonomiczna, red.: J. Sokołowski, A. Żabiński, nr 402, Wrocław 2015, s. 123-132.
5. Kowalski A.M.: Kooperacja w ramach klastrów jako czynnik zwiększania innowacyjności i konkurencyjności regionów, „gospodarka narodowa”, 2010, nr 5–6.
6. Ławecki M., Współpraca w ramach klastrów szansą na rozwój polskich przedsiębiorstw, „zarządzanie i Finanse” 2012, nr 1 (2).
7. Mucha-Kuś K., Sołtysik M., Zamasz K.: Capacity market – demand for coopetition? w: K. Zamasz (red.): Capacity Market in Contemporary Economic Policy, Difin, Warszawa 2015.
8. Mucha-Kuś K., Zamasz K., Sołtysik M.: Innowacyjne strategie koopetycyjnych zachowań uczestników rynku energii. w: Z. Dacko-Pikiewicz, V. Marakova, R. Niestrój (red.): Innowacje i przedsiębiorczość w procesie podnoszenia konkurencyjności przedsiębiorstw, Wydawnictwo Naukowe WSB w Dąbrowie Górniczej, Dąbrowa Górnicza 2015, s. 83-93.
9. Porter M.E.: Location, competition and economic development: Local clusters in a global economy, Economic Development Quarterly, 2000, vol. 14, no. 1.
10. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 grudnia 2006 roku w sprawie udzielania przez Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości pomocy finansowej niezwiązanej z programami operacyjnymi, Dz.U. z 2006 r., nr 226, poz. 1651.
11. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.
12. Wspólnotowe zasady ramowe dotyczące pomocy państwa na działalność badawczą, rozwojową i innowacyjną, 2006, Dz.U. UE, C 323/1, z dnia 30.12.2006 r.

### Źródła internetowe:

13. <http://www.parp.gov.pl/files/74/81/545/15178.pdf>, dostęp 06.02.2017 r.

## THE ROLE OF COOPETITION IN ENERGY CLUSTERS

Changes in the electricity market, including regulatory ones, determine continuous development in the field of strategies applied by market participants. In accordance with the *Act of 20<sup>th</sup> February 2015 on renewable energy sources*, market participants may create civil agreement consisting of individuals, legal entities, academic institutions, research institutes or local government units, dealing with production and balancing the demand, distribution or trading of energy from renewable energy sources. Such an agreement, called the energy cluster is a response to the need to increase the effectiveness of operations on both: individual and joint levels. Among these behaviors, there can be noticed the latest trends in strategic management called coopetition.

The paper presents coopetition and its assumptions in the light of creation and development of energy clusters. The authors attempt to enter into a discussion on improving the efficiency of market actors operations in the context of energy market development.

**Keywords:** energy clusters, coopetition, cooperation, competition, efficiency.

## WPLYW WPROWADZENIA SPECJALNYCH UKŁADÓW PRACY W KSE ORAZ INNYCH OBSZARACH NA OBRAZ KOŁYSAŃ MIĘDZYOBZAROWYCH W SYSTEMIE SYNCHRONICZNYM KONTYNTENTALNEJ EUROPY

Robert JANKOWSKI<sup>1</sup>, Bogdan SOBCZAK<sup>2</sup>, Robert TRĘBSKI<sup>3</sup>

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 3498125 e-mail: r.jankowski@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 3498126 e-mail: b.sobczak@ien.gda.pl
3. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.  
tel.: 22 242 26 00 e-mail: robert.trebski@pse.pl

**Streszczenie:** Jednym ze zjawisk występujących w europejskim systemie elektroenergetycznym (ENTSO-E CE) są nieplanowane przepływy mocy. Powodują one realne zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy systemu oraz ograniczają zdolności wymiany handlowej. Jednym z narzędzi służących ograniczeniu tego zjawiska są coraz powszechniej stosowane w ENTSO-E przesuwniki fazowe. W szczególnie trudnych warunkach dla obrony systemu przed nadmiernymi przepływami mocy, dla zachowania integralności własnego systemu, operatorzy sieci przesyłowej mogą podjąć decyzje o wprowadzeniu zmian topologicznych skutkujących osłabieniem połączeń międzysystemowych. Szczególnym przypadkiem działań operatorskich może być podział nie na pojedynczej granicy, ale na całym ciągu granic, prowadzący w efekcie do podziału kontynentalnej części ENTSO-E na dwie części wschodnią i zachodnią. Działania takie prowadzą do ograniczenia niepożądanych przepływów, ale mogą również oddziaływać na częstotliwość i tłumienie kołysań międzyobszarowych obserwowanych w systemie. Przedstawione w artykule wyniki stanowią ocenę jakościową (pokazują trendy zmian) wpływu wyłączeń linii granicznych w KSE na wielkość tłumienia i częstotliwości kołysań międzyobszarowych ENTSO-E CE angażujących generatory KSE.

**Słowa kluczowe:** bezpieczeństwo systemu, przepływy kołowe, kołysania międzyobszarowe, stabilność małosygnałowa.

### 1. WSTĘP

Poniższy artykuł bazuje na wynikach pracy wykonanej przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk na zlecenie PSE S.A., której celem było określenie skutków jakie dla bezpieczeństwa KSE oraz całego systemu europejskiego mogłoby mieć wprowadzenie specjalnych układów pracy zapobiegających przepływowi kołowemu obserwowanym w centralnej części ENTSO-E, a w szczególności na zachodniej i południowej granicy KSE.

#### 1.1. Modele obliczeniowe

Analizy wykonano na modelach kontynentalnej części europejskiego systemu elektroenergetycznego (ENTSO-E CE). Wykorzystano, zaktualizowany na potrzeby pracy i dostosowany do wymagań analiz dynamicznych, model rozpyłowy opracowany w ramach TYNDP [1]. Z uwagi na ograniczoną dostępność danych dynamicznych umożliwiających modelowanie obszaru ENTSO-E, model

dynamiczny opracowano samodzielnie bazując na założeniach i podejściu zaproponowanym przez działającą w ramach ENTSO-E grupę roboczą „System Protections and Dynamics”. Metoda ta opisana w [2, 3, 4, 5] polega na podziale badanego obszaru na regiony, a następnie wygenerowaniu modelu dynamicznego wykorzystującego typowe proste modele generatora, regulatora napięcia, stabilizatora systemowego oraz turbiny wraz z jej regulatorem i dostrojeniu tych urządzeń (parametry jednolite dla wszystkich generacji należących do danego regionu) tak by uzyskać odpowiedzi zbieżne z rejestracjami działania rzeczywistych urządzeń po zakłóceniach obserwowanych w systemie ENTSO-E CE. Opis sposobu opracowania oraz weryfikacji modelu przedstawiono w [6, 7]. W tabeli 1 zestawiono wartości częstotliwości oraz tłumienia modów międzyobszarowych identyfikowanych w ENTSO-E oraz odwzorowanych w opracowanym modelu. Przypisane poszczególnym modom oznaczenia i nazwy pochodzą od obszarów mających dominujący udział w danym modzie (TR – mod turecki, SP – mod hiszpański, BK – mod bałkański, IT – mod włoski, CB – mod centralna Europa –Bałkany) i są szerzej omówione w [7].

Tablica 1. Mody międzyobszarowe identyfikowane w ENTSO-E [8, 9] oraz występujące w opracowanym modelu

Mody międzyobszarowe				
na podstawie [8, 9]		w modelu obliczeniowym		
Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	Opis w pracy
0,16	2,8 ÷ -0,2	0,14	11,1	TR
0,22	4,8 ÷ 0,2	0,24	7,3	SP
0,32	6,0	0,34	4,3	BK
0,41	4,0	0,38	4,4	IT
b.d	b.d	0,42	4,7	CB

Struktury geograficzne poszczególnych modów w opracowanym modelu wykazują dużą zgodność ze strukturami pokazanymi w dostępnych publikacjach [8, 9, 10].



Dwa mody o najniższych częstotliwościach mają tłumienie wyraźnie większe niż podane w [8], jednak tę różnicę można wytłumaczyć przyjętymi w modelu ENTSO-E CE uproszczeniami, z których najważniejsze to wyposażenie wszystkich generatorów w dobrze dostrójone dwuwejściowe stabilizatory systemowe typu PSS2A oraz regulatory turbin typu TGOV1 (bez strefy nieczułości, z aktywną regulacją pierwotną) mające wyraźny pozytywny wpływ na tłumienie kołysań niskich częstotliwości.

Analizując zatem pokazywane w dalszym ciągu artykułu mody międzyobszarowe należy przede wszystkim zwracać uwagę na kierunki zmian tłumienia i częstotliwości wynikające ze zmian konfiguracji pracy systemu.

## 1.2. Analizowane scenariusze podziałów na granicach KSE

Na potrzeby realizowanej pracy przeprowadzono analizy następujących układów pracy:

1. wprowadzenie częściowego podziału na południowej granicy KSE, wydzielone bloki pracowały na sieć czeską i słowacką (na rysunku 1, oznaczenie kolorem brązowym linią przerywaną).
2. wprowadzenie podziału na granicy KSE z systemami Czech i Słowacji (podział na liniach granicznych z SEPS i CEPS, oznaczenie kolorem zielonym).
3. wprowadzenie podziału na liniach granicznych z 50 Hertz, KSE pracujący bez połączenia z systemem niemieckim (oznaczenie kolorem niebieskim).

Trzeba zaznaczyć, że w powyższych układach nie brano pod uwagę wpływu działania przesuwników fazowych między systemem polskim i niemieckim oraz czeskim i niemieckim.

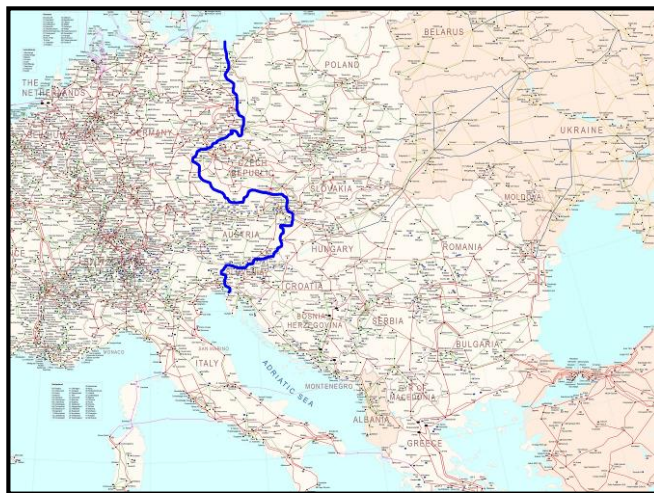
Dla każdego z trzech powyższych podziałów w KSE zbadano wpływ wprowadzenia układu specjalnego w sieci czeskiej, w którym wydzielono kilka stacji do współpracy z systemem niemieckim, co fizycznie oznaczało odcięcie systemu czeskiego od systemu niemieckiego (oznaczenie kolorem czarnym).



Rys. 1. Analizowane podziały w strukturze sieci KSE

## 1.3. Scenariusz podziału ENTSO-E na część wschodnią i zachodnią

Jednym z badanych wariantów pracy europejskiego systemu elektroenergetycznego był podział na część wschodnią i zachodnią. Założono, że część wschodnia, w której znalazłaby się KSE została wydzielona wzdłuż granicy systemów polskiego, czeskiego, słowackiego, węgierskiego oraz słoweńskiego, co pokazano na rysunku 2.

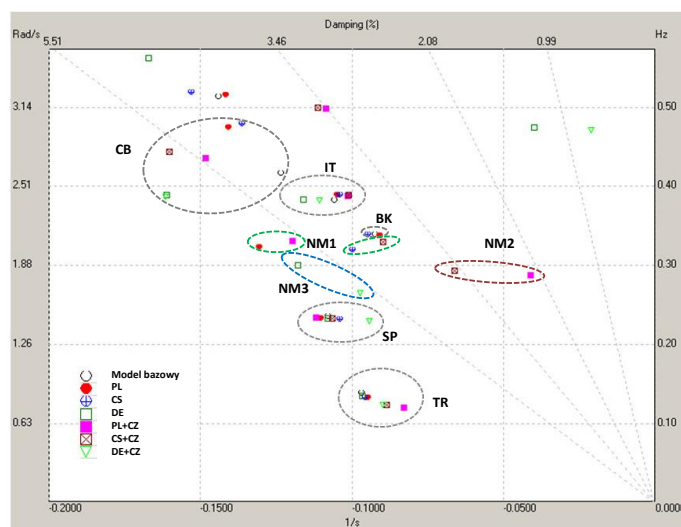


Rys. 2. Badany podział ENTSO-E na część wschodnią i zachodnią

## 2. WPLYW PODZIAŁÓW NA ZMIANĘ MODÓW MIĘDZYOBSZAROWYCH

### 2.1. Oddziaływanie podziałów na granicach KSE

Poniżej, na rysunku 3, zamieszczono zbiorcze zestawienie modów o częstotliwościach poniżej 0,5 Hz obserwowanych w analizowanych specjalnych układach pracy KSE częściowo oddzielanego od systemu europejskiego.



Rys. 3. Rozkład modów na płaszczyźnie zespolonej w modelu wyjściowym oraz analizowanych układach pracy KSE częściowo oddzielanego od systemu europejskiego. Oprócz części rzeczywistej i urojonej modu dodatkowo do opisu osi wprowadzono tłumienie oraz częstotliwość.

Można zaobserwować, że częstotliwość i tłumienie trzech modów 0,14 Hz (TR), 0,24 Hz (SP) i 0,38 Hz (IT) podlegają niewielkim zmianom i możliwa jest ich jednoznaczna identyfikacja, natomiast identyfikacja dwóch pozostałych modów 0,34 Hz (BK) oraz 0,42 Hz (CB) nie jest już tak jednoznaczna, ponieważ ewoluują zarówno wartości identyfikujących mod częstotliwości, jak również jego struktura (udział jednostek generacyjnych z poszczególnych obszarów systemu).

1. W modzie TR (tureckim), zaobserwowano zmniejszenie częstotliwości do z 0,14 Hz do 0,12 Hz w każdym ze scenariuszy uwzględniających dodatkowy podział w Czechach. Mimo, że nie jest duża wartość to każde



zmniejszenie tłumienia lub częstotliwości tego modu, w stosunku do wartości wyznaczonych dla modelu bazowego należy traktować jako potencjalne zagrożenie dla bezpiecznej pracy systemu.

2. W modzie SP (hiszpańskim), wprowadzenie zmian w strukturze sieci nie powoduje wyraźnego zmniejszenia tłumienia, jednak zaobserwowano zwiększone zaangażowanie polskich generatorów (równorzędne z najbardziej istotnymi obecnie urządzeniami w Hiszpanii i Portugalii), co oznacza zwiększenie znaczenia struktur i nastaw stabilizatorów KSE w tłumieniu tego modu.
3. Zaobserwowano, że mod BK (bałkański) zanika gdy wprowadzany jest podział wewnątrz systemu czeskiego lub na granicy polsko-niemieckiej.
4. W przypadku modu CB (centralna Europa-Balkany) zaobserwowano duże zmiany w częstotliwości (od 0,39 Hz do 0,48 Hz) oraz rozkładzie geograficznym generatorów o największym zaangażowaniu, jednak tłumienie tego modu jest zbliżone do tłumienia w stanie wyjściowym.
5. Wprowadzenie podziału na południu KSE lub granicy polsko-czeskiej i polsko-słowackiej powoduje powstanie nowego modu o częstotliwości 0,32-0,33 Hz i tłumieniu 4-6% (na rysunku 3 są to punkty zakreślone na zielono i oznaczone NM1), w którym generatory w Polsce oscylują względem generatorów we Włoszech oraz w krajach bałkańskich. Wprowadzenie dodatkowego podziału wewnątrz systemu czeskiego powoduje zmniejszenie tłumienia tego modu.
6. Równoczesny podział na południu KSE lub granicy polsko-czeskiej i polsko-słowackiej połączony ze specjalnym układem w sieci czeskiej powoduje pobudzenie kolejnego nowego modu 0,29 Hz o słabym tłumieniu 2,3-3,6% (na rysunku 3 są to punkty zakreślone na brązowo i oznaczone NM2), w którym generatory w Polsce, Turcji i Niemczech oscylują względem generacji w Czechach, Słowacji, Węgier oraz krajów bałkańskich.
7. Podział na granicy polsko-niemieckiej powoduje pobudzenie modu o częstotliwości 0,30 Hz (na rysunku 3 są to punkty zakreślone na niebiesko i oznaczone NM3), w którym dominujący udział mają generatory w Polsce oscylujące względem generacji w Turcji, Włoszech, Niemczech i Holandii.

## 2.2. Oddziaływanie podziału na część wschodnią i zachodnią

Wykonując analizy stabilności małosygnałowej koncentrowano się na wschodniej części systemu obejmującej system polski. W tabeli 2 przedstawiono częstotliwości i tłumienie 5 modów o najniższej częstotliwości zaobserwowanych w tak pracującym układzie.

W pierwszym modzie o częstotliwości 0,20 Hz generatory w Turcji oscylują przeciwko generacji w Polsce, Czechach, Słowacji i na Węgrzech. W drugim modzie o częstotliwości 0,37 Hz generatory w Turcji, Polsce i Czechach oscylują przeciwko generacji w Grecji i pozostałych krajach bałkańskich. W trzecim modzie o częstotliwości 0,54 Hz generatory w Polsce oscylują przeciwko generacji w Czechach.

Tablica 2. Mody międzyobszarowe identyfikowane w modelu odpowiadającemu wschodniej części podzielonego systemu ENTSO-E CE

Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]
0,20	7,2
0,37	6,7
0,54	9,2
0,59	7,6
0,60	8,1

## 3. WNIOSKI KOŃCOWE

Analizę wpływu podziałów w KSE i zmian topologii w Czechach na stabilność międzyobszarową przeprowadzono na specjalnie do tego celu opracowanym modelu ENTSO-E CE. Stwierdzono, że opracowany model mimo dużych uproszczeń dobrze odwzorowuje obraz kołysań niskiej częstotliwości w systemie kontynentalnej Europy jednak charakter wykorzystanego modelu (sposób budowy modelu rozplwowego, zastosowanie typowych prostych modeli) wyklucza możliwość dokładnego obliczenia modów międzyobszarowych. Wiarygodne pozostają natomiast obserwowane trendy zmian tłumienia i częstotliwości.

Stwierdzono, że badane podziały mają znaczący wpływ na obraz kołysań niskiej częstotliwości w ENTSO-E CE. Obserwowane jest to szczególnie wyraźnie w sytuacji, gdy podział w KSE jest kojarzony z układem specjalnym w Czechach. Ponieważ w ENTSO-E CE występują problemy z tłumieniem kołysań niskich częstotliwości to każde zmniejszenie tłumienia lub częstotliwości w stosunku do wartości wyznaczonych dla modelu bazowego należy traktować jako potencjalne zagrożenie dla bezpiecznej pracy ENTSO-E CE. Negatywny wpływ zmniejszonego tłumienia jest oczywisty, natomiast negatywny wpływ zmniejszenia częstotliwości wynika ze zmniejszania się skuteczności stabilizatorów systemowych, aż do braku ich pozytywnego oddziaływania na tłumienie kołysań.

Dla modu o najniższej częstotliwości we wszystkich scenariuszach (mod TR) obserwuje się wyraźne obniżenie częstotliwości aż do wartości 0,12 Hz. Widoczne jest również zmniejszenie tłumienia. Wynika to ze zwiększenia zastępczej impedancji między oscylującymi obszarami czyli Turcją i Bałkanami, a półwyspem Iberyjskim. To zwiększenie jest oczywiście wynikiem wprowadzanych podziałów w KSE i Czechach.

Częstotliwość i tłumienie drugiego modu o najniższej częstotliwości (SP) nie ulega tak widocznym zmianom jednak wprowadzenie specjalnego układu w Czechach prowadzi do znacznego zwiększenia udziału generatorów KSE, co oznacza, że generatory w KSE będą w znacznie większym stopniu odpowiadać za tłumienie oscylacji (obecnie, ta funkcja jest spełniana głównie przez generatory w Hiszpanii i Portugalii). Efektywność stabilizatorów zainstalowanych na polskich jednostkach generacyjnych w tłumieniu kołysań o częstotliwości rzędu 0,20÷0,25 Hz nie była dotąd przedmiotem analiz.

Wspólną cechą analizowanych scenariuszy jest pojawienie się dwóch zupełnie nowych modów. Przy podziale na południowej granicy ich częstotliwość wynosi ~0,32 Hz i ~0,27÷0,29 Hz, przy tym ten drugi zaczyna występować dopiero po wprowadzeniu układu specjalnego

w Czechach. W tych modach zawsze duży udział mają generatory KSE a ich tłumienie jest znacząco mniejsze niż modów, które są obecne w modelu bazowym. Przy pełnym podziale na południowej granicy KSE i układzie specjalnym w Czechach tłumienie to wynosi jedynie 2%, a więc jest bardzo małe. Nie można wykluczyć, że analiza małosygnałowa wykonana na odpowiednio dokładnym modelu pokaże jeszcze mniejsze tłumienie tych oscylacji.

W scenariuszu podziału ENTSO-E CE na część wschodnią i zachodnią, najniższy mod ma częstotliwość rzędu 0,2 Hz i zgodnie z oczekiwaniami generatory z Turcji i Polski są dla tej oscylacji w przeciwfazie a ich udział w modzie jest największy. Mimo, że tłumienie wyliczonych modów jest dobre, należy pamiętać o ograniczonej wiarygodności obliczonego tłumienia wynikającej z przyjętej metody opracowania modelu. Duży udział generatorów KSE w modzie bardzo niskiej częstotliwości stwarza specjalne wymagania dla ich stabilizatorów systemowych. Wprawdzie dla tak niskiej częstotliwości jak 0,2 Hz efektywność stabilizatorów dla poprawy tłumienia jest niewielka, to jednak niepoprawne nastawy mogą znacząco pogorszyć tłumienie.

Wydaje się być celowe przeprowadzenie dalszych badań określających środki zaradcze dla zidentyfikowanych zagrożeń w szczególności badanie efektywności tłumienia kołysań niskich częstotliwości przez duże generatory KSE oraz wypracowanie propozycji odpowiednich zmian nastaw (lub struktur) układów odpowiedzialnych za tłumienie kołysań niskich częstotliwości.

#### 4. BIBLIOGRAFIA

1. "ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan 2012", publikacja ENTSO-E 2012,

2. "Documentation on controller tests in test grid configurations"; ENTSO-E SG SPD Report 2013
3. "Dynamic Study Model Range of Applications and Modelling Basis"; ENTSO-E SG SPD Report 2015
4. A. Semerow, W. Sattinger, M. Luther i inni; "Dynamic Study Model for the Interconnected Power System of Continental Europe in Different Simulation Tools", PowerTech 2015, Amsterdam
5. A. Semerow, S. Hohn, B. Bauer, M. Luther: "An Innovative Method to Develop Power System Equivalents with Focus on Inter-Area Oscillations and Primary Control Representation", IEEE PowerTech, Eindhoven, 2015
6. B. Sobczak, R. Trębski M. Wilk „Wykorzystanie modeli generacyjnych w analizach dynamicznych synchronicznego systemu kontynentalnej Europy” APE 2017
7. R. Jankowski, B. Sobczak, R. Trębski „Wpływ wyłączeń linii granicznych KSE na obraz oscylacji międzyobszarowych w systemie synchronicznym kontynentalnej Europy” APE 2017
8. E. Grebe, W. Sattinger, W. Winter i inni; "Low Frequency Oscillations in the Interconnected System of Continental Europe", PES 2010, Minneapolis, USA
9. "Analysis of CE Inter-Area Oscillations of 19 and 24 February 2011"; ENTSO-E SG SPD Report 21.08.2011
10. European Wind Integration Study (EWIS) Final Report 2010.

### INFLUENCE OF SPECIAL EHV GRID CONFIGURATION ON INTER AREA OSCILLATIONS IN POWER SYSTEM OF CONTINENTAL EUROPE

Loop flows observed on continental European power system (ENTSO-E CE) impose limitations on possible market power exchange but above all cause real threat to safe power system operation. To limit this phenomena, transmission system operators (TSOs) install phase shifting transformers on tie-lines. In case this countermeasure is not available or control range of installed devices is not sufficient to limit undesired power flow to safe level, TSOs may decide to change system topology (switch off tie-lines, splitting internal system) aiming to protect internal system integrity but weakening international connections. On one hand this action leads to reduction or elimination of unscheduled power flows but also influences on frequencies and damping of inter-area oscillations. Presented in the paper results discuss qualitative changes in inter-area oscillations pattern (frequency, damping, Polish generators contribution) caused by topology changes introduced to Polish EHV grid. Due to problems with low frequency inter-area oscillations damping either deterioration of damping or lowering the frequency may be treated as potential threat to European system safety. Additional scenario analyzing deeper changes in ENTSO-E CE system: split into western and eastern part was also investigated.

**Keywords:** power system security, loop flows, inter-area oscillations, small signal stability.

## ZAŁOŻENIA FUNKCJONOWANIA KLASTRÓW ENERGII

Maciej SOŁTYSIK<sup>1</sup>

1. PSE Innowacje Sp. z o.o.; Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny  
tel.: +48 723 600 831, e-mail: maciej.soltysik@polsl.pl

**Streszczenie:** Obowiązujące przepisy prawne dopuszczają tworzenie klastrów składających się z odbiorców i wytwórców energii. Istota ich działania polega na wzajemnym równoważeniu zapotrzebowania odbiorców z generacją w klastrze. Koncepcja ta z zasady ma stwarzać bodźce inwestycyjne, gwarantując z jednej strony odpowiednio wysoki poziom cen zakupu energii od wytwórców, a z drugiej strony niższe niż poza klastrzem koszty zakupu i dostawy energii ponoszone przez odbiorców. Artykuł opisuje wybrane scenariusze klasteryzacji i wskazuje na szanse i bariery rozwoju tej koncepcji promocji energetyki rozproszonej w wymiarze lokalnym.

**Słowa kluczowe:** klastry energii, optymalizacja, inwestycje, odnawialne źródła energii.

## 1. WPROWADZENIE

Polityka wspólnotowa w zakresie tworzenia, rozwoju i docelowego kształtu europejskiego rynku energii, implikuje konieczność długofalowego dostosowywania się struktur rynków lokalnych, w tym także rynku w Polsce. Przejawia się to zarówno w konieczności kontynuacji prowadzenia procesów liberalizacyjnych, dostosowania procedur regulacyjnych, jak również do poszukiwania optymalnej struktury wytwarzania w kontekście ograniczeń wynikających z obranych kierunków polityki klimatycznej. Z tej perspektywy szczególnie istotne wydaje się stworzenie mechanizmów pozwalających na rozwój energetyki w wymiarze lokalnym i regionalnym. Realizacji tego oczekiwania sprzyja koncepcja klasteryzacji, wpisująca się w światowy trend wsparcia generacji rozproszonej zarówno bazującej na źródłach odnawialnych, jak i wykorzystujących kogenerację oraz implikujących efektywność kosztową widzianą przez pryzmat odbiorców.

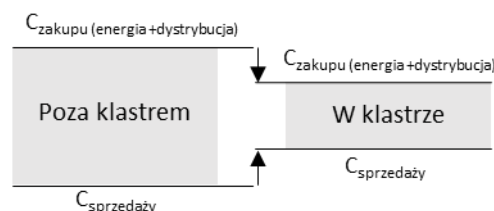
## 2. KLASTRY ENERGII

Funkcjonowanie struktur klastrowych w polskiej gospodarce ma już swoją historię, która zmaterializowała się głównie w obszarach innowacyjnych, ekologicznych i logistycznych. Aktualnie promowane podejście rozszerza tą perspektywę o możliwość tworzenia dedykowanych klastrów energii.

Klaster zdefiniowany został w ustawie o OZE [...], jako *cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii bądź z innych źródeł lub paliw, w ramach jednej sieci*

*dystybucyjnej, odpowiednio w granicach jednej gminy albo powiatu.* Definicja ta wskazuje na celowo-podmiotowe działanie skupiające się głównie na potrzeby lokalnego równoważenia podaży i popytu energii elektrycznej. Ta nadrzędna i ogólnie sformułowana idea implikuje szereg celów pośrednich istotnych zarówno z perspektywy partykularnych interesów uczestników klastra, jak również szerokiego ujęcia regionalnego i krajowego.

Klasteryzacja w uproszczeniu sprowadzać się zatem będzie do stworzenia ram i mechanizmów funkcjonowania oraz skonstruowania bodźców i zachęt do zawierania stosownych umów między odbiorcami, wytwórcami i koordynatorem klastra. Realizowane będą przez to cele na poziomie indywidualnym, głównie w zakresie oddziaływania finansowego dzięki uzyskaniu przez wytwórców w ramach klastra wyższych cen sprzedaży energii i jednocześnie tańszego pokrycia zapotrzebowania odbiorców, co zilustrowano na rysunku 1.



Rys.1. Efekt ekonomiczny dla członków klastra

W zakresie pozostałych czynników na tym poziomie, nie bez znaczenia pozostaje wpływ na poprawę lokalnego wymiaru bezpieczeństwa energetycznego, innowacyjność, rozwój energetyki rozproszonej wpływający np. na ograniczenie niskiej emisji, a także implikacje na kwestie społeczne. Patrząc przez pryzmat regionalny i krajowy, klasteryzacja przyczyni się do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego, szczególnie istotnego na obszarach o mniejszej intensyfikacji sieci przesyłowej i dystrybucyjnej [1]. Ponadto wpłynie na realizację celu indykatorywnego w zakresie udziału produkcji energii ze źródeł OZE w ogólnym bilansie produkcji.

Szczególnie istotne, bo stanowiące fundament tej koncepcji stają się dwie kwestie. Pierwsza z nich dotyczy właściwego doboru uczestników klastra, który powinien być przeprowadzony w sposób optymalny z uwagi na kryterium dopasowania profilowego zapotrzebowania na energię i możliwości jego pokrycia przez generację w klastrze. Druga kwestia skupia się na zaprojektowaniu bodźców ekonomicznych i zachęt do przystąpienia przez wytwórców

i odbiorców do struktur klastrowych. Oba te elementy wymagają przeprowadzenia dokładniejszych analiz szczególnie w zakresie założeń i identyfikacji ewentualnych barier dla rozwoju idei klasteryzacji.

### 3. UCZESTNICZY KLASTRA

Ustawodawca w zaprojektowanym mechanizmie szczególną rolę powierza koordynatorowi klastra. W zakresie jego głównych kompetencji znajduje się bowiem obrót energią elektryczną i zapewnienie jej dystrybucji, a także stworzenie mechanizmów rozliczeniowych i prowadzenie rozliczeń w klastrze. Mechanizmy te powinny z kolei gwarantować trwałą efektywność ekonomiczną jego uczestnikom i stwarzać bodźce inwestycyjne. Koordynator mając na względzie aspekty ekonomiczne powinien minimalizować fizyczną i handlową wymianę energii z otoczeniem klastra i unikać tym samym kosztów bilansowania. Tak postawiony cel implikuje konieczność doboru uczestników w oparciu m.in. o kryteria profilowe, stabilnościowe i regulacyjne [2,3]. Źródła rozproszone, w tym te głównie bazujące na energii odnawialnej cechują się często niestabilnym (np. źródła fotowoltaiczne), sezonowym (np. małe elektrownie wodne), a momentami wręcz stochastycznym (np. elektrownie wiatrowe) profilem wytwarzania. W ramach klastra powinna natomiast być zagwarantowana stabilna generacja, którą można uzyskać np. z elektrowni biogazowych, lub przez odpowiedni dobór źródeł bazujących na pozostałych rodzajach energii. Dodatkowo możliwe staje się stworzenie i wykorzystanie potencjału regulacyjnego w klastrze (np. energia pochodząca z akumulacji wody w elektrowniach wodnych).

Oprócz aspektów technicznych istotny jest także model finansowy funkcjonowania źródeł wytwórczych, który wynika z obowiązujących regulacji prawnych. Przychody w źródłach wytwórczych mogą pochodzić alternatywnie z mechanizmu bazującego na sprzedaży energii elektrycznej i praw majątkowych, lub wprowadzonego ustawą o OZE [4] mechanizmu aukcyjnego.

Na chwilę obecną wyróżnić można pięć podstawowych scenariuszy aktywności rynkowej źródeł rozproszonych odnawialnych i kogeneracyjnych: (i) źródło istniejące i finansowane poza mechanizmem aukcyjnym, (ii) źródło istniejące i finansowane w ramach mechanizmu aukcyjnego, (iii) źródło nowobudowane i finansowane poza mechanizmem aukcyjnym, (iv) źródło nowobudowane i finansowane w ramach mechanizmu aukcyjnego, (v) źródło zmodernizowane i finansowane w ramach mechanizmu aukcyjnego. Identyfikacja ta jest istotna z perspektywy konstrukcji mechanizmu rozliczeniowego w klastrze.

Z perspektywy koordynatora klastra szczególnie istotne staje się skonstruowanie mechanizmu gwarantującego takie poziomy cen dla uczestników klastra, które pokrywałyby koszty własne funkcjonowania koordynatora i dodatkowo stwarzałyby dostateczne zachęty agregowanym uczestnikom.

Równowagę przychodowo-kosztową w klastrze można zilustrować równaniami (1)-(9).

$$P_{WK} - K_{KW} = K_{OK} + K_{KO} \quad (1)$$

gdzie:  $P_{WK}$  – przychód wytwórcy w klastrze,  $K_{KW}$  – część kosztów za koordynację w klastrze transponowana na wytwórcę,  $K_{OK}$  – koszt ponoszony przez odbiorcę w klastrze,  $K_{KO}$  – część kosztów za koordynację w klastrze transponowana na odbiorcę.

$$P_{WK} = P_W + \Delta_{WK} \quad (2)$$

gdzie:  $P_{WK}$  – przychód wytwórcy w klastrze,  $P_W$  – przychód wytwórcy poza klastrzem,  $\Delta_{WK}$  – zachęta do uczestnictwa wytwórcy w klastrze.

$$P_W = P_{WC} \text{ lub } P_{WA} \text{ lub } P_{WR} \quad (3)$$

gdzie:  $P_W$  – przychód wytwórcy poza klastrzem,  $P_{WC}$  – przychód wytwórcy poza klastrzem obowiązujący w systemie certyfikacji,  $P_{WA}$  – przychód wytwórcy poza klastrzem obowiązujący w systemie aukcyjnym,  $P_{WR}$  – przychód nowobudowanego wytwórcy poza klastrzem bez zewnętrznych systemów wsparcia.

$$P_{WC} = P_{EC} + P_{PM} \quad (4)$$

gdzie:  $P_{WC}$  – przychód wytwórcy poza klastrzem obowiązujący w systemie certyfikacji,  $P_{EC}$  – przychód wytwórcy ze sprzedaży energii elektrycznej,  $P_{PM}$  – przychód wytwórcy ze sprzedaży praw majątkowych.

$$P_{WA} = P_{EA} + P_{PP} \quad (5)$$

gdzie:  $P_{WA}$  – przychód wytwórcy poza klastrzem obowiązujący w systemie aukcyjnym,  $P_{EA}$  – przychód wytwórcy ze sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym,  $P_{PP}$  – przychód z pomocy publicznej.

$$P_{WR} = P_{ER} \quad (6)$$

gdzie:  $P_{WR}$  – przychód nowobudowanego wytwórcy poza klastrzem bez zewnętrznych systemów wsparcia,  $P_{ER}$  – przychód wytwórcy ze sprzedaży energii elektrycznej po cenach rynkowych.

$$\begin{aligned} K_{OK} &= K_O - \Delta_{OK} \\ K_{OK} &= K_{EK} - K_{DK} \end{aligned} \quad (7)$$

gdzie:  $K_{OK}$  – koszt ponoszony przez odbiorcę w klastrze,  $K_O$  – koszt ponoszony przez odbiorcę poza klastrzem,  $\Delta_{OK}$  – zachęta do uczestnictwa odbiorcy w klastrze,  $K_{EK}$  – koszt zakupu energii elektrycznej w klastrze,  $K_{DK}$  – koszt dystrybucji energii elektrycznej w klastrze.

$$K_O = K_E + K_D \quad (8)$$

gdzie:  $K_O$  – koszt ponoszony przez odbiorcę poza klastrzem,  $K_E$  – koszt zakupu energii elektrycznej,  $K_D$  – koszt dystrybucji energii elektrycznej.

$$\begin{aligned} K_{KW} &= \alpha K_K = \alpha(K_F + K_B - P_B) \\ K_{KO} &= (1 - \alpha)K_K = (1 - \alpha)(K_F + K_B - P_B) \end{aligned} \quad (9)$$

gdzie:  $K_{KW}$  – część kosztów za koordynację w klastrze transponowana na wytwórcę,  $K_{KO}$  – część kosztów za koordynację w klastrze transponowana na odbiorcę,  $\alpha$  – współczynnik podziału kosztów,  $K_F$  – koszt funkcjonowania koordynatora,  $K_B$  – koszt bilansowania klastra,  $P_B$  – przychód z bilansowania klastra.

Równanie (1) implikuje konieczność przeprowadzenia scenariuszowej analizy uzależnionej od modelu finansowania źródeł wytwórczych. Pierwszy scenariusz zakłada zagregowanie w klastrze źródeł wytwórczych rozliczających

się w systemie certyfikacji, tj. pozyskujących strumień przychodów np. ze sprzedaży energii elektrycznej po cenie rynku konkurencyjnego powiększonej o sprzedaż praw majątkowych, co syntetycznie przedstawiono w tablicy 1.

Tablica 1. Dane rynkowe za III kwartał 2016 r. [5,6]

	CRK	OZEX	RAZEM
Rozliczenie produkcji w OZE [zł/MWh]	171,52	49,12	220,64

Alternatywny model rozliczania wytwórców, bazujący na systemie aukcyjnym implementowano w ramach ustawy o OZE. W art. 73 ust 3a ustawy wprowadzono kategoryzację aukcji uwzględniającą rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii. W ramach tego katalogu w pkt 4) pojawia się aukcja na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE przez członków klastra energii.

W dniu 30.11.2016 r. ogłoszone zostały cztery aukcje zwykłe:

- dla istniejących biogazowni rolniczych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW,
- dla istniejących biogazowni rolniczych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW,
- dla instalacji nowych (fotowoltaika, energetyka wiatrowa, źródła w klastrach, źródła w spółdzielniach energetycznych, niektóre elektrownie wodne) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW,
- dla instalacji istniejących o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, spełniających kryterium stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej - powyżej 3504 MWh/MW/rok oraz o emisyjności nie większej 100 kg/MWh (niektóre elektrownie wodne).

Ceny zaoferowane przez uczestników ograniczone były różnicowanym i zależnym od technologii wytwarzania poziomem cen referencyjnych pomniejszonym o wartości uzyskanej pomocy publicznej. W dniu 03.01.2017 r. miała miejsce publikacja wyników aukcji, które zilustrowane zostały w tablicy 2.

Tablica 2. Wybrane ceny referencyjne dla nowych i istniejących instalacji OZE wraz z cenami z aukcji [7,8,9]

Rodzaj instalacji	Cena referencyjna [zł/MWh]	Cena z aukcji [zł/MWh]	
		min	max
Biogaz rolniczy- do 1MW	550,00	502,23	504,57
Wiatr – do 1 MW	300,00	252,50	408,80
Hydroenergia – do 1MW	470,00	30,00	468,00
Fotowoltaika – do 1MW	465,00	252,50	408,80

Analizując uzyskane wyniki należy rozważyć, czy scenariusz gwarantujący źródłom fotowoltaicznym i wiatrowym zagregowanym w ramach klastra cenę sprzedaży energii na poziomie wahającym się między 252,50-408,80 zł/MWh, jest możliwy do realizacji. Innymi słowy, czy jest możliwe skonstruowanie mechanizmu rozliczeniowego gwarantującego co najmniej taki poziom cen źródłom wytwórczym i jednocześnie opłacalność zakupu tej energii przez odbiorców w klastrze?

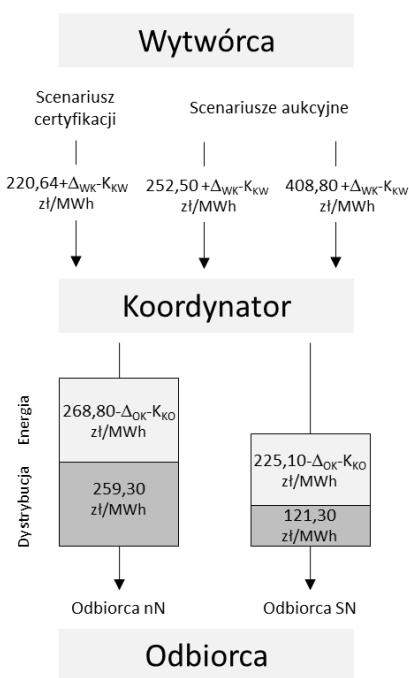
Z tej perspektywy istotne staje się przeprowadzenie analizy popytowej. Z uwagi na ograniczenia formalne wskazujące, że klastr może być zbudowany wyłącznie w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, dobór odbiorców do klastra napotyka na

istotne ograniczenia i sprowadza się do uwzględnienia jedynie odbiorców zasilanych z poziomu niskiego i średniego napięcia. Średnie ceny sprzedaży dla tej grupy odbiorców przedstawione zostały w tablicy 3.

Tablica 3. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej [10]

	Umowy kompleksowe (energia elektryczna + dystrybucja)	Energia elektryczna	Dystrybucja
Odbiorca na SN	346,40	225,10	121,30
Odbiorca na nn	528,10	268,80	259,30
- gosp. domowe	504,40	262,80	241,60

Warto zwrócić uwagę na występowanie istotnych różnic w poziomach cen dla obu grup odbiorców, co sprawia, że zakup energii w ramach klastra z uwzględnieniem dodatkowych ograniczeń w postaci zachęt dla wytwórców i odbiorców oraz kosztów koordynacji, może skutkować brakiem opłacalności konstruowania klastra w oparciu o tak dobrane założenia. Schemat relacji zakupowo/sprzedażowych między uczestnikami klastra zilustrowano na rysunku 2.



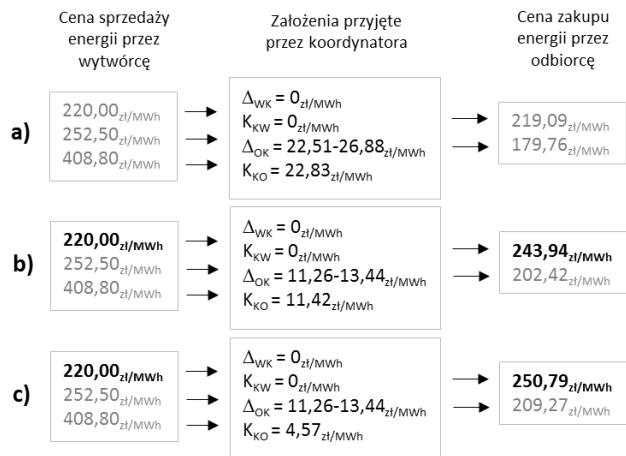
Rys.2. Relacje sprzedażowe energii elektrycznej w klastrze

Kluczową kwestią staje się w tym momencie właściwa parametryzacja przez koordynatora klastra zmiennych w mechanizmie rozliczeniowym. W celu ilustracji przykładowego doboru parametrów przeanalizowano trzy scenariusze, w których następuje pasmowy zakup/sprzedaż energii na poziomie 5MWh. W scenariuszu a) po stronie wytwórczej założono brak zachęty dla wytwórcy i brak kosztów koordynacji, a po stronie odbiorcy zachętę w postaci 10% obniżki cen kupowanej energii (22,51-26,88 zł/MWh) oraz koszty koordynacji gwarantujące pokrycie kosztów w wysokości 1 mln zł/rok. W scenariuszu b) po stronie wytwórczej założono brak zachęty dla wytwórcy i brak kosztów koordynacji, a po stronie odbiorcy zachętę w postaci 5% obniżki cen kupowanej energii (11,26-13,44 zł/MWh) oraz koszty koordynacji gwarantujące pokrycie kosztów w wysokości 0,5 mln zł/rok. W scenariuszu c) po stronie

wytwórczej założono brak zachęty dla wytwórcy i brak kosztów koordynacji, a po stronie odbiorcy zachętę w postaci 5% obniżki cen kupowanej energii (11,26-13,44 zł/MWh) oraz koszty koordynacji gwarantujące pokrycie kosztów w wysokości 0,2 mln zł/rok.

Uzyskane wyniki, zilustrowane na rysunku 3 wskazują na następujące wnioski:

- w każdym scenariuszu występuje brak opłacalności sprzedaży energii do odbiorcy SN,
- w każdym scenariuszu cena sprzedaży energii odbiorcy nn i SN jest istotnie niższa niż uzyskane podczas aukcji ceny sprzedaży energii przez wytwórcę.



Rys.3. Wyniki symulacji scenariuszy rozliczeniowych

#### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

Celem artykułu było przeprowadzenie analizy założeń funkcjonowania klastrów energii w kontekście możliwych do uzyskania przez jego członków efektów ekonomicznych. Przeprowadzone analizy wskazują na potrzebę i konieczność tworzenia zachęt dla uczestników klastra, które wymagają właściwej parametryzacji w mechanizmie rozliczeniowym stworzonym i nadzorowanym przez koordynatora. W artykule przeanalizowane zostały wybrane scenariusze założeń, bazujące na rynkowych, rzeczywistych poziomach cen generacji oraz cen zakupu energii przez odbiorców. Wskazują one jednoznacznie, że budowanie mechanizmu rozliczeniowego w klastrze wyłącznie na uzmiennieniu cen za energię elektryczną jest niewystarczające. Występują bowiem sytuacje, w których zagwarantowana źródłom OZE cena

sprzedaży energii jest istotnie wyższa od cen, po których zakupu dokonują odbiorcy. Uwzględnienie kosztów zachęt i pokrycia kosztów własnych funkcjonowania koordynatora dodatkowo pogłębia tę różnicę. Zasadna zatem staje się dodatkowo zmiana mechanizmu rozliczeniowego dystrybucji energii. Zmiana ta powinna iść w kierunku odzwierciedlenia lokalnego łańcucha kosztów dostaw energii i odejścia od uśrednień stosowanych w ramach danych grup taryfowych. Urealnienie kosztów i przypisanie ich bezpośrednio uczestnikom klastra powinno skutkować obniżeniem kosztów dystrybucji i zwiększeniem atrakcyjności ekonomicznej klasteryzacji. W ocenie autora powinien to być element dalszych pogłębionych analiz, także przy przygotowywaniu założeń i wytycznych uszczegóławiających zapisy ustawowe w zakresie klasteryzacji.

#### 5. BIBLIOGRAFIA

- Przygodzki M.: Generacja rozproszona jako aktywny uczestnik zarządzania pracą KSE, Logistyka 2015, s. 4037-4044.
- Czapaj R., Rzepka P., Szablicki M.: Typowanie zmiennych objaśniających przy wykorzystaniu zautomatyzowanych metod statystycznych jako sposób optymalizacji wyboru metody estymacji szczytowego dobowego obciążenia KSE, Konferencja Naukowa Prognozowanie w Elektroenergetyce, Podlesice 2016.
- Sołtysik M., Wilczyński A.: Warunki optymalnego doboru uczestników grup bilansujących. Materiały VI Konferencji naukowo-technicznej Sieci Elektroenergetyczne w Przemysle i Energetyce, wrzesień 2008, s. 259-266.
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r. poz. 478, 2365, z 2016 r. poz. 925, 1579).
- Informacja (nr 70/2016) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w III kwartale 2016 roku, 21.12.2016 r.
- <http://www.tge.pl>.
- Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 2/2017 z dnia 3.01.2017 r.
- Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 4/2017 z dnia 3.01.2017 r.
- Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 5/2017 z dnia 3.01.2017 r.
- Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych i indywidualnych, Etap I, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, marzec 2016.

### ASSUMPTIONS OF THE FUNCTIONING OF ENERGY CLUSTERS

Summary: The current regulations allow creating energy clusters consisting of consumers and energy suppliers. The key role of energy clusters is to balance customer demand with energy generation within the cluster. The purpose of this idea is to create investment incentives, ensuring, on the one hand, a sufficiently high level of purchase energy prices from producers and, on the other hand, lower cost of purchase and delivery of energy than it can be achieved outside the cluster. The paper describes the selected scenarios of clusters formation and indicates the opportunities and barriers regarding development of the concept of distributed energy at the local level.

**Keywords:** energy clusters, optimization, investment, renewable energy sources.

*BEZPIECZEŃSTWO  
ELEKTROENERGETYCZNE*

---

*SEKCJA 2*





## HARMONICZNE GENEROWANE PRZEZ NIELINIOWĄ REZYSTANCJĘ ZWARCIA Z ZIEMIĄ W SIECIACH ŚREDNICH NAPIĘĆ

Lubomir MARCINIAK<sup>1</sup>, Mateusz PIĄTEK<sup>2</sup>

1. Politechnika Częstochowska, Instytut Elektroenergetyki  
tel.: 34 325 0879, e-mail: lubmar@el.pcz.czyst.pl
2. Termo-Klima MK, Katowice  
tel.: 32 202 5387 e-mail: mateusz.piatek2015@gmail.com

**Streszczenie:** W pracy przeprowadzono ocenę zawartości wyższych harmonicznym generowanych w kompensowanych sieciach średnich napięć przez nieliniową rezystancję w miejscu zwarcia. Opisano model sieci, model nieliniowej rezystancji w miejscu zwarcia oraz model układu pomiarowego. Przedstawiono charakterystyki wartości wyższych harmonicznym składowej zerowej napięcia, prądu oraz mocy biernej tych harmonicznym w funkcji parametrów rezystancji w miejscu zwarcia, prądu pojemnościowego sieci i stopnia rozstrojenia kompensacji. Wskazano na celowość wykorzystania mocy biernej wyższych harmonicznym do identyfikacji niestacjonarnych zwarć doziemnych.

**Słowa kluczowe:** zwarcia doziemne, nieliniowa rezystancja zwarcia, wyższe harmoniczne.

### 1. WSTĘP

Większość zwarć jednofazowych w kompensowanych sieciach średnich napięć (SN), to tzw. zwarcia pośrednie z udziałem nieliniowej rezystancji w miejscu zwarcia  $R_F$ , którą stanowią rezystancja przejścia i rezystancja łuku [1-3]. Charakterystycznymi cechami takich zwarć są często:

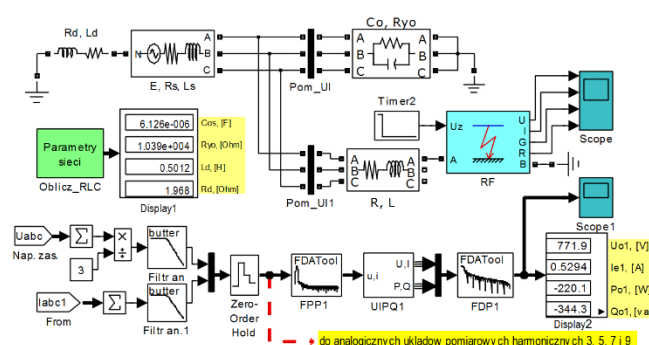
- nieliniowość,
- niestacjonarność,
- występowanie szerokiego spektrum częstotliwości, zawierającego składową stałą, subharmoniczną, podstawową harmoniczną oraz wyższe harmoniczne.

Wyższe harmoniczne występujące w przebiegach prądów i napięć podczas zwarcia są przedmiotem znacznego zainteresowania pod kątem zastosowania ich do identyfikacji zwarć doziemnych przerywanych, występujących sporadycznie i zwarć z udziałem dużej rezystancji w miejscu zwarcia. Testuje się nowe kryteria identyfikacji zwarć oparte na wykorzystaniu wyższych harmonicznym składowych symetrycznych zerowych prądu, napięcia oraz mocy i admitancji tych składowych [3-8]. Na szczególną uwagę zasługuje wykorzystanie mocy biernej wyższych harmonicznym [9], gdyż ma ona własności kierunkowe i może być stosowana jako wielkość kryterialna zabezpieczenia w sieciach o dowolnym sposobie pracy punktu neutralnego. Do określenia przydatności wyższych harmonicznym do identyfikacji zwarć doziemnych niezbędna jest ocena ich zawartości w przebiegach zwarciovych.

### 2. MODEL UKŁADU BADAWCZEGO

Ocenę poziomu harmonicznym prądu i napięcia kolejności zerowej oraz mocy biernej tych harmonicznym w przebiegach

zwarciovych przeprowadzono dla sieci kompensowanej SN w oparciu o model symulacyjny sieci, nieliniowej rezystancji w miejscu zwarcia i układu pomiarowego (rys. 1) w Matlabie/Simulinku. Do badań wykorzystano uproszczony (ze względu na łatwość parametryzacji) model sieci 15 kV, w którym uwzględniono pojemności  $C_{0S}$  i upływności  $G_{0S}(R_{y0})$  dla składowej zerowej sieci, indukcyjność  $L_s$  i rezystancję  $R_s$  systemu, indukcyjność  $L$  i rezystancję  $R$  linii zwartej oraz indukcyjność  $L_d$  i rezystancję  $R_d$  dławika kompensacyjnego.



Rys. 1. Model układu do badania harmonicznym

Nieliniową rezystancję w miejscu zwarcia  $R_F = 1/g_F$  przedstawiono w postaci uogólnionego modelu dynamicznej rezystancji [10, 11], w którym jest ona obliczana jako odwrotność konduktancji dynamicznej  $g_F$  opisywanej równaniem różniczkowym pierwszego stopnia:

$$\frac{dg_F}{dt} = \frac{1}{\tau}(G_F - g_F) \quad (1)$$

w którym:  $G_F$  – konduktancja statyczna,  $\tau$  – stała czasowa.

Konduktancję statyczną w modelu określano z uogólnionej statycznej charakterystyki napięciowo-prądowej łuku i rezystancji przejścia  $U_F = f(I_F)$  [10]:

$$U_F = \begin{cases} I_F R_0, & \text{gdy } |I_F| < I_z \\ \text{sgn}(I_F) U_k + I_F R_1, & \text{gdy } |I_F| \geq I_z \end{cases} \quad (2)$$

gdzie:  $U_k$  – napięcie progowe (załamania charakterystyki),  $R_0$  – rezystancja początkowa,  $R_1$  – rezystancja przewodzenia,  $I_z = U_z/R_0$  – prąd zapłonu łuku odpowiadający napięciu zapłonu  $U_z$ . Gdy  $U_z = U_k$  charakterystyka odpowiada nieliniowej rezystancji przejścia bez łuku.

Do pomiaru harmonicznyc zastosowano cyfrowe metody przetwarzania sygnałów [12, 13]. Sygnały napięcia zerowego  $u_0$  i prądu doziemnego  $i_E$  są poddawane wstępnej filtracji dolnoprzepustowej w filtrach analogowych Butterwotha 2. rzędu o częstotliwości odcięcia  $f_c = 800$  Hz, a następnie próbkowane z częstotliwością  $f_p = 2400$  Hz. Harmoniczne wydziela się za pomocą cyfrowych filtrów pasmowoprzepustowych (FPP) z oknem Kaisera [12] o liczbie współczynników (długości okna)  $N_{pp} = 212$  i współczynnika kształtu  $\beta = 12$ . Parametry  $N_{pp}$  i  $\beta$  dobrano tak, żeby szerokość pasma głównego  $\Delta f_{ig}$  tych filtrów nie przekracza 100 Hz, a tłumienie listków bocznych  $A_{lb}$  było nie mniejsze niż 100 dB.

Harmoniczne napięcia zerowego i prądu doziemnego są poddawane procesowi ortogonalizacji w blokach  $UIPQ$  z zastosowaniem korelacji sygnałów wejściowych z funkcjami sinus i kosinus w oknie jedнокresowym (o liczbie współczynników  $N_w = 48$ ) [13]. Następnie obliczane są wartości skuteczne harmonicznyc napięcia  $U_{0h}$  i prądu  $I_{Eh}$  oraz wartość mocy biernej zerowej  $Q_{0h}$  ( $h = 3, 5, 7, 9$ ) w tych samych blokach zgodnie z algorytmami:

$$U_{0h} = \sqrt{U_{0hd}^2 + U_{0hq}^2}; \quad I_{Eh} = \sqrt{I_{Ehd}^2 + I_{Ehq}^2}; \quad (3)$$

$$Q_{0h} = I_{Ehd}U_{0hq} - I_{Ehq}U_{0hd}$$

gdzie:  $I_{Ehd}$ ,  $I_{Ehq}$ ,  $U_{0hd}$ ,  $U_{0hq}$  – składowe ortogonalne w osi  $d$  i  $q$  harmonicznyc prądu  $I_{Eh}$  i napięcia  $U_{0h}$ .

Wymienione wielkości są dodatkowo wygładzane za pomocą filtrów dolnoprzepustowych (FDP) Hanninga z dwukresowym oknem przetwarzania (o liczbie współczynników  $N_{dp} = 96$ ).

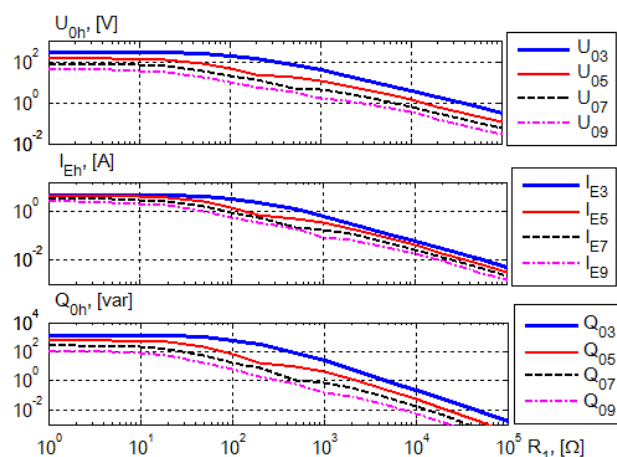
### 3. WYŻSZE HARMONICZNE GENEROWANE PRZEZ NIELINIOWĄ REZYSTANCJĘ ZWARCIA

Badano wyłącznie nieparzyste harmoniczne o numerach 3, 5, 7 i 9 w napięciu i prądzie kolejności zerowej, gdyż występują one przy każdym zwarciu z udziałem nieliniowej rezystancji i przy tym przyjmują duże wartości. Oceniono je dla dwóch skrajnych przypadków zwarć: z udziałem nieliniowej rezystancji przejścia do ziemi  $R_p$  oraz z jednoczesnym występowaniem rezystancji przejścia i łuku o wysokim napięciu zapłonu  $U_z = 10$  kV. Przy tym założono niezmiennosc parametrów rezystancji  $R_F$  podczas zwarć. W obu przypadkach mogą wystąpić stany przejściowe quasi-ustalone (cykliczne) i niestacjonarne. W przypadku zwarć cyklicznych, które występują przeważnie przy dużych rezystancjach przewodzenia  $R_1 > 1$  k $\Omega$ , pomiary rejestrowano w stanie ustalonym. Natomiast w przypadku zwarć przerywanych ( $R_1 < 1$  k $\Omega$ ), notowano wartości szczytowe odpowiedzi układu pomiarowego na zapłony łuku, z pominięciem pierwszych zapłonów, znacznie odbiegających od kolejnych.

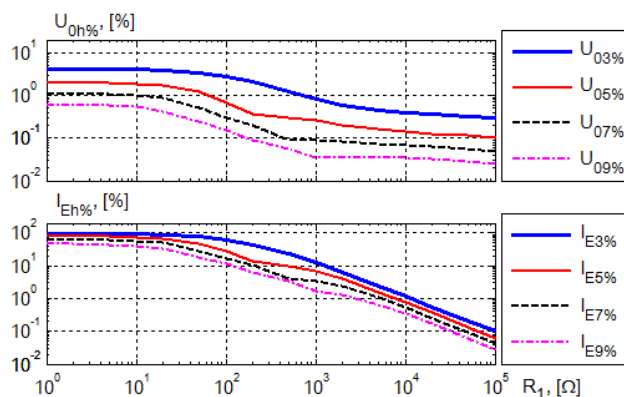
Na rysunkach od 2 do 6 przedstawiono wyniki badań harmonicznyc  $U_{0h}$ ,  $I_{Eh}$  i mocy biernej tych harmonicznyc  $Q_{0h}$  ( $h = 3, 5, 7, 9$ ) występujących podczas zwarć przez nieliniową rezystancję przejścia  $R_p$  ( $U_z = U_k$ ) w funkcji parametrów  $R_1$ ,  $U_k$ , prądu pojemnościowego sieci  $I_{CS}$  i stopnia rozstrojenia kompensacji  $s$ . Natomiast na rysunkach od 7 do 11 przedstawiono zależności harmonicznyc podczas zwarć łukowych. Badania

prowadzono przy założeniu stałych wartości następujących parametrów: współczynnika tłumienia sieci  $d_0 = 0,05$ , dobroci dławika kompensacyjnego  $q_d = 80$ , indukcyjności i rezystancji systemu  $L_s = 3,2$  mH i  $R_s = 0,1$   $\Omega$ , stałej czasowej łuku  $\tau = 0,1$  ms oraz ilorazu rezystancji  $R_1/R_0 \geq 100$ . Zwarcia symulowano na linii napowietrznej z przewodami AFL 6-70 w odległości 1 km od stacji ( $L = 2,46$  mH,  $R = 0,493$   $\Omega$ ).

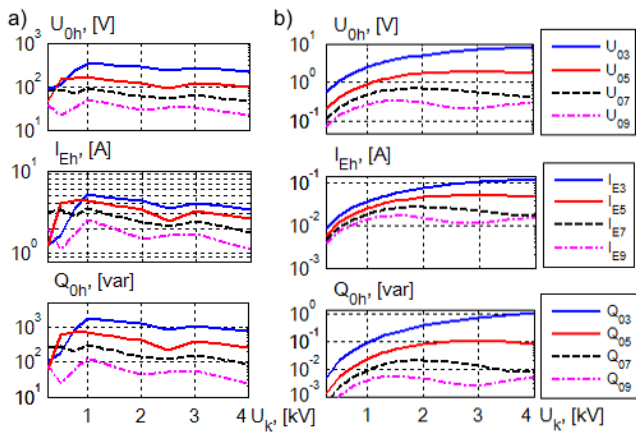
Z rysunków 2 i 7 wynika, że wartości harmonicznyc napięcia, prądu i ich mocy biernej silnie zależą od rezystancji przewodzenia  $R_1$ . W przedstawionym zakresie zmian  $R_1$  wyniki różnią się o kilka rzędów wielkości. Dla mocy biernej  $Q_{0h}$  różnica przekracza aż sześć rzędów wielkości. Znaczący procentowy udział harmonicznyc w stosunku do podstawowej harmonicznej (rys. 3 i 8) występuje podczas zwarć łukowych o stosunkowo niewielkiej rezystancji  $R_1$ , do kilkuset omów. W przypadku zwarć łukowych niskorezystancyjnych ( $R_1 \cong 1$   $\Omega$ ) harmoniczne prądu osiągają wartości przekraczające 100% podstawowej harmonicznej, a napięcia – ponad 10% nawet przy znacznym przekompensowaniu sieci ( $s = 0,1$ ). Zwarcia przez nieliniową rezystancję przejścia (bez łuku) generują nieco mniej harmonicznyc niż zwarcia łukowe (rys. 3 i 8).



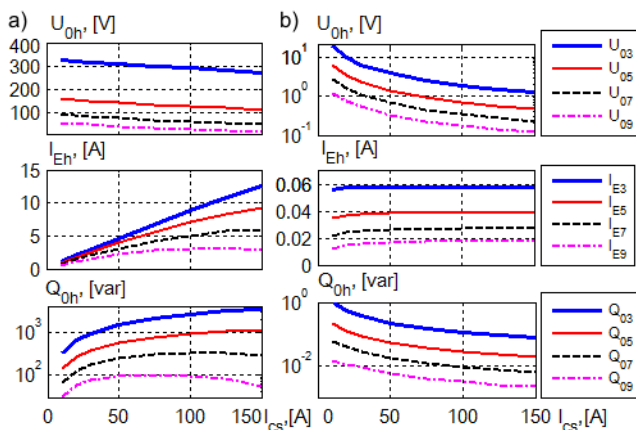
Rys. 2. Zależności  $U_{0h}$ ,  $I_{Eh}$  i  $Q_{0h}$  od rezystancji  $R_1$  podczas zwarć przez rezystancję przejścia  $R_p$ :  $I_{CS} = 50$  A,  $s = 0,1$ ,  $U_k = 1,5$  kV



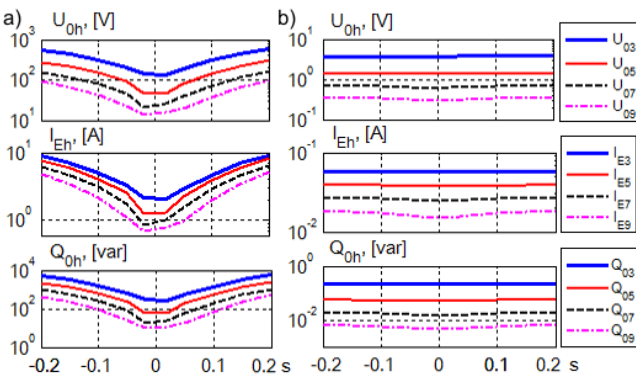
Rys. 3. Procentowy udział harmonicznyc  $U_{0h}\%$  i  $I_{Eh}\%$  w funkcji rezystancji  $R_1$  podczas zwarć przez rezystancję przejścia  $R_p$ :  $I_{CS} = 50$  A,  $s = 0,1$ ,  $U_k = 1,5$  kV



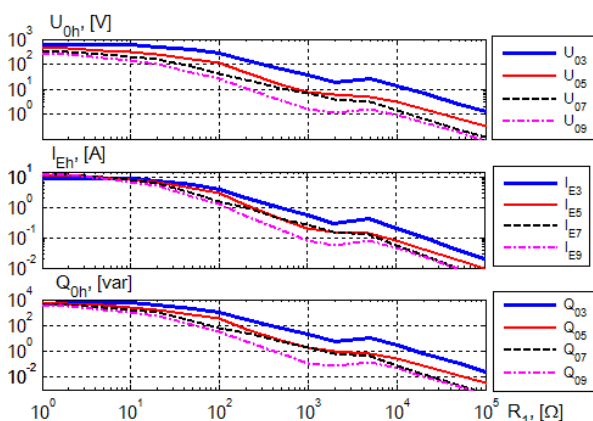
Rys. 4. Zależności  $U_{0h}$ ,  $I_{Eh}$  i  $Q_{0h}$  od napięcia progowego  $U_k$  podczas zwarcia przez  $R_p$ : a)  $R_1 = 1 \Omega$ , b)  $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$ ;  $I_{CS} = 50 \text{ A}$ ,  $s = 0,1$



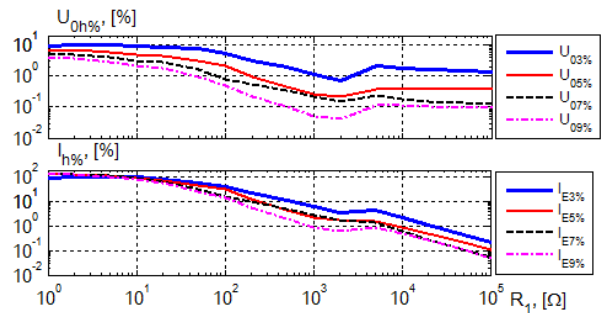
Rys. 5. Zależności  $U_{0h}$ ,  $I_{Eh}$  i  $Q_{0h}$  od prądu  $I_{CS}$  podczas zwarcia przez rezystancję  $R_p$ : a)  $R_1 = 1,0 \Omega$ , b)  $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$ ;  $U_k = 1,5 \text{ kV}$ ,  $s = 0,1$



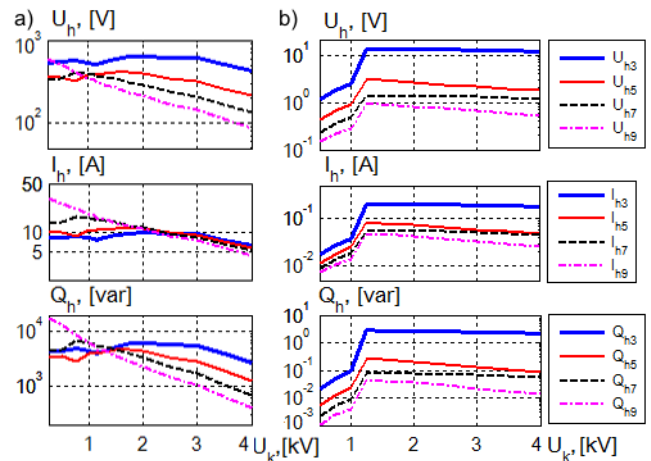
Rys. 6. Zależności  $U_{0h}$ ,  $I_{Eh}$  i  $Q_{0h}$  od rozstrojenia kompensacji sieci  $s$  podczas zwarcia przez  $R_p$ : a)  $R_1 = 1,0 \Omega$ , b)  $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$ ;  $U_k = 1,5 \text{ kV}$ ,  $I_{CS} = 50 \text{ A}$



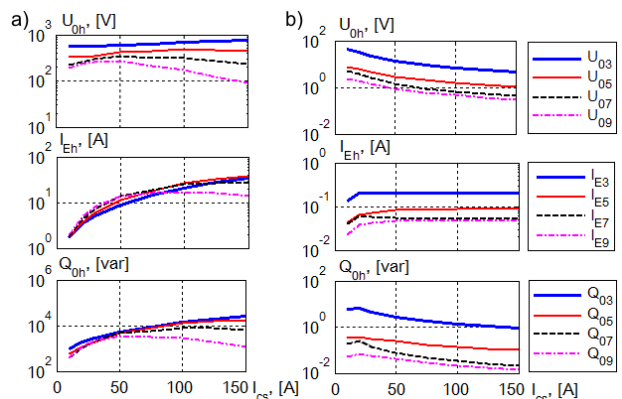
Rys. 7. Zależności  $U_{0h}$ ,  $I_{Eh}$  i  $Q_{0h}$  od  $R_1$  podczas zwarcia łukowego:  $I_{CS} = 50 \text{ A}$ ,  $s = 0,1$ ,  $U_k = 1,5 \text{ kV}$



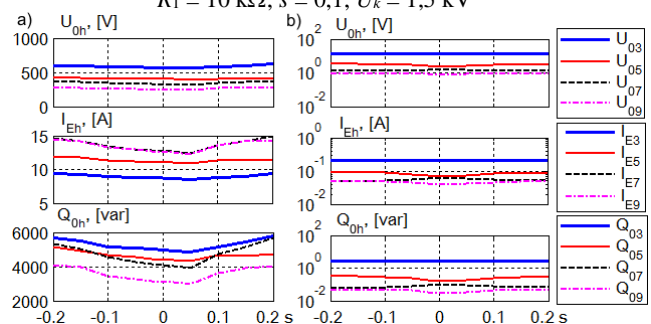
Rys. 8. Procentowy udział harmonicznych  $U_{0h\%}$  i  $I_{Eh\%}$  w funkcji rezystancji  $R_1$  podczas zwarcia łukowego:  $I_{CS} = 50 \text{ A}$ ,  $U_k = 1,5 \text{ kV}$ ,  $s = 0,1$



Rys. 9. Zależności  $U_{0h}$ ,  $I_{Eh}$  i  $Q_{0h}$  od napięcia  $U_k$  podczas zwarcia łukowego: a)  $R_1 = 1,0 \Omega$ , b)  $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$ ;  $I_{CS} = 50 \text{ A}$ ,  $s = 0,1$



Rys. 10. Zależności  $U_{0h}$ ,  $I_{Eh}$  i  $Q_{0h}$  od prądu pojemnościowego sieci  $I_{CS}$  podczas zwarcia łukowego: a)  $R_1 = 1,0 \Omega$ , b)  $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$ ;  $s = 0,1$ ,  $U_k = 1,5 \text{ kV}$



Rys. 11. Zależności  $U_{0h}$ ,  $I_{Eh}$  i  $Q_{0h}$  od rozstrojenia kompensacji sieci  $s$  podczas zwarcia łukowego: a)  $R_1 = 1,0 \Omega$ , b)  $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$ ;  $I_{CS} = 50 \text{ A}$ ,  $U_k = 1,5 \text{ kV}$

Wzrost napięcia progowego  $U_k$  powyżej 1 kV może powodować zmniejszenie wartości harmonicznych w przypadku zwarć niskorezystancyjnych przez  $R_p$  i dowolnych łukowych (rys. 4a, 9a, b) lub ich zwiększenie podczas zwarć wysokorezystancyjnych przez  $R_p$  (rys. 4b). Wzrost prądu pojemnościowego sieci  $I_{CS}$  przyczynia się na ogół do zwiększenia wartości harmonicznych podczas zwarć niskorezystancyjnych (rys. 5a, 10a) i do ich zmniejszenia podczas zwarć wysokorezystancyjnych (rys. 5b, 10b). Natomiast stopień rozstrojenia kompensacji  $s$  wpływa znacząco na wartości harmonicznych tylko podczas zwarć niskorezystancyjnych przez  $R_p$  (rys. 6a). W pozostałych przypadkach, zwłaszcza podczas zwarć wysokorezystancyjnych (rys. 6b, 11b), jest on nieznaczący.

Prawie we wszystkich przedstawionych przypadkach dominują trzecie harmoniczne, z wyjątkiem harmonicznych prądu przy zwarciach łukowych niskorezystancyjnych.

Moc bierna harmonicznych w zakresie rozpatrywanych zmian parametrów układu może przyjmować wartości od 1 mvar (zwarcia wysokorezystancyjne) do 10 kvar (zwarcia niskorezystancyjne) i jest zawsze dodatnia w przypadku zwarć na linii doziemionej oraz ujemna na linii zdrowej.

#### 4. WNIOSKI

Cechą charakterystyczną zwarć doziemnych z udziałem nieliniowej rezystancji  $R_F$  w kompensowanych sieciach SN, jest obecność wyższych harmonicznych, głównie 3, 5, 7 i 9 w prądach i napięciach składowych symetrycznych zerowych. Wartości napięcia, prądu i mocy biernej wyższych harmonicznych silnie zależą od parametrów sieci oraz rodzaju zwarcia i parametrów rezystancji  $R_F$ , zwłaszcza od  $R_1$ . W zakresie rozpatrzonych zmian parametrów układu mogą one się zmieniać nawet o sześć rzędów wielkości.

Moc bierna wyższych harmonicznych zachowuje bardzo wysoki stopień monopolarności i jest dodatnia na linii doziemionej oraz ujemna na liniach zdrowych niezależnie od parametrów sieci, rezystancji  $R_F$  i przebiegu zwarcia. Dzięki temu można ją wykorzystać jako wielkość kryterialną do selektywnej identyfikacji zwarć rezystancyjnych. Wskazane jest wykorzystanie przede wszystkim mocy trzeciej harmonicznej, gdyż przyjmuje ona największe wartości spośród badanych harmonicznych, zwłaszcza podczas zwarć wysokorezystancyjnych.

Żeby wykrywać zwarcia wysokorezystancyjne o rezystancji  $R_1$  do 100 kΩ w oparciu o kryterium mocy biernej harmonicznych prądu i napięcia, trzeba stosować bardzo małe nastawy mocy rozruchowej, rzędu 0,001 var.

#### 5. BIBLIOGRAFIA

1. Synal B.: Zjawiska ziemnozwarciowe w sieciach o małym prądzie zwarcia doziemnego, Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, nr 31, Monografie nr 4, 1975
2. Hänninen S.: Single phase earth faults in high impedance grounded networks. Characteristics, indication and location, Technical Research Centre of Finland, Espoo 2001.
3. Marciniak L.: Impulsowoprądowe i falkowe kryteria identyfikacji zwarć doziemnych rezystancyjnych oraz łukowych w sieciach średnich napięć, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Monografie nr 273, 2013.
4. Michalik M., Okraszewski T.M.: Application of the wavelet transform to backup protection of MV networks – wavelet phase comparison method, IEEE Bologna Power Tech Conference, paper No. 154, Bologna, Italy, 23-26 June 2003.
5. Elkalashy N.I., Lehtonen M.: Advancing DWT-Bayesian technique for earth fault protection in MV networks, OJEEE, 1 (2009), No. 2, pp. 89-93.
6. Kim C.J., Russell B.D.: Harmonic behavior during arcing faults on power distribution feeders, Electric Power Systems Research, 24 (1988), 219-225.
7. Benner C., Russell B.D.: Practical high-impedance fault detection on distribution feeders, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 33, No. 3 (1997), 635-640.
8. Marciniak L.: Wavelet criteria for identification of arc intermittent faults in medium voltage networks, Proceedings of the International Symposium "Modern Electric Power Systems, MEPS'10", paper 09.1, Wrocław, 20-22 September 2010.
9. Marciniak L.: Identyfikacja zwarć doziemnych wysokorezystancyjnych w sieciach średnich napięć, Przegląd Elektrotechniczny, nr 8 (2015), s. 185-189.
10. Marciniak L.: Implementacje modeli łuku ziemnozwarciowego w programach PSCAD i Matlab/Simulink, Przegląd Elektrotechniczny, 9a (2012), s. 126-129.
11. Sawicki A., Haltof M.: Nieliniowe modele matematyczne łuku elektrycznego, Przegląd Elektrotechniczny, 11 (2016), s. 257-261.
12. Zieliński T.: Cyfrowe przetwarzanie sygnałów. Od teorii do zastosowań, WKiŁ, Warszawa 2009.
13. Szafran J., Wiszniewski A.: Algorytmy pomiarowe i decyzyjne cyfrowej automatyki elektroenergetycznej, WNT, Warszawa 2001

### HARMONICS GENERATED BY NON-LINEAR EARTH FAULT RESISTANCE IN MEDIUM VOLTAGE NETWORKS

**Abstract.** In this paper, the content of higher harmonics (numbers 3, 5, 7 and 9) are evaluated in the compensated medium voltage network, which are generated by the non-linear earth fault resistance. The network model, non-linear resistance and model of the measurement system are described. Harmonics estimation was made for 15 kV compensated network based on simplified network model in Matlab/Simulink, which takes into account the zero sequence capacitance and leakage resistance of the network, inductance and resistance of the system and faulted line. The harmonics measurements were made with using of digital signal processing. They were estimated for two extreme cases of short circuits through the non-linear dynamic fault resistance – with participation and without participation of the arc. The characteristics of the higher harmonics of the zero sequence voltages, currents and their reactive power are presented as a function of parameters of the earth fault resistance, capacitive current and compensation detuning ratio. It was pointed also on the desirability to use of the reactive power of higher harmonics, especially the third one, for identification of non-stationary high resistance earth faults.

**Keywords:** earth fault, non-linear fault resistance, higher harmonic.

## KONCEPCJA WARTOŚCIOWANIA BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO NA PRZYKŁADZIE WYBRANEGO ZAKŁADU PRZEMYSŁOWEGO

Maksymilian PRZYGRÓDZKI<sup>1</sup>, Krzysztof SIEKIERSKI<sup>2</sup>

1. PSE Innowacje Sp. Z o.o.; Politechnika Śląska  
tel.: 32 257 85 71 e-mail: maksymilian.przygodzki@pse.pl
2. Grupa KĘTY SA  
tel.: 33 844 61 30 e-mail: ksiekierski@grupakety.com

**Streszczenie:** Zagadnienia związane z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw czynników energetycznych celem pokrycia potrzeb, wynikających z zapotrzebowania przez maszyny i urządzenia technologiczne, dotyczą obszarów zaopatrywania zakładu w czynniki energetyczne oraz poziomu wymaganej niezawodności dostaw czynników energetycznych do realizowanych w zakładzie procesów produkcyjnych. W artykule przedstawiono koncepcję podejścia do wartościowania bezpieczeństwa, w tym oceny kosztów strat z tytułu powstania przerw w dostawie energii. Przedstawiono przykładowe krzywe kosztów strat wyznaczone dla jednego z zakładów przemysłowych. Poza wyznaczeniem tego typu charakterystyk autorzy przedstawili propozycję wykorzystania tych informacji do oceny poziomu inwestowania w rozwój infrastruktury i źródeł zwiększających bezpieczeństwo funkcjonowania przedsiębiorstw przemysłowych.

**Słowa kluczowe:** bezpieczeństwo energetyczne, koszt strat, czynniki energetyczne.

### 1. WSTĘP

Tematyka bezpieczeństwa energetycznego w zakładzie przemysłowym, jest jednym z wielu istotnych zagadnień, w obszarze zarządzania przedsiębiorstwem. Zagadnienia związane z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw czynników energetycznych, celem pokrycia potrzeb, wynikających z zapotrzebowania przez maszyny i urządzenia technologiczne dotyczą:

- sposobu zaopatrywania zakładu w czynniki energetyczne,
- poziomowi wymaganej niezawodności dostaw czynników energetycznych do realizowanych w zakładzie procesów produkcyjnych.

Metodyka określenia sposobów podejścia do zapewnienia dostaw czynników energetycznych, wynika między innymi z następujących uwarunkowań:

- wielkość zakładu,
- środki finansowe, którymi dysponuje zakład,
- stopień skomplikowania realizowanych w zakładzie technologii,
- rodzaj zapotrzebowanych przez urządzenia technologiczne czynników energetycznych i ich parametrów,
- wymagania, dotyczące zapewnienia bezpieczeństwa dostaw czynników energetycznych. (w wymaganych ilościach, parametry).

Tematyka, związana z niezawodnością dostaw energii, jest przedmiotem wielu opracowań [1,2]. Zagadnienia te

rozpatrywane są głównie w aspekcie ekonomicznym, wyznaczającym racjonalność w obszarze podejmowania decyzji w zakresie rozwiązań, dotyczących dostaw czynników energetycznych. Na pewno zasilania składają się zarówno poniesione nakłady inwestycyjne, związane z budową lub modernizacją sieci zasilających, jak również koszty, związane z zatrudnieniem odpowiedniego personelu oraz realizacją planowej profilaktyki, warunkującej sprawne funkcjonowanie całej infrastruktury energetycznej. Racjonalne zwiększanie tych nakładów wpływa na podnoszenie poziomu niezawodności dostaw czynników energetycznych.

Z drugiej strony niedoinwestowane obszary struktury energetycznej stwarzają niebezpieczeństwo powstawania kosztów u odbiorców energii z tytułu jej niedostarczenia. Wraz ze zmniejszaniem nakładów na infrastrukturę energetyczną, wzrasta niebezpieczeństwo potencjalnych kosztów, spowodowanych funkcjonowaniem infrastruktury sieciowej o malejącej niezawodności.

Bezpieczeństwo dostaw energii, wynikające z poziomu niezawodności systemu zasilania, jest pojęciem wiążącym w sobie zarówno aspekty organizacyjne, techniczne jak i ekonomiczne, związane z zapewnieniem ciągłości dostaw energii do odbiorcy, zgodnie z obowiązującymi standardami i umowami. Przekłada się ono przede wszystkim na poziom mogących powstać strat u odbiorcy, z tytułu nie dotrzymania standardów, czy pojawieniem się nagłych przerw w jej dostawach [3].

### 2. STRATY GOSPODARCZE LOKOWANE PO STRONIE ODBIORCY

#### 2.1. Czas przerw

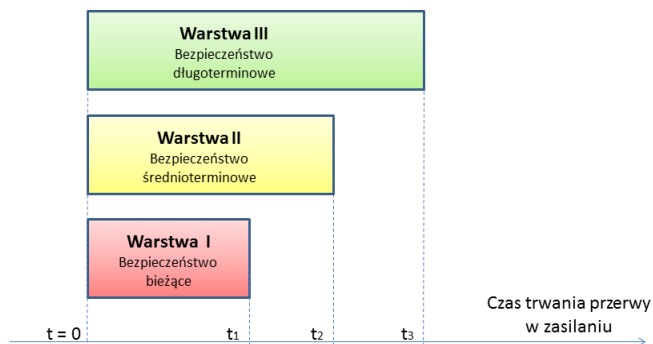
Z punktu widzenia kształtowania się i poziomu strat powstających u odbiorcy w związku z naruszeniem bezpieczeństwa dostaw energii, niezmiernie ważnym elementem jest interwał czasu, który wyznacza zaistniała przerwa w zasilaniu. Kierując się zatem czasem powstającej przerwy w dostawach można wyróżnić 3 warstwy bezpieczeństwa. Schematycznie warstwy te zobrazowano na rysunku 1.

Orientacyjne powiązanie interwałów czasu trwania przerwy w dostawie energii z poszczególnymi warstwami można sklasyfikować odpowiednio:



- Warstwa I: określa bezpieczeństwo bieżące, dotyczące krótkich przerw – interwał czasu  $\langle 0; t_1 \rangle$  jest rzędu kilku do kilkunastu minut,
- Warstwa II: określa bezpieczeństwo średnioterminowe – interwał czasu  $\langle 0; t_2 \rangle$  wynosi od kilkudziesięciu minut do kilku godzin,
- Warstwa III: określa bezpieczeństwo długoterminowe – interwał czasu  $\langle 0; t_3 \rangle$  sięga od kilku godzin do dni, a nawet dłużej.

Potrzeba i sposób zapewnienia bezpieczeństwa w danej warstwie, zależy głównie od typu przedsiębiorstwa, jego wielkości i od rodzaju realizowanych procesów produkcyjnych, będących decydującymi o stopniu wrażliwości na przerwę w dostawach energii.



Rys. 1. Warstwy zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii do zakładu

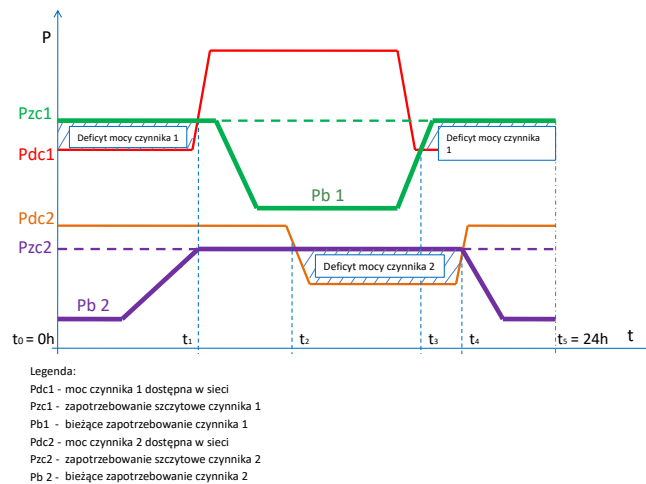
## 2.2. Zagospodarowanie czynników energetycznych

Mając na względzie konieczność zagospodarowania dostaw czynników energetycznych i ich odbiorów, można sporządzić diagramy zapotrzebowań poszczególnych ciągów technologicznych na dostawy niezbędnych czynników energetycznych i odnieść je do poziomów ich dostępności w sieciach zasilających. W zależności od wielkości przedsiębiorstwa i od skali odniesienia sporządzanej analizy może to być wydzielona część wewnętrznych sieci danego przedsiębiorstwa, bądź w przypadku małego przedsiębiorstwa – całe przedsiębiorstwo. Sporządzone diagramy stanowią podstawę do przeprowadzenia analizy możliwości pokrycia występujących zapotrzebowań w aspekcie dostępności energii w sieciach zasilających.

W sytuacji, gdy mimo podjętych działań organizacyjnych nie uda się ustalić zapotrzebowania mocy na któryś z czynników poniżej mocy dysponowanej w sieci zasilającej dane przedsiębiorstwo, alternatywą do zabudowy własnych źródeł uzupełniających deficyt czynników jest budowa nowych linii ze źródeł, znajdujących się w najbliższym otoczeniu. Decyzje w tym zakresie mogą być podjęte po porównaniu analizy ekonomicznej obu alternatywnych rozwiązań.

Znacznie więcej uwagi i organizacji wymaga skoordynowanie pracy linii technologicznych w aspekcie harmonogramu dostaw kilku czynników energetycznych, które są zapotrzebowywane przez urządzenia zainstalowane w tych liniach.

Na rysunku 2 przedstawiono przykładowe przebiegi obrazujące poziomy mocy dostępnych w sieciach dostarczających dwa czynniki energetyczne oraz mocy niezbędnych do pokrycia bieżącego zapotrzebowania na te czynniki na hipotetycznej linii technologicznej.



Rys. 2. Przebiegi czynników zapotrzebowanych przez linię technologiczną oraz mocy dostępnych w sieciach zasilających

Na rysunku 2 zaznaczono niedobory czynników energetycznych występujące w różnych okresach doby. Ilość pierwszego czynnika pokrywa występujące zapotrzebowanie od godziny  $t_1$  do godziny  $t_3$ . W pozostałej części doby występuje jego deficyt. Sieć drugiego czynnika nie pokrywa występującego zapotrzebowania od godziny  $t_2$  do godziny  $t_4$ . Z przedstawionych przebiegów wynika, że hipotetyczna linia technologiczna mogłaby pracować jedynie od godziny  $t_1$  do godziny  $t_2$ .

## 2.3. Koszty strat

Bezpieczeństwo energetyczne zakładu, wiąże się z zapewnieniem dostaw czynników energetycznych, umożliwiających jego funkcjonowanie. Dotyczy to zarówno funkcjonowania poszczególnych gniazd, linii technologicznych jak i wydziałów, których praca jest przewidywana i realizowana, zgodnie z ustalonymi harmonogramami. Przyjęte harmonogramy pracy poszczególnych gniazd, będące następstwem zastosowanych technologii, są ściśle powiązane z przyjętymi do realizacji zadaniami, wynikającymi z otrzymanych kontraktów i zleceń. Sprawna ich realizacja gwarantuje terminowe wywiązywanie się z przyjętych zobowiązań, wynikających z podpisanych umów.

Wiadomym jest, że zakłócenia mogące wystąpić w procesach złożonych, które wymagają do swej realizacji skoordynowania pracy kilku wydziałów, rzutują na realizację harmonogramów poszczególnych wydziałów, zakłócając je i powodując nieuzasadnione wzrosty kosztów realizowanych przez nie zleceń.

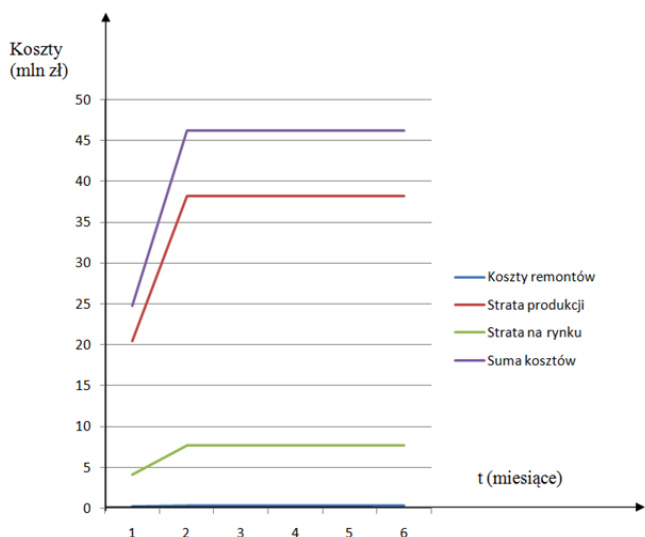
Jednymi z najbardziej dotkliwych zakłóceń mogą być nieplanowane, nagłe zaniki dostaw czynników energetycznych. Zaistnienie przerwy w dostawie któregoś z czynników energetycznych, powoduje perturbacje realizacji harmonogramów zadań. Proces zostaje gwałtownie przerwany z konsekwencjami, które ściśle zależą od czasu przerwy w dostawie danego czynnika. W miarę wzrostu interwału czasu, powstającego od chwili przerwania dostawy czynnika, maleje możliwość podjęcia działań minimalizujących straty, które mogą powstać wskutek uszkodzenia maszyn, urządzeń oraz obrabianego materiału.

Rozmiar skutków, które mogą wystąpić w wyniku przerwania dostaw do procesu czynnika energetycznego niezbędnego do ciągłości tego procesu, zależy od następujących okoliczności:

- możliwości zabezpieczenia maszyn, urządzeń i produktów od mogących powstać uszkodzeń,
- przywrócenia normalnego toku produkcji,
- wielkości mogących powstać strat z tytułu kosztów odtworzenia maszyn i urządzeń,
- wielkości mogących powstać strat z tytułu kosztów uszkodzonych materiałów,
- wielkości mogących powstać strat z tytułu nie wyprodukowanych materiałów,
- wielkości mogących powstać strat, z tytułu kosztów, związanych z utraconymi klientami i odzyskaniem rynku.

Zaistnienie przerwy w dostawie czynników energetycznych w trakcie trwania procesu produkcyjnego zakładu, skutkuje narastaniem kosztów, których przebieg przedstawiono na rysunku 3. Oprócz kosztów odtworzenia urządzenia lub maszyny, powstają koszty wynikające z wartości utraconej produkcji oraz koszty jej zastąpienia przez produkcję zakupioną u konkurencji, w celu wywiązania się z kontraktów i nie utracenia rynku.

Krzywe narastania kosztów związanych z nagłą przerwą w dostawach czynników energetycznych są zróżnicowane. Przykładowo na rysunku 3 zaprezentowano szacowany przebieg narastania kosztów związanych z remontem prasy 35 MN w zakładzie wytwarzającym kształtki aluminiowe.



Rys. 3. Krzywe kosztów powstających w związku z remontem Prasy 35MN

Z uwagi na fakt, że Prasa 35 MN charakteryzuje się największą wydajnością, prace remontowe przywracające jej sprawność zostaną wykonane na niej w pierwszej kolejności. Jej cykl remontowy zakończy się po 2 miesiącach.

### 3. WARTOŚCIOWANIE I MIARY BEZPIECZEŃSTWA

Postrzegając bezpieczeństwo energetyczne poprzez pryzmat potrzeb i uwarunkowań, związanych z realizowanymi procesami produkcyjnymi należy przedstawić kluczowe, z punktu widzenia strategii zakładu, procesy technologiczne oraz towarzyszące im uwarunkowania, dotyczące dostaw czynników energetycznych. W efekcie można wprowadzić pojęcie miary bezpieczeństwa oraz ujęcie tej miary a także jej odniesienie

do czasu trwania przerwy w dostawach któregośkolwiek z wymaganych czynników energetycznych

Zanim zostanie określona miara bezpieczeństwa zarządzania energią, wprowadzić należy kategoryzację poziomów strat, mogących zaistnieć z tytułu:

- nie rozpoczęcia planowanej produkcji, spowodowanego brakiem pokrycia aktualnego zapotrzebowania na czynniki energetyczne – straty  $S(a)$ ;
- nie dokończenia realizowanej produkcji, spowodowanego brakiem korelacji w jednoczesności i poziomie dostaw czynników, zapotrzebowanych przez procesy – straty  $S(b)$ ;
- kosztów uszkodzeń obrabianego lub wytwarzanego materiału, wynikłych z przerwy w dostawie któregośkolwiek z czynników, bądź wszystkich zapotrzebowanych czynników – straty  $S(c)$ ;
- kosztów, wynikających z uszkodzeń maszyn i urządzeń, w następstwie przerwy w dostawie czynników, limitujących ich bezawaryjną pracę – straty  $S(d)$ .

Wypadkowy poziom strat oznaczony  $P_{spe}$ , spowodowanych powyższymi przyczynami, będący w bezpośrednim związku z dostarczaną energią można zapisać jako sumę:

$$P_{spe} = S(a) + S(b) + S(c) + S(d) \quad (1)$$

Uwzględniając powyższe miarą bezpieczeństwa zarządzania energią w zakładzie przemysłowym, będzie stosunek wartości produkcji w danym okresie do wartości produkcji, która mogłaby być wyprodukowana przez urządzenia wytwórcze w sytuacji, gdyby żaden cykl produkcyjny nie został zakłócony z przyczyn, zawiązanych z dostawami czynników energetycznych.

Kwantyfikując pojęcie bezpieczeństwa zarządzania energią oznaczone  $B_{ze}$ , można wówczas zapisać zależność:

$$B_{ze} = \frac{P_r}{P_n} \quad (2)$$

gdzie:  $P_r$  – rzeczywista wartość produkcji w danym okresie,  $P_n$  – poziom wartości produkcji możliwy do osiągnięcia, gdyby w badanym okresie nie zaistniało żadne z zakłóceń w dostawach czynników energetycznych.

Z wprowadzonych dotychczas ustaleń, wynika zatem:

$$P_{spe} = P_n - P_r \quad (3)$$

stąd:

$$B_{ze} = \frac{P_n - P_{spe}}{P_n} \quad (4)$$

a po powiązaniu zależności (2) i (4) otrzymuje się:

$$B_{ze} = 1 - \frac{P_{spe}}{P_n} \quad (5)$$

Określony zależnością (1) poziom strat, spowodowanych zakłóceniami w dostawie czynników energetycznych, odniesiony do wartości produkcji  $P_n$  możliwej do osiągnięcia, gdyby żadnych zakłóceń nie było oznaczono jako  $W_{spe}$ . Wielkość ta jest szacunkowym



względny wskaźnik strat produkcji, ponoszonych z tytułu zakłóceń w dostawach czynników energetycznych w danym zakładzie. Wiążąc ten wskaźnik z kwantyfikowanym pojęciem bezpieczeństwa można podać następującą zależność:

$$B_{ze} = 1 - W_{spe} \quad (6)$$

Należy podkreślić, że szacunkowy wskaźnik strat produkcji, obrazuje wagę zagadnienia bezpieczeństwa zarządzania energią w skali potencjału produkcyjnego całego analizowanego zakładu. Odnosząc się do praktycznych rozważań dedykowanych zakładowi przemysłowemu w skali któregośkolwiek wydziału produkcyjnego, oznaczenie współczynnika będzie zawierało oznaczenie tego wydziału, np. w przypadku Odlewni będzie to  $W_{spe}(\text{Odl})$ , Prasowni –  $W_{spe}(\text{Pras})$ , itp.

Przedstawione miary bezpieczeństwa mogą zostać wykorzystane do minimalizacji kosztów strat określonych wg zależności (1), reprezentowanych pośrednio przez wskaźnik  $W_{spe}$ . Działania te mogą dotyczyć całego przedsiębiorstwa jak i jego wydziałów produkcyjnych [4].

#### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

W przeprowadzonych rozważaniach przedstawiono ogólne zasady i metody postępowania w zakresie bezpieczeństwa zarządzania energią, dotyczące zapobieżenia bądź ograniczenia strat gospodarczych z tytułu zakłóceń w dostawach czynników energetycznych do zakładu przemysłowego, jak i sytuacji nagłego przerwania dostaw czynników energetycznych przy jednoczesnym braku możliwości ich dostaw ze źródeł rezerwowych.

W warunkach stabilnej pracy zakładu, przy właściwej realizacji dostaw czynników energetycznych, pozwalających na pokrycie bieżącego zapotrzebowania, zarówno w zakresie ilości, terminu oraz pewności dostawy danego czynnika oraz jego skorelowania z dostawami innych czynników,

wymaganych w poszczególnych procesach, można przyjąć, że poziom strat gospodarczych jest pomijalny. Zatem w warunkach stabilnej pracy zakładu można przyjąć założenie, że powstanie strat, związanych z zagadnieniem dostaw energii, może wynikać jedynie z zaistnienia nagłej przerwy w dostawie któregośkolwiek lub większości czynników energetycznych, limitujących prawidłowe funkcjonowanie.

Ponieważ przerwa w dostawie czynników energetycznych może nastąpić w dowolnej chwili funkcjonowania zakładu i w przeważającej liczbie przypadków bez wcześniejszego uprzedzenia, umożliwiające podjęcie działań minimalizujących potencjalne straty, stąd potrzeba prowadzenia odpowiednich analiz. Analizy takie należy wykonać opierając się na wytycznych dotyczących szkodliwości interwału czasu trwania przerwy (warstwy bezpieczeństwa energetycznego), wrażliwości realizowanych technologii na mogące powstać przerwy w dostawie energii oraz na krzywych kosztów strat z tytułu nagłych przerw w dostawach czynników energetycznych.

#### 5. BIBLIOGRAFIA

1. Paska J.: Wybrane aspekty optymalizacji niezawodności systemu elektroenergetycznego. Eksploatacja i Niezawodność, Vol. 15, No. 2, 2013, s.202-208.
2. Przygodzki M.: Modelowanie rozwoju sieci elektroenergetycznej współpracującej ze źródłami rozproszonymi. Monografia. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
3. Paska J.: Ekonomiczny wymiar bezpieczeństwa elektroenergetycznego i niezawodności zasilania. Rynek Energii 2/2013, s.17-22.
4. Siekiński K.: Przykłady metod optymalizacji pracy układów kogeneracyjnych w przemyśle energochłonnym. Rudy i Metale Nieżelazne 4/2013, s.202-205.

### THE CONCEPT OF THE EVALUATION OF ENERGY SECURITY ON THE EXAMPLE OF INDUSTRIAL PLANT

Security of energy supply for industrial plant is a key element of its operation and implementation of production processes. An appropriate level of security need to be sufficient to cover needs arising from the demand for machinery and technological equipment. The article presents the method of security evaluation, including the assessment of the cost of economic losses due to occurrence of power interruption. Examples of cost curves of economic losses determined for one of the industrial plants are presented. Besides the appointment of this type of characteristics the authors put forward a proposal to use this information to assess the expected level of investment in infrastructure and resources to increase security of the industrial enterprises. Such analyzes should be performed based on the guidelines for the economic losses interval break time, sensitivity of the implemented technology on the economic losses that may arise during power outages and cost curves of losses due to sudden interruptions in the supply of energy carries.

**Keywords:** energy security of supply, cost of economic losses, energy carriers.

## OCZEKIWANE W DŁUGIM HORYZONCIE CZASU TRENDY ZMIANY SPOSOBU WYKORZYSTANIA ZASOBÓW REGULACYJNYCH DO DOBOWEGO BILANSOWANIA KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Bogdan CZARNECKI<sup>1</sup>

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 82 20 fax: 58 341 76 85 e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

**Streszczenie:** W artykule omówiono wyniki stochastycznego modelowania warunków dobowego bilansowania KSE w warunkach wzrostu mocy zainstalowanej źródeł OZE. Wskazano na rosnącą rolę zasobów regulacji mocy czynnej, w szczególności oczekiwany wzrost wykorzystania elektrowni szczytowo-pompowych i roli pracy pompowej dla zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE. Wskazano również na możliwe konsekwencje wzrastającej mocy oddawanej przez nie do sieci ze względu na bezpieczeństwo i niezawodność prowadzenia ruchu KSE oraz na możliwość obniżenia długookresowej dyspozycyjności jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych ze względu na rosnącą liczbę odstawień i uruchomień w cyklu dobowym.

**Słowa kluczowe:** bilansowanie systemu, modelowanie stochastyczne.

### 1. WSTĘP

Rozwój generacji wiatrowej (GW) stanowi wyzwanie z punktu widzenia bezpieczeństwa i ekonomiki funkcjonowania systemów elektroenergetycznych. Kwestia bilansowania i regulacji wtórnej są obecnie powodem odmowy wydawania nowych warunków przyłączenia dla źródeł OZE, w szczególności farm wiatrowych. Proponowane przez PSE zapisy dotyczące minimalnej wymaganej liczby pracujących bloków konwencjonalnych wynikają z problemów dobowego bilansowania w układzie dolina-szczyt oraz konieczności zapewnienia wymaganego gradientu zmian mocy oddawanej do sieci przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD). Zgodnie z zapisami IRIESP OSP, planując pracę JWCD na dobę następną, jest zobowiązany do zapewnienia rezerw mocy dostępnych w ilości:

1. W kierunku zwiększenia generacji nie mniej niż 9% krajowego zapotrzebowania na moc. Trudności w zapewnieniu rezerwy występuje w szczycie dobowej krzywej zapotrzebowania na moc.
2. W kierunku zmniejszenia generacji nie mniej niż 500 MW. Trudności w zapewnieniu wymaganego poziomu rezerwy występuje w dolinie dobowej krzywej zapotrzebowania na moc, gdy JWCD pracują z obciążeniem bliskim minimum technicznego bloków.

Konsekwencją powyższych kryteriów są kosztowne uruchomienia dodatkowych JWCD w szczycie obciążenia lub redukcje mocy OZE w dolinie krzywej obciążenia. Proponowana metodyka ma na celu ilościową ocenę warunków dobowego bilansowania KSE w przyszłości, w szczególności: zapotrzebowania na rezerwy regulacyjne,

ilości odstawień i ponownych uruchomień JWCD w cyklu dobowym oraz ewentualny wolumen produkcji OZE, która mogłaby być utracona ze względu na ograniczanie ich mocy związane z wymogami bezpieczeństwa prowadzenia ruchu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

### 2. MODELOWANIE DOBOWYCH WARUNKÓW BILANSOWANIA KSE

Roczna dynamika wzrostu szczytowego zapotrzebowania na moc wynosi od 0,5% zimą do 2,5% latem. Dynamika wzrostu zapotrzebowania na moc w dolinach krzywej obciążenia jest mniejsza i wynosi od -0,3% w grudniu do 1,7% w miesiącach letnich [2]. Prowadzi to do rozchylenia dobowego zapotrzebowania na moc i w konsekwencji powoduje, że coraz większym wyzwaniem staje się pokrycie szczytowego zapotrzebowania na moc przez JWCD pracujące w dolinie krzywej obciążenia.

Na przestrzeni kilkunastu ostatnich lat w KSE daje się zaobserwować wzrost zapotrzebowania na rezerwę wirującą, w tym interwencyjną. Analiza piętnastominutowych gradientów zmiany zapotrzebowania na moc wskazuje na sukcesywne zwiększanie gradientów w kierunku wzrostu (do +1600 MW/15min) i obniżania generacji JWCD (do -1100 MW/15min.). Wzrasta również prawdopodobieństwo występowania dużych zmian zapotrzebowania na moc. Skutkiem coraz większej zmienności zapotrzebowania odbiorców na moc jest wzrost zapotrzebowania na usługi regulacyjne związane z nadążaniem za szybkimi zmianami zapotrzebowania na mocy czynną, świadczone wyłącznie przez JWCD.

Ze względu na coraz większą ilość zastosowań energii elektrycznej, pogarszają się warunki prognozowania zapotrzebowania na moc, co prowadzi do wzrostu błędów prognoz, a w konsekwencji do wzrostu zapotrzebowania na rezerwę wirującą. Podobnie jak w przypadku odbiorców energii, błędy prognoz i związane z nimi rosnące zapotrzebowanie na rezerwę wirującą, dotyczą również odnawialnych źródeł energii (OZE), w szczególności technologii uzależnionych od zmiennych i trudno prognozowanych warunków pogodowych. Ponadto, wzrost mocy zainstalowanej OZE, wynikający jak dotąd głównie z rozwoju energetyki wiatrowej, a w przyszłości również wzrostu wykorzystania fotowoltaiki, biomasy i biogazu, przyczynia się do sukcesywnego zmniejszania udziału jednostek konwencjonalnych w pokrywaniu zapotrzebowania na moc odbiorców, w szczególności w okresie niskiego zapotrzebowania (dolina nocna, dni świąteczne). W takich

warunkach zagrożone może być utrzymanie minimalnej wymaganej ze względu na ograniczenia sieciowe, liczby pracujących JWCD. Konwencjonalne jednostki wytwórcze nie będące centralnie dysponowanymi (nJWCD) również utrudniają prowadzenie dobowego bilansowania KSE. Dzieje się tak ze względu na ujemną korelację pomiędzy szczytami zapotrzebowania na ciepło sieciowe (maksimum produkcji w godzinach nocnych) i energię elektryczną (wciążu dnia).

Ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE najistotniejsze jest utrzymanie w ruchu JWCD, pracujących w reżimie wymuszeń sieciowych, a w dalszej kolejności zapewnienie rezerwy mocy w kierunkach zwiększenia generacji systemowej w szczycie oraz zmniejszania generacji w dolinie zapotrzebowania. Planowana do pracy na dobę następną liczba i moc osiągalna JWCD wynika z:

1. Minimalnej wymaganej liczby pracujących bloków w wybranych węzłach sieci NN dla spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (tzw. systemowe ograniczenia sieciowe). Zgodnie z danymi publikowanymi przez PSE SA, suma minimów technicznych JWCD posiadających status generacji wymuszonej wynosi w dolinie letniej ~ 3000 MW a w dolinie zimowej ~ 4000 MW [3];
2. Wymaganej regulacyjności źródeł systemowych, tj. zapewnienia gradientu zmian mocy oddawanej do sieci przez pracujące JWCD nie mniejszego niż 100 MW/min. (co odpowiada 1500 MW/15 min.) [4]. Mając na uwadze inne wymagania IRiESP:
  - minimalną wymaganą zdolność JWCD do zmiany mocy oddawanej do sieci - 2% mocy zainstalowanej na minutę oraz
  - średnią relację mocy minimum technicznego do mocy osiągalnej bloków (~0,5),zapewnienie regulacyjności KSE będzie wymagało pracy JWCD o mocy zainstalowanej >5000 MW;
3. Wymaganej rezerwy regulacyjnej w kierunku zmniejszania lub zwiększania generacji bloków systemowych. Zgodnie z IRiESP, OSP powinien dysponować rezerwą wirującą w ilości nie mniejszej niż
  - 500 MW w kierunku zmniejszania generacji oraz
  - 9% zapotrzebowania na moc w systemie, w kierunku zwiększenia generacji.

O te wielkości należy powiększyć odpowiednio zapotrzebowanie na moc pokrywane przez JWCD w dolinie i moc osiągalną JWCD pracujących w szczycie obciążenia.

Powyższe kryteria ze względu na bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii muszą zostać bezwzględnie spełnione. Jeżeli kryterium „zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD” nie jest spełnione w dolinie krzywej obciążenia, OSP po wyczerpaniu dostępnych środków zwiększających obciążenie (Elektrownie Szczytowo-Pompowe (ESP), łącznie ~1650 MW w trybie pompowym) będzie zmuszony do zredukowania mocy oddawanej do sieci przez jednostki nJWCD, w szczególności źródła OZE, co wiąże się z kosztami utraconej produkcji. W przypadku kryterium „wymagana moc dyspozycyjna JWCD w szczycie” OSP w przypadku niedostatecznych zasobów po stronie generacji (ESP, łącznie ~1750 MW w trybie generacyjnym oraz usługa redukcji obciążenia DR ~200 MW) jest zmuszony do przywołania do pracy dodatkowych bloków konwencjonalnych. Odstawianie jednostek wytwórczych w dolinie zapotrzebowania i ponowne załączanie uruchamianie w szczycie zapotrzebowania wpływa negatywnie na żywotność bloków energetycznych i jest

związane z dodatkowymi kosztami, w szczególności zużycia paliwa pomocniczego.

Reasumując, w pracy KSE dają się obserwować niekorzystne trendy stwarzające coraz większe wyzwania związane z dobowym bilansowaniem systemu. Sukcesywnie maleje zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w dolinie, rośnie zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w szczycie oraz rośnie poziom rezerw mocy wymaganych ze względu na bezpieczeństwo i niezawodność pracy KSE.

Proponowana metodyka symulacji ma na celu ilościową ocenę warunków dobowego bilansowania KSE w zadanym horyzoncie czasu. Przyjęto, że na proces bilansowania będą miały wpływ niezależne zmienne losowe tworzące szeregi czasowe:

1. zapotrzebowanie na moc odbiorców,
2. generacja nJWCD konwencjonalnych,
3. generacja nJWCD OZE (elektrownie wiatrowe i fotowoltaika),
4. parametry techniczne pracujących JWCD, w szczególności suma minimów technicznym i mocy dyspozycyjnych bloków,
5. wymagany poziom rezerw mocy w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji, zależny przede wszystkim od błędów prognoz poszczególnych składowych bilansu mocy.

Przyjęto, że saldo popytu i podaży energii elektrycznej z jednostek nJWCD, jest bilansowane przez JWCD. Celem obliczeń symulacyjnych jest równoczesne spełnienie następujących kryteriów:

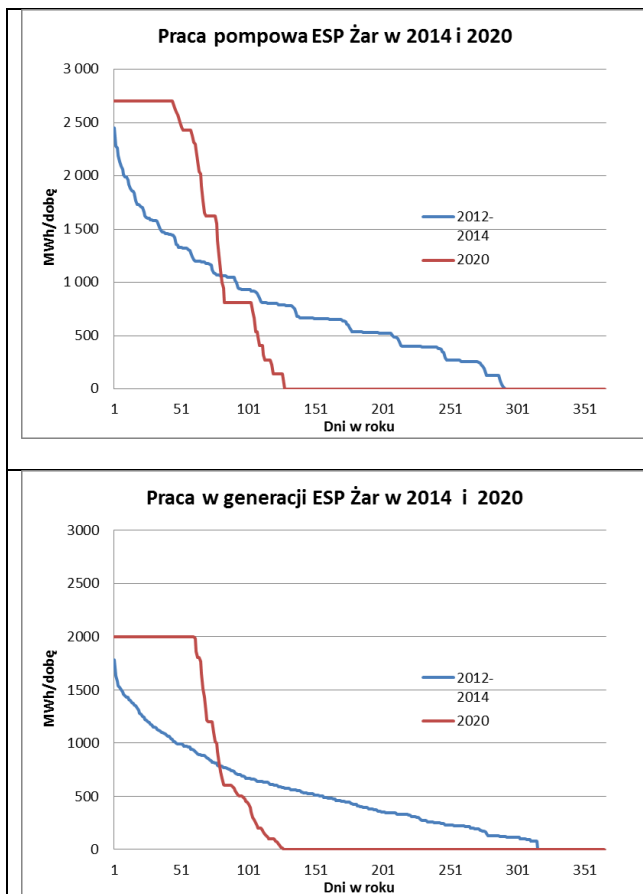
1. zapewnienie minimalnego wymaganego poziomu generacji JWCD ze względu na sieciowe ograniczenia systemowe,
2. zapewnienie wymaganego poziomu rezerwy wirującej w kierunku zmniejszania generacji JWCD w dolinie krzywej obciążenia,
3. zapewnienie wymaganego w tych warunkach poziomu rezerwy wirującej w kierunku zwiększania generacji JWCD.

Po wyczerpaniu zasobów regulacyjnych – praca elektrowni szczytowo-pompowych (ESP) zwiększających zapotrzebowanie na moc w dolinie i zmniejszających zapotrzebowanie na moc pokrywanego przez JWCD w szczycie, w przypadku niespełnienia powyższych warunków, alternatywnie symulowano następujące działania:

1. w przypadku nie spełnienia kryterium 1. zredukowano generację wiatrową w dolinie krzywej obciążenia i zastępowano ją generacją konwencjonalną JWCD;
2. w przypadku nie spełnienia kryterium 2. odstawiano wymaganą liczbę JWCD;
3. w przypadku nie spełnienia kryterium 3. (w szczególności w następstwie wystąpienia kryterium 2.) uruchamiano dodatkową generację konwencjonalną w szczycie obciążenia.

### 3. WYNIKI SYMULACJI

Na Rysunku 1 przedstawiono graficznie wyniki symulacji pracy ESP Żar w roku 2020 (linia czerwona) na tle średniego wykorzystania ESP Żar w latach 2012 do 2014 (linia niebieska). Przedstawione wyniki wskazują na prawdopodobny wzrost wykorzystania zdolności regulacyjnych ESP Żar.



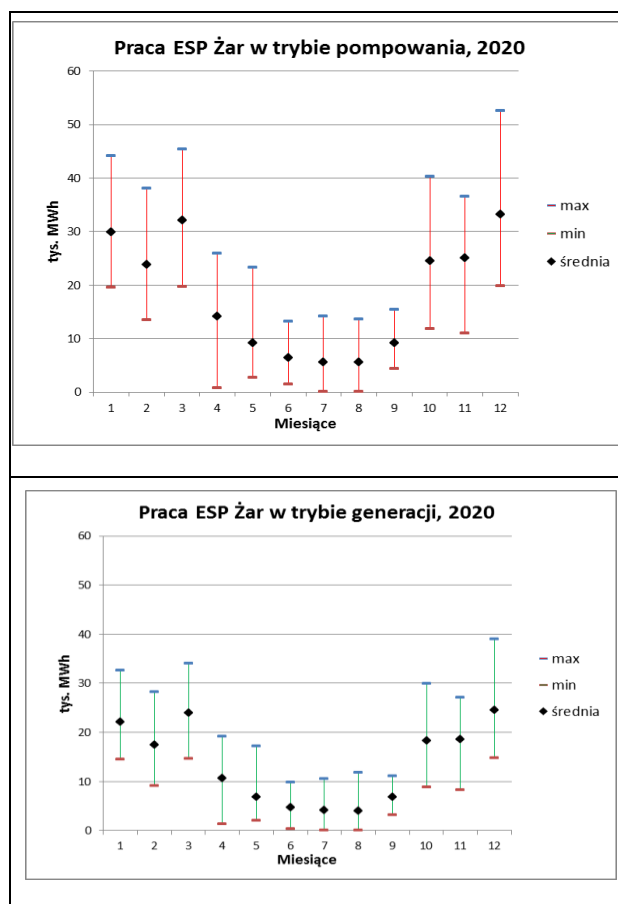
Rys. 1 Wykresy uporządkowane pracy ESP Żar w trybie pompowym i generacyjnym w latach 2012-14 i 2020

Z danych historycznych wynika, że w latach 2012-14 ESP Żar praktycznie nie pracowała pełną pojemnością zbiornika górnego. W roku 2020 można oczekiwać, że średnio przez 50 dni w roku ESP Żar w trybie pompowym będzie zwiększała obciążenie JWCD w dolinie wykorzystując pełną pojemność zbiornika górnego. Przez kolejnych około 75 dni w roku ESP Żar będzie wykorzystywana w trybie pracy pompowej z niepełnym wykorzystaniem pojemności zbiornika górnego. Można również założyć, że w tym okresie oraz przez resztę roku, ze względu na dostępność części lub całości zasobów (pojemność zbiornika i moc w pompowaniu i generacji), ESP Żar będzie również wykorzystywana w trybie pracy interwencyjnej – jak ma to miejsce obecnie

Analogicznie, przez około 50 dni w roku ESP Żar będzie pracowała w trybie generacji z wykorzystaniem całkowitej pojemności zbiornika górnego dla dobowego bilansowania KSE. Nie wyklucza to pracy regulacyjno-interwencyjnej. Ze względu na potrzebę pokrycia zapotrzebowania na moc przez wiele godzin w szczycie OSP może ograniczyć moc oddawaną do sieci przez hydrozespoły poniżej mocy osiągalnej, zapewniając równocześnie rezerwę interwencyjną przez dłuższy okres czasu w dobie.

Zapotrzebowanie na bilansowanie KSE przez ESP Żar będzie zmienne w okresie roku. Dominować będzie praca w okresie zimowym, gdy generacja wiatrowa szczególnie w nocy jest relatywnie wysoka. Roczne profile pracy pompowej i generacyjnej przedstawiono na Rysunku 2. Dla każdego trybu pracy przedstawiono największy i najmniejszy wolumen odpowiednio pompowania i generacji zarejestrowany w cyklu dobowym, oraz średnie wartości w poszczególnych miesiącach. Analogiczne dane prezentujące dobowo-godzinowy profil generacji wiatrowej

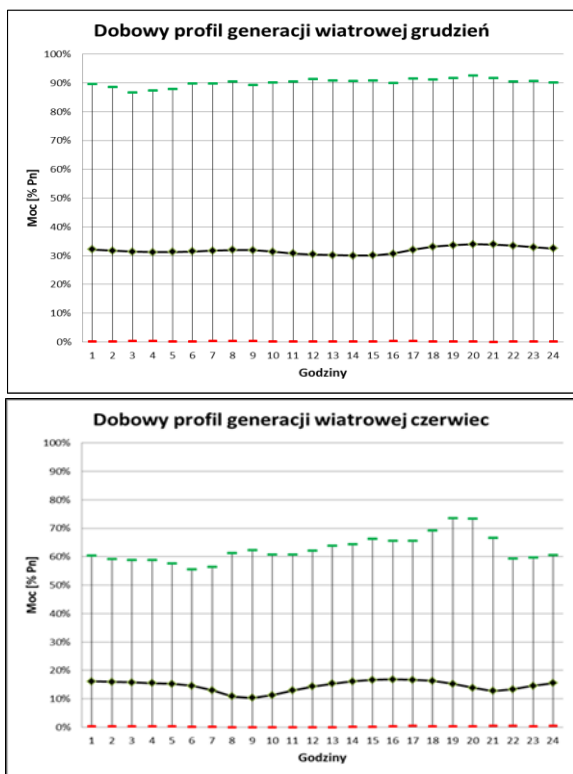
dwóch wybranych, skrajnych pod względem produkcji miesięcy przedstawiono na Rysunku 3



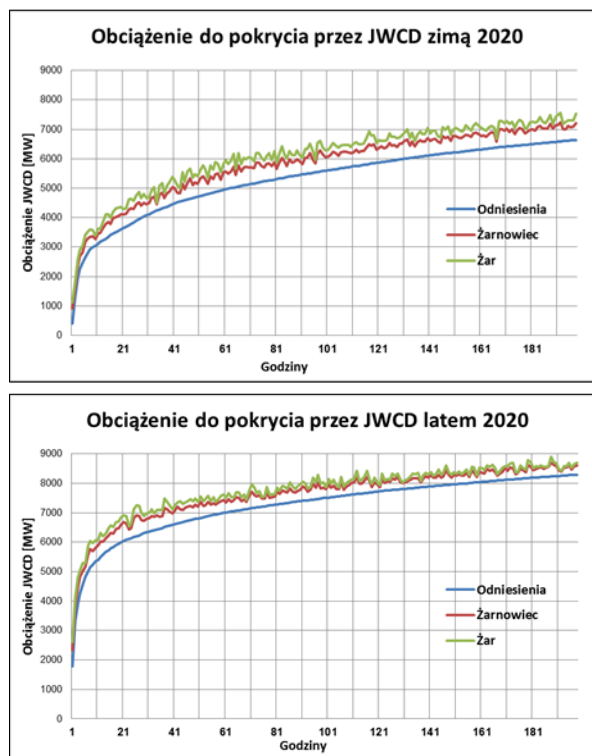
Rys. 2 Roczny profil zapotrzebowania na usługi dobowego bilansowania KSE w trybie pompowym i generacyjnym

Na Rysunku 4 przedstawiono wykresy uporządkowane przewidywanego średniego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez JWCD w roku 2020, w podziale na sezony letni i zimowy. Linia niebieską oznaczono zapotrzebowanie do pokrycia przez JWCD wynikające z salda zapotrzebowania na moc odbiorców i generacji nJWCD konwencjonalnych i nJWCD OZE (GW+PV). Linia czerwoną oznaczono zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w przypadku uruchomienia ESP Żarnowiec do pracy pompowej a zieloną dodatkowego uruchomienia ESP Żar do pracy pompowej. Brak monotoniczności linii obrazujących pracę ESP Żarnowiec i ESP Żar (odpowiednio czerwonej i zielonej) wynika z uśrednienia pracy tych obiektów w okresie wieloletnim, wliczając w to godziny w których występowało zapotrzebowanie na ich pracę ale zostały wyczerpane zasoby (np. zapelnienie lub opróżnienie zbiornika górnego).

Znamienne jest, że obciążenie JWCD przez kilkanaście godzin w roku może spaść poniżej poziomu wymaganego ze względu na systemowe ograniczenia sieciowe (~3 GW latem i ~4GW zimą) co spowoduje konieczność ograniczania generacji wiatrowej. W przypadku wzrostu mocy zainstalowanej farm wiatrowych problemy te będą się pogłębiały.



Rys. 3 Dobowe profile mocy oddawanej do sieci przez GW w grudniu i czerwcu



Rys. 4 Wykresy uporządkowane zapotrzebowania na moc do pokrycia przez JWCD w roku 2020

#### 4. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Zaproponowana metodyka symulacji pozwala na ilościową ocenę zagrożeń związanych ze wzrostem udziału OZE w pokrywaniu zapotrzebowania na moc. Uzyskane wyniki wskazują, że istnieje realne zagrożenie bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci w warunkach dużej generacji wiatrowej. Wyniki wskazują również na rosnącą rolę ESP w bilansowaniu KSE, w szczególności na wzrost znaczenia pracy pompowej, która do niedawna miała znacznie niższą rangę niż praca generacyjna ESP. Ze względu na rolę farm wiatrowych celowym wydaje się rozważenie możliwości włączenia ich do systemu regulacji w KSE

#### 5. BIBLIOGRAFIA

1. B. Czarnecki, *Modelowanie warunków dobowego bilansowania KSE w długim horyzoncie czasu*, XVII Międzynarodowa Konferencja Naukowa AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE APE'17
2. [www.pse.pl](http://www.pse.pl), Zapotrzebowanie mocy w KSE
3. [www.pse.pl](http://www.pse.pl), Plan Koordynacyjny Dobowy, ograniczenia sieciowe .
4. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, PSE SA

### EXPECTED LONG-TERM TRENDS OF USE THE REGULATORY RESOURCES FOR DAILY SYSTEM BALANCING

The article discusses the results of stochastic modeling of daily system balancing the conditions in the scenario of increase renewable energy sources installed capacity. The results of the simulation show the increasing role of active power regulation, in particular the expected increase in the use of pumped storage and the role of the pump to ensure the safety and reliability of the NPS. Results also indicates the possible consequences of increased installed capacity of renewable energy sources in the terms of need to curtail the their output due to the safety and NPS reliability reasons.

**Keywords:** diurnal NPS balancing, stochastic modeling.

## WYBRANE PROBLEMY DETEKCJI ZAKŁÓCEŃ W DŁAWIKU UZIEMIAJĄCYM PRZYŁĄCZONYM DO PUNKTU GWIAZDOWEGO DŁAWIKA KOMPENSACYJNEGO

Krzysztof DOBRZYŃSKI, Jacek KLUCZNIK, Zbigniew LUBOŚNY, Stanisław CZAPP

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki,  
tel.: 58 347 1798, e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl  
tel.: 58 347 1798, e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl  
tel.: 58 347 1641, e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl  
tel.: 58 347 1398, e-mail: stanislaw.czapp@pg.gda.pl

**Streszczenie:** W referacie przedstawiono problematykę zabezpieczania dławików uzemiających przyłączonych do punktu gwiazdowego dławików kompensacyjnych stosowanych w liniach wysokiego napięcia, ze szczególnym uwzględnieniem detekcji zwarć wewnętrznych. Przedstawiono analizy modelowe dla rzeczywistego układu oddanego do pracy w 2015, który docelowo ma zostać doposażony w dławiki uzemiające.

**Słowa kluczowe:** linia napowietrzna wysokiego napięcia, dławik uzemiający, elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, dławik kompensacyjny.

### 1. WSTĘP

W roku 2015 zostało oddane do eksploatacji połączenie systemu polskiego z systemem litewskim [1] - [3], na które składa się linia dwutorowa 400 kV relacji Elk Bis – Alytus i układ prądu stałego Back-to-Back (BtB) zainstalowany w stacji Alytus (Rys. 3). Połączenie to stanowi most energetyczny wiążący system ENTSO-E z systemami krajów bałtyckich: Litwy, Łotwy i Estonii. Z każdej strony wybudowanej linii i niezależnie dla każdego toru, w celu kompensacji mocy biernej, zastosowano dławiki kompensacyjne. Moc dławików wynosi  $2 \times 50$  Mvar po stronie stacji Elk Bis i  $2 \times 72$  Mvar po stronie stacji Alytus. Wykorzystywanie dławików kompensacyjnych w liniach wysokich napięć stosowane jest już od dawna. Jednak dla polskiego systemu elektroenergetycznego jest to rozwiązanie pionierskie, które polskiemu Operatorowi daje możliwość dobrego poznania specyfiki pracy tego typu układów, zwłaszcza w ścisłej korelacji ze układem prądu stałego. Należy również pamiętać, że tego typu rozwiązania zawsze projektowane są dla danego miejsca w systemie, zatem specyfika poszczególnych rozwiązań może się różnić.

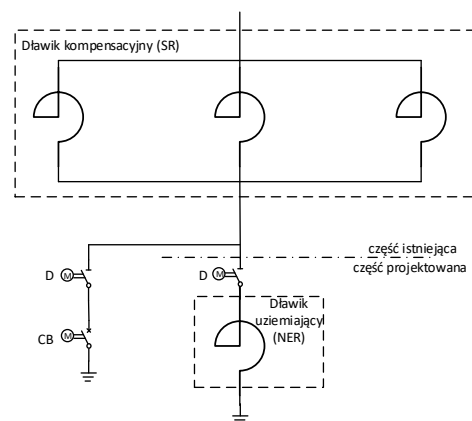
Aktualnie punkt gwiazdowy dławików kompensacyjnych przyłączonych do linii po stronie stacji Elk Bis jest bezpośrednio uzimiony, a po stronie stacji Alytus uzimiony przez dławik uzemiający. W roku 2016 Operator Sieci Przesyłowej zdecydował, że punkt gwiazdowy dławików kompensacyjnych po stronie stacji Elk Bis powinien również mieć możliwość uzimienia przez dławik uzemiający. Planowane rozwiązanie zakłada pracę dławika uzemiającego z jednoczesnym zastosowaniem wyłącznika bocznikującego zamkniętego podczas normalnych stanów pracy sieci. Takie rozwiązanie daje określoną elastyczność, tzn. Operator sieci może zdecydować, czy chce, żeby dławik

uzemiający pracował w sposób ciągły, czy ma być on jedynie załączany na czas przerwy beznapięciowej SPZ. Analizy przeprowadzone przez autorów referatu na zlecenie OSP wykazały [4], że ciągła praca dławika, w niektórych stanach zakłóceń (nie dotyczących linii Elk Bis – Alytus), może prowadzić do znacznego wzrostu przepięć. W niniejszym referacie przedstawiono rozważania zakładające pracę dławika uzemiającego podczas cyklu 1-fazowego SPZ.

Z uwagi na specyfikę pracy dławika uzemiającego, kiedy w normalnym stanie pracy sieci napięcie na jego zaciskach jest bliskie zero, pojawiają się określone trudności z detekcją zakłóceń występujących w dławiku. W referacie przeanalizowano potencjalne zakłócenia jakie mogą wystąpić w dławiku i możliwości ich detekcji przez dedykowane zabezpieczenia.

### 2. WSTĘPNA KONCEPCJA AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ DŁAWIKA UZIEMIAJĄCEGO

Strukturę istniejącego układu dławika kompensacyjnego i jego planowaną rozbudowę przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Projektowany układ dławika uzemiającego

Podczas normalnego stanu pracy systemu (bezzakłóceńowego) odłączniki (D) i wyłącznik (CB) (Rys. 1) są zamknięte i dławik kompensacyjny pracuje z bezpośrednio uzimionym punktem gwiazdowym. Dławik uzemiający ma być włączany do pracy tylko



w przypadku wystąpienia zwarcia 1-fazowego w linii Ełk Bis – Alytus i wykorzystania automatyki 1-fazowego SPZ. W takim przypadku sygnał na uruchomienie automatyki SPZ jednocześnie powoduje otwarcie wyłącznika (CB) bocznikującego dławik uziemiający. Ponowne zamknięcie wyłącznika odbywa się z pewną zwłoką po minięciu czasu przerwy beznapięciowej SPZ.

Zastosowanie dławika uziemiającego wiąże się z opracowaniem koncepcji doboru zestawu odpowiednich zabezpieczeń oraz określeniem ich nastawień.

Problematyka zabezpieczenia dławików została opisana w technicznych raportach grupy roboczej organizacji CIGRE [5] i IEEE [6], przy czym są to opracowania dotyczące dławików kompensacyjnych przyłączanych do linii lub szyn stacji. Na podstawie powyższych dokumentów można wymienić następujące funkcje zabezpieczeniowe stosowane w dławikach kompensacyjnych:

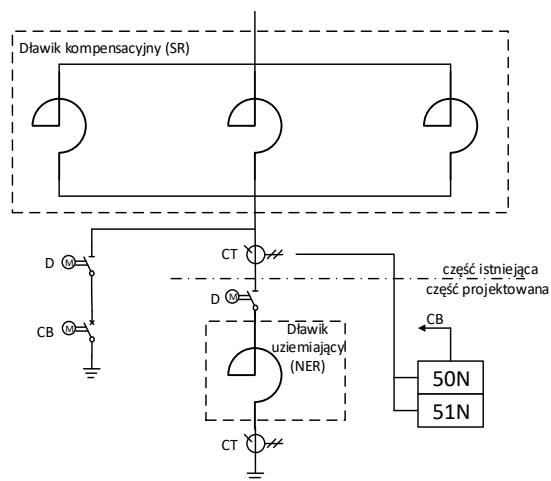
- Zabezpieczenie różnicowe (fazowe) (87R).
- Zabezpieczenie różnicowe obejmujące punkt gwiazdowy dławika (87N).
- Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne (50).
- Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne (51).
- Zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe zwłoczne (51N).
- Zabezpieczenie odległościowe (21).
- Zabezpieczenie ziemnozwarciowe (pomiędzy kadzią, a ziemią).
- Zabezpieczenie nadprądowe składowej przeciwnej (67Q).
- Zabezpieczenie od uszkodzenia wyłącznika (51BF).
- Zabezpieczenia do zwarć międzyzwojowych (różne rozwiązania).
- Zabezpieczenie od niepełnofazowego otwarcia wyłącznika.
- Zabezpieczenie Buchholz'a, zabezpieczenie od nagłego wzrostu ciśnienia (63).

Nie wszystkie z powyżej wymienionych zabezpieczeń powinny zostać zastosowane w przypadku dławika uziemiającego. Głównie ze względu na rodzaj dławika, zwykle wykonanego jako dławik powietrzny. Z drugiej strony decydować będzie również jednofazowa budowa dławika. Tym niemniej posługując się dokumentami [5] i [6], można wnioskować o sposobie zabezpieczenia dławika uziemiającego.

Operator Sieci Przesyłowej we wstępnej fazie określił zestaw zabezpieczeń, które mają chronić dławik uziemiający. Są to:

- 51N – zabezpieczenie nadprądowo-zwłoczne, o charakterystyce niezależnej, dwustopniowe.
- 50N – zabezpieczenie nadprądowo-bezzwłoczne.
- 46 – nadprądowe zwłoczne składowej przeciwnej.

W powyższym zestawie zabezpieczeń należy zrezygnować z zabezpieczenia nadprądowego składowej przeciwnej, ze względu na brak możliwości zmierzenia składowej przeciwnej prądu (obiekt jednofazowy). Pozostałe dwa zabezpieczenia zostały określone prawidłowo, przy czym kierowano się tu głównie ochroną dławika przed skutkami przetężeń. Na rysunku 2 przedstawiono wstępne założenie układu zabezpieczeń dla dławika uziemiającego. Przyjęto również, że zasilanie zabezpieczeń powinno się odbywać z przekładnika prądowego zainstalowanego po „górnej” stronie dławika uziemiającego.



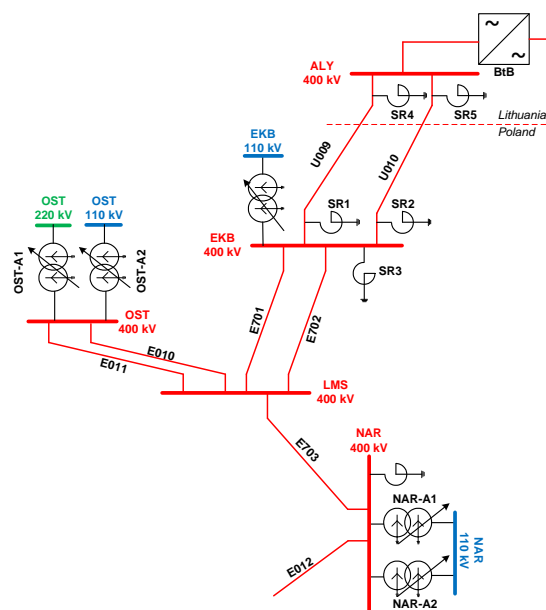
Rys. 2. Wstępna koncepcja zabezpieczenia dławika uziemiającego

Zakładane dane znamionowe dławika uziemiającego decydują o nastawieniach poszczególnych funkcji zabezpieczeniowych, które w tym przypadku zostały określone następująco:

- 51N – pierwszy stopień, prąd rozruchowy: 12 A ze zwłoką 120 s (prąd znamionowy ciągły dławika równy 10 A).
- 51N – drugi stopień, prąd rozruchowy: 65 A ze zwłoką 7 s (prąd znamionowy zwarcia dławika dla  $t = 10$  s równy 65 A).
- 50N – prąd rozruchowy: 120 A (wartość skuteczna) (prąd znamionowy zwarcia równy 170 A – wartość szczytowa).

### 3. MODEL SIECI

Analizy komputerowe przeprowadzono na modelu zrealizowanym w programie DIGSILENT PowerFactory®, którego część (najbliższe otoczenie rozważanej linii relacji Ełk Bis – Alytus) została przedstawiona na rysunku 3.



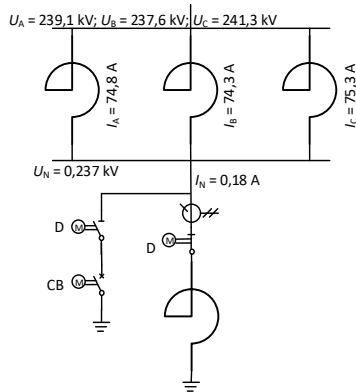
Rys. 3. Część modelu analizowanej sieci 400 kV

Wybrane linie sieci 400 kV zamodelowano z wykorzystaniem rozmieszczenia geometrycznego przewodów względem siebie i względem ziemi:



- Dwutorowa linia relacji Ełk Bis – Alytus (U009, U010).
- Dwutorowa linia relacji Ełk Bis – Łomża (E701, E702).
- Dwutorowa linia relacji Łomża – Ostrołęka (E010, E011).
- Linia relacji Łomża – Narew (E702).

Dzięki geometrycznemu modelowaniu powyższych linii otrzymuje się określoną asymetrię sieci w punkcie przyłączenia dławików kompensacyjnych (SR1 i SR2), do których rozważane jest przyłączenie dławików uziemiających. Na rysunku 4 przedstawiono wyniki modelowe napięć i przepływu prądów w normalnym stanie sieci i przy założeniu, że wyłącznik bocznikujący dławik uziemiający jest otwarty. W takim przypadku prąd płynący przez dławik uziemiający jest bardzo mały, mniejszy od 1 A.

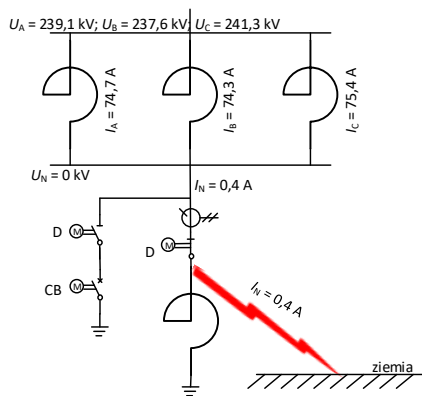


Rys. 4. Wyniki uzyskane dla stanu ustalonego sieci

#### 4. DETEKCYJA ZWARĆ WEWNĘTRZNYCH

Model opisany w punkcie 3 posłużył do analizy detekcji zwarć wewnętrznych dławika uziemiającego.

Operator Sieci Przesyłowej przyjął, że podczas stanu normalnego systemu (bezzakłóceniewego) dławik uziemiający jest zbocznikowany przez wyłącznik. To oznacza, że przez dławik praktycznie nie płynie prąd. Jeżeli w takim przypadku nastąpi uszkodzenie w dławiku uziemiającym, to i tak sytuacja zasadniczo nie ulegnie zmianie, a proponowane zabezpieczenia nie wykryją uszkodzenia.



Rys. 5. Wyniki uzyskane podczas zwarcia izolatora dławika uziemiającego do ziemi

Rozważając przypadek, w którym wyłącznik bocznikujący jest stale otwarty i zakładając jednocześnie zwarcie izolatora dławika uziemiającego do ziemi, to prąd

płynący przez przekładnik wzrasta co prawda ponad dwukrotnie, ale w dalszym ciągu jest poniżej 1 A (Rys. 5).

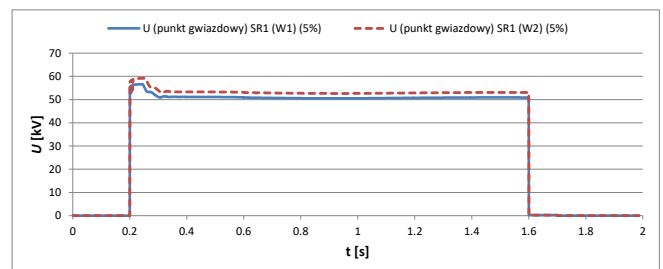
Powyższy przypadek zwarcia, ponieważ eliminuje z obwodu zwarciovego impedancję dławika uziemiającego, jest najbardziej znaczący pod kątem wpływu na prąd płynący do ziemi. Przy innych zakłóceniach w dławiku, np. zwarciu uzwojenia do ziemi, część impedancji dławika będzie obecna w obwodzie zwarciovym, przez co prąd płynący przez przekładnik będzie mniejszy. To pokazuje, że w normalnym stanie pracy sieci Operator nie dowie się o wystąpieniu uszkodzenia w dławiku.

Większych wartości prądu należy spodziewać się w przypadku zakłóceń zewnętrznych. W pierwszym kroku rozważono więc sytuację aktualnie zakładaną przez OSP, w której wyłącznik bocznikujący otwierany jest podczas cyklu 1-fazowego SPZ. Przeprowadzono symulację, w której założono następującą sekwencję zdarzeń:

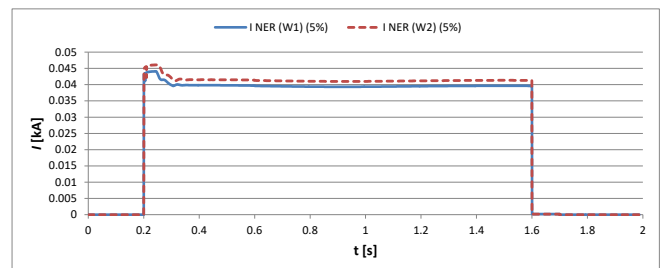
- 0,1 s – zwarcie 1-fazowe w 5% długości linii Ełk Bis – Alytus, od strony stacji Ełk Bis.
- 0,2 s – otwarcie dwustronne linii Eł Bis – Alytus oraz otwarcie wyłącznika bocznikującego dławik kompensacyjny.
- 0,6 s – przeminięcie zwarcia.
- 1,6 s – załączenie obustronne linii Ełk Bis – Alytus.
- 1,7 s – zamknięcie wyłącznika bocznikującego dławik uziemiający.

Ponadto wyniki uwzględniają dwa warianty pracy sieci:

- W1 – pracujące dławiki kompensacyjne i uziemione przez dławiki uziemiające w stacji Alytus.
- W2 – wyłączone dławiki kompensacyjne w stacji Alytus.



Rys. 6. Napięcie w punkcie gwiazdowym dławika kompensacyjnego; SR1 – dławik kompensacyjny przyłączony do toru I linii Ełk Bis – Alytus po stronie stacji Ełk Bis



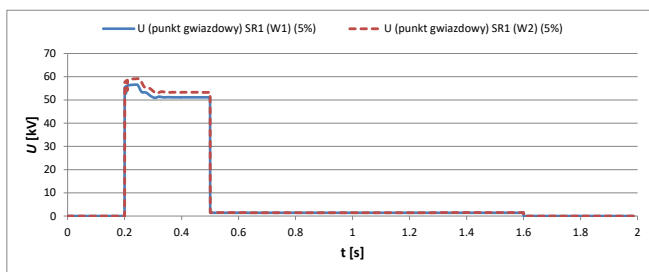
Rys. 7. Prąd płynący w dławiku uziemiającym; NER – dławik uziemiający

Otwarcie wyłącznika bocznikującego dławik uziemiający powoduje wzrost napięcia w punkcie neutralnym do około 60 kV (Rys. 6), po czym po 100 ms zmniejsza się ono do około 50 kV. Z kolei prąd płynący przez dławik uziemiający kształtuje się na poziomie około 40 A (Rys. 7). Wartość prądu oraz czas jego trwania nie powodują pobudzenia zabezpieczeń dławika uziemiającego. Można

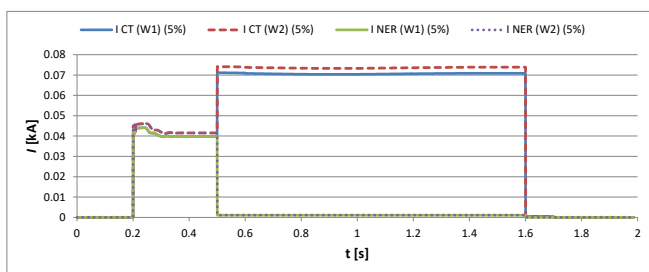
zatem przyjąć, że nastawienia zabezpieczeń w tym przypadku są dobre właściwie.

Powyższe rozważania dowodzą, że jedyny przypadek, kiedy podczas uszkodzenia dławika uziemiającego popłynie przez niego stosunkowo duży prąd, to wystąpienie jednocześnie 1-fazowego zwarcia na linii Ełk Bis – Alytus, co uruchomi automatykę 1-fazowego SPZ i otworzy wyłącznik bocznikujący dławik uziemiający. Poniżej zamieszczono wyniki przedstawiające taki scenariusz zdarzeń, przy czym założono tu następującą sekwencję:

- 0,1 s – zwarcie 1-fazowe w 5% długości linii Ełk Bis – Alytus.
- 0,2 s – otwarcie dwustronne linii Eł Bis – Alytus oraz otwarcie wyłącznika bocznikującego dławik kompensacyjny.
- 0,5 s – zwarcie izolatora dławika uziemiającego do ziemi, przez rezystancję 20 Ω.
- 0,6 s – przemięnięcie zwarcia w linii Ełk Bis – Alytus.
- 1,6 s – załączenie obustronne linii Ełk Bis – Alytus.
- 1,7 s – zamknięcie wyłącznika bocznikującego dławik uziemiający.



Rys. 8. Napięcie w punkcie gwiazdowym dławika kompensacyjnego



Rys. 9. Prąd płynący w dławiku uziemiającym (I NER) i prąd płynący przez przekładnik prądowy (I CT)

W tym przypadku napięcie w punkcie gwiazdowym dławika kompensacyjnego (Rys. 8), do chwili wystąpienia zwarcia w dławiku uziemiającym ( $t = 0,5$  s) ma taki sam przebieg jak w poprzedniej symulacji (Rys. 6). Od chwili pojawienia się zakłócenia w dławiku uziemiającym napięcie zmniejsza się prawie do zera, co wynika z modelowania zwarcia w dławiku przez rezystancję przejścia równą 20 Ω.

Z kolei prąd płynący przez przekładnik prądowy (Rys. 9) znacząco zwiększa swoją wartość i kształtuje się na

poziomie około 70 A. Jest to wartość większa od drugiego stopnia nastawienia zabezpieczenia 51N (65 A), ale czas utrzymania się takiej wartości prądu ograniczony jest czasem przerwy SPZ. Zakładając nawet, że uszkodzenie w dławiku powstało przed zwarciem zewnętrznym, to czas płynięcia prądu przekraczającego wartość progową zabezpieczenia 51N nie będzie większy niż 2 s.

Powyższe pokazuje, że zaproponowany zestaw zabezpieczeń chroni dławik uziemiający przed nadmiernym prądem, ale nie jest w stanie wykryć jego uszkodzenia i poinformować o tym fakcie Operatora.

## 5. WNIOSKI

Zaproponowany na wstępie układ zabezpieczeń dławika uziemiającego jest wystarczający z uwagi na jego ochronę przed skutkami przetężeń. Nie daje on jednak możliwości detekcji uszkodzeń powstałych w dławiku. Zaproponowano zatem rozszerzenie zestawu zabezpieczeń o funkcję zabezpieczeniową różnicowoprądową, która jest w stanie wykryć większość zakłóceń powstałych w dławiku, tj. zwarcie izolatora do ziemi lub zwarcie uzwojenia dławika do ziemi. Proponowane zabezpieczenie nie jest jednak w stanie wykryć zwarć międzyzwojowych. Tego typu zwarcia w dławikach z chłodzeniem olejowym wykrywane są przez zabezpieczenia technologiczne (Buchholz). W przypadku przedmiotowego dławika uziemiającego klasyczne zabezpieczenia wymienione w raportach [5] i [6] nie znajdują zastosowania.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Z. Lubośny, J. Klucznik, K. Dobrzyński, “Problems of Selecting Protection for Shunt Reactors Working in Extra-High Voltage Grids”, *Acta Energetica*, iss. 2/27 (2016), pp.139-143
2. Klucznik J., Lubośny Z., Dobrzyński K., Czapp S.: Nonlinear secondary arc model use for evaluation of single pole auto-reclosing effectiveness”, *COMPEL - The International Journal For Computation And Mathematics In Electrical And Electronic Engineering*. -Vol. 34, iss. 3 (2015), s.647-656
3. <http://www.litpol-link.com/>
4. Zajczyk R., Lubośny Z., Dobrzyński K., Klucznik J., „Analiza potencjalnych zagrożeń dla pracy BtB w wyniku zakłóceń w sieci polskiej wraz z opisem możliwych działań zaradczych”, “Analysis of potential hazards to work BtB due to failures in Polish network together with description of possible countermeasures”, unpublished, on advice PSE S.A., 2016
5. CIGRE Working Group B5.37, Protection, “Monitoring and Control of Shunt Reactors”, 2013
6. IEEE Power Engineering Society, “IEEE Guide for the Protection of Shunt Reactors”, 2007

## SELECTED ISSUES OF FAULT DETECTION IN THE EARTHING REACTOR

The paper discusses of earthing reactor protection issues with particular emphasis on detection of internal faults. There is presented analysis carried on for a real power system which came into operation in 2015.

**Keywords:** double overhead line, neutral earthing reactor, protection, shunt reactor.

## WYKORZYSTANIE WYBRANYCH METOD SYMULACYJNYCH W OBLICZENIACH PROBABILISTYCZNEGO ROZPŁYWU MOCY

Maksymilian PRZYGRÓDZKI<sup>1</sup>, Wojciech LUBICKI<sup>2</sup>

1. PSE Innowacje Sp. z o.o.; Politechnika Śląska  
tel.: 32 257 85 71 e-mail: maksymilian.przygodzki@pse.pl
2. PSE Inwestycje S.A.; Politechnika Śląska  
tel.: 32 257 85 64 e-mail: Wojciech.lubicki@pse.pl

**Streszczenie:** Rozpływ mocy jest zadaniem wyznaczenia wartości napięć węzłowych oraz obciążeń gałęziowych w danym stanie systemu elektroenergetycznego. W przypadku probabilistycznego rozptywu zarówno dane wejściowe zadania, jak i wyniki obliczeń mają postać rozkładów prawdopodobieństwa. Rozkłady te można określić dla zapotrzebowania na moc, dostępności i poziomu generacji mocy w węzłach oraz struktury układu sieciowego. W artykule przedstawiono wyniki porównania losowań przeprowadzonych metodą Monte Carlo oraz metodą LHS. Losowania te dotyczyły dostępności infrastruktury sieciowej. Obliczenia przeprowadzono w układzie sieciowym odwzorowującym krajową sieć zamkniętą 400 kV/220 kV/110 kV. Na podstawie przedstawionych wyników symulacji odniesiono się do możliwości wykorzystania metody LHS w prowadzeniu analiz probabilistycznego rozptywu mocy.

**Słowa kluczowe:** probabilistyczny rozptyw mocy, metody symulacyjne, niezawodność układu przesyłowego.

### 1. WSTĘP

Opis zjawisk fizycznych może być wykonywany za pomocą modeli, których realizacje można podzielić na deterministyczne i probabilistyczne. W przypadku modeli deterministycznych stosuje się zależności i wartości parametrów jednoznaczne, natomiast w przypadku modeli probabilistycznych wykorzystuje się funkcje losowe. Modele probabilistyczne można rozumieć wąsko tzn. jako modele tworzone wyłącznie na gruncie teorii prawdopodobieństwa lub szeroko, jako modele odzwierciedlające losowość otaczających nas zjawisk. Wówczas do grupy modeli probabilistycznych zaliczać się będą także modele statystyczne. Takie podejście jako bardziej uniwersalne jest powszechnie używane w krajowej literaturze przedmiotu [1,2]. Przemawia za nim również równoległy rozwój teorii prawdopodobieństwa i statystyki matematycznej przedstawiony przykładowo w pracy [3].

Rozpływ mocy, dla którego dane wejściowe oraz wyniki obliczeń mają postać rozkładów prawdopodobieństwa zwany jest probabilistycznym rozptywem mocy. W tym zadaniu danymi wejściowymi są rozkłady prawdopodobieństwa dla zapotrzebowania na moc w węzłach sieciowych oraz w zakresie dostępności i generacji mocy. Ponadto daną wejściową jest również struktura układu sieciowego. W postaci funkcji losowych mogą być również zadane pozostałe parametry modelu, takie jak impedancje czy obciążalności. Wynikiem obliczeń rozptywu mocy są rozkłady prawdopodobieństwa napięć węzłowych oraz

przepływów gałęziowych. Analizując obwody elektryczne w ujęciu probabilistycznym można wyróżnić trzy podstawowe przyczyny losowości zachodzących procesów. Są to: losowe warunki początkowe, losowe wartości parametrów elementów (urządzeń), losowe wymuszenia, a także ich dowolne kombinacje [2]. W przypadku analizy pracy systemu elektroenergetycznego zwykle naraz występują wszystkie trzy przyczyny losowości zjawisk.

Metody wyznaczania probabilistycznego rozptywu mocy można podzielić ogólnie na symulacyjne, analityczne i aproksymacyjne. Metody analityczne i aproksymacyjne są często łączone w jedną grupę definiowaną jako metody analityczne. Metody symulacyjne polegają na wykonaniu określonej liczby deterministycznych rozptywów mocy, przy czym dane do takiego rozptywu mocy są wynikiem symulacji danych wejściowych zgodnie z ich rozkładami prawdopodobieństwa. Do określenia wartości danych wejściowych dla  $i$ -tej symulacji mogą być wykorzystane różne metody symulacyjne. Liczba symulacji niezbędnych do wykonania zależy od przyjętej metody symulacyjnej i przykładowo dla metody Monte Carlo może wynosić kilkaset lub kilkadziesiąt tysięcy w zależności od wielkości analizowanego układu. Inne metody, np. LHS, pozwalają na zmniejszenie wymaganej liczby symulacji. Wybór metody losowań ma więc istotne znaczenie dla czasu trwania obliczeń probabilistycznego rozptywu mocy.

### 2. METODY SYMULACYJNE

#### 2.1. Metoda Monte Carlo

Metoda losowań zwana Monte Carlo wykorzystuje prawo wielkich liczb sformułowane przez J. Bernoulliego [4]. Prawo to mówi, że przy dostatecznie wielkiej liczbie prób częstość danego zdarzenia losowego będzie się nieistotnie różniła od prawdopodobieństwa jego wystąpienia, co w praktyce oznacza wykorzystanie zbieżności częstości występowania danego zdarzenia w  $N$  próbach, do prawdopodobieństwa tego zdarzenia wówczas, gdy  $N$  dąży do nieskończoności. Jeżeli przez  $F(x)$  oznaczyć funkcję zwracającą prawdopodobieństwo  $P$  tego, że zmienna  $x$  będzie o wartości mniejszej lub równej  $X$  tzn.  $F(x) = P(x \leq X)$  to funkcja  $F(x)$  będzie zwana dystrybuantą. W metodzie Monte Carlo do generowania wartości losowych wykorzystuje się funkcję odwrotną do dystrybuanty tzn.  $G(F(x)) = x$ . Najpierw więc losowana jest liczba  $k$  z przedziału od 0 do 1 wg rozkładu

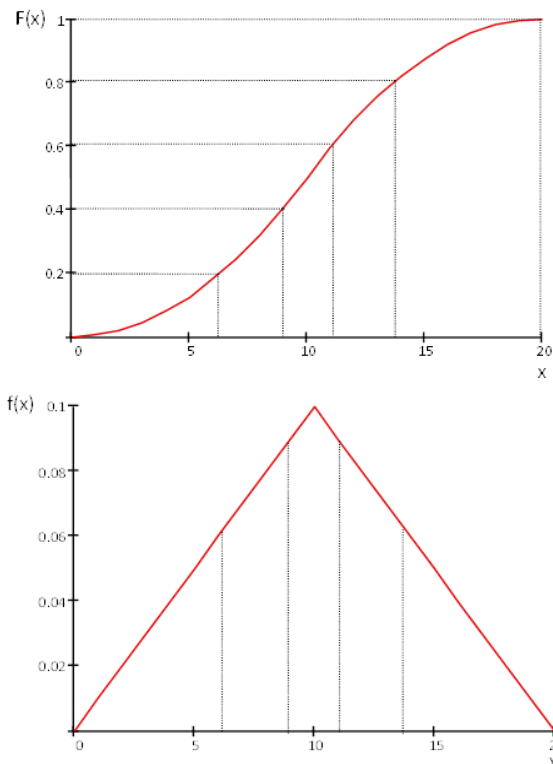
równomiernego, a następnie określa się wartość  $X$  korzystając z funkcji  $x = G(k)$ .

Zaletą metody Monte Carlo jest jej prostota i ogólność, natomiast wadą jest jej wolna zbieżność. Wielkość popełnianego błędu estymacji prawdopodobieństwa jest odwrotnie proporcjonalna do pierwiastka z wykonanej liczby  $N$  symulacji. W efekcie zwiększenie dokładności rozwiązywania danego zadania o jeden rząd wymaga stukrotnego zwiększenia nakładu obliczeń.

## 2.2. Metoda LHS

Alternatywną metodą symulacji względem Monte Carlo jest metoda Latin Hypercube Sampling (LHS) [4,5]. Istotą tej metody jest zdeterminowany podział rozkładu prawdopodobieństwa na  $P$  przedziałów jednakowo prawdopodobnych. Podział taki wykonany dla  $P=5$  przedziałów przedstawiono na rysunku 1, przy czym przedziały te przedstawiono zarówno na tle funkcji skumulowanej (dystrybuanty), jak i rozkładu prawdopodobieństwa zmiennej losowej  $X$  (rozkład trójkątny).

Metoda LHS realizowana jest w kilku kolejnych krokach. Pierwszym jest wspomniany powyżej podział badanej funkcji skumulowanej zmiennej losowej  $X$  na  $P$  przedziałów. W kolejnym kroku wybierane są losowo poszczególne przedziały, a następnie generowana jest liczba losowa z wybranego przedziału. Wartość tak wygenerowanej liczby odpowiada kwantylowi badanego rozkładu. W ten sposób określona zostaje wartość zmiennej losowej  $X=x$ . Proces powtarzany jest dla wszystkich wyróżnionych przedziałów.



Rys. 1. Podział funkcji skumulowanej  $F(x)$  oraz funkcji gęstości  $f(x)$  na  $P$  przedziałów o równym prawdopodobieństwie

Zwiększenie rozdzielczości podziału na przedziały prowadzi do lepszego odwzorowania rozkładu badanej zmiennej. Innym sposobem poprawy rozdzielczości procesu jest wprowadzenie kolejnych  $B$  powtórzeń całego cyklu (z j. angielskiego tzw. „paczek”), uzyskana wówczas liczba

wyników jest iloczynem liczby przedziałów i liczby powtórzeń tj.  $N=P \cdot B$ .

## 3. SYMULACJA STANU INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ

Układ sieciowy to zbiór elementów o określonej topologii i parametrach. Rozpatrując stan poszczególnych elementów układu sieciowego można posłużyć się rozkładem dwustanowym, na podstawie realizacji którego określa się, czy dany element pracuje lub jest wyłączony. Prawdopodobieństwo tego, że dany element jest wyłączony może być wyznaczone zgodnie z klasyczną definicją Laplace’a jako liczba wyników sprzyjających danemu zdarzeniu do łącznej liczby jednakowo prawdopodobnych wyników. Parametrem charakterystycznym będzie więc liczba godzin w ciągu roku, kiedy element nie pracuje odniesiona do łącznej liczby godzin w ciągu roku. Należy przyjąć przy tym, że w każdej godzinie roku zdarzenie polegające na tym, że dany element jest wyłączony jest tak samo prawdopodobne (losowania niesekwencyjne). Jest to założenie upraszczające, ponieważ pomija się m.in. wpływ sezonowości, a także brak pamięci co do stanu elementu w godzinie poprzedzającej. Jeśli bowiem godzinę wcześniej element był wyłączony to prawdopodobieństwo, że w kolejnej godzinie będzie nadal wyłączony może być większe niż dla przypadku, gdy dany element godzinę wcześniej był wyłączony. Dodatkowo należy rozstrzygnąć, czy liczba godzin kiedy dany element jest wyłączony ma obejmować jedynie przypadki wyłączeń awaryjnych, czy także wyłączenia spowodowane innymi przyczynami np. wyłączeniami planowanymi.

Dla potrzeb symulacji, w tym budowy rozkładów dwustanowych dla elementów układu sieciowego posłużono się danymi publikowanymi przez PSE SA. Dane te zamieszczone w raportach z pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) obejmują: średnią liczbę wyłączeń na odcinek linii, średnią liczbę wyłączeń na 100 km linii, średni czas trwania wyłączeń na odcinek linii oraz średni czas trwania wyłączeń na 100 km linii. Wyłączenia przedstawiane są w podziale na: łączne, planowe, awaryjne, operatywne oraz dla obniżenia napięcia.

Do wyznaczenia prawdopodobieństwa  $p_i$  wyłączenia danej linii elektroenergetycznej skorzystano z ogólnej definicji prawdopodobieństwa zdarzenia losowego opisanej zależnością:

$$p_i = \frac{L_i}{100} \cdot \frac{12T_i}{8760} \quad (1)$$

gdzie:  $L_i$  – długość linii wyrażona w km,

$T_i$  – średniomiesięczny czas wyłączeń 100 km linii.

Korzystając z zależności (1) i przyjmując przykładowo  $T_i$  na poziomie średniomiesięcznego łącznego czasu wyłączenia wynoszącego 150 godz./100 km oraz średniomiesięczny czas wyłączenia awaryjnego na poziomie wynoszącym 10 godz./100 km prawdopodobieństwa wyłączenia 100 kilometrowej linii będą wynosić odpowiednio 0,20548 i 0,01370.



#### 4. WYNIKI SYMULACJI DOSTĘPNOŚCI INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ

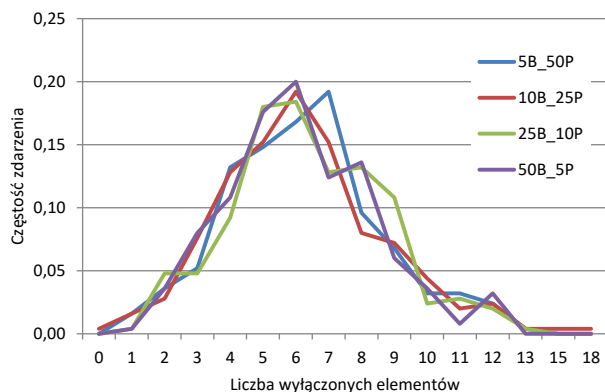
Na podstawie przedstawionego opisu podejścia do określania prawdopodobieństwa wyłączenia poszczególnych elementów infrastruktury sieciowej wykonano symulacje dla linii w sieci zamkniętej modelu KSE. Wynikiem przeprowadzonych symulacji był status gałęzi – linia załączona/wyłączona. Liczba gałęzi objętych modelem KSE wynosiła – 3 229 szt. Losowania przeprowadzono metodą MonteCarlo oraz LHS. Liczba losowań metodą Monte Carlo wynosiła 1 000, 5 000 i 10 000 losowań, natomiast w metodzie LHS założono 250 stanów losowych. Rozpatrzono przy tym różne wartości parametrów charakterystycznych metody LHS tj. liczby partycji i paczek.

##### 4.1. Losowania metodą LHS

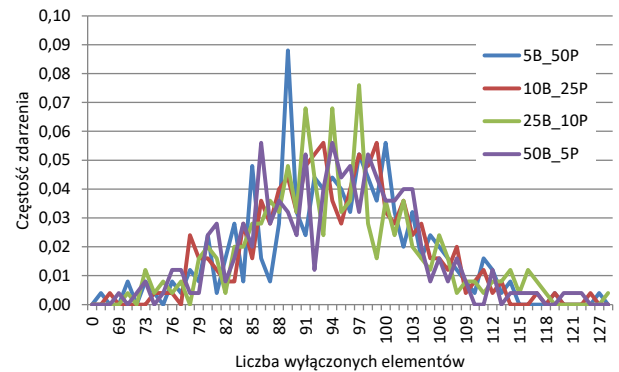
W metodzie LHS przed rozpoczęciem symulacji należy ustalić P - liczbę partycji i B - paczek. Liczba partycji to liczba przedziałów (podziału dystrybuanty) o równym prawdopodobieństwie np. dla liczby partycji równej 5, przedziały prawdopodobieństwa są następujące:  $0 < P1 \leq 0,2$ ;  $0,2 < P2 \leq 0,4$ ;  $0,4 < P3 \leq 0,6$ ;  $0,6 < P4 \leq 0,8$ ;  $0,8 < P5 < 1$ . Liczba paczek to inaczej liczba losowań w ramach każdej partycji. Metoda LHS ma więc dwa poziomy losowości, pierwszy to ustalenie kolejności partycji, zaś drugi to wartości uzyskane w ramach poszczególnych partycji.

Na rysunkach 2 i 3 przedstawiono wyniki symulacji dostępności infrastruktury sieciowej w modelu sieci KSE, przy przyjęciu prawdopodobieństwa awarii na poziomie wynikającym z czasu trwania przerw awaryjnych oraz alternatywnie łącznego czasu trwania wyłączeń.

Dla modelu KSE składającego się z 3 229 gałęzi i prawdopodobieństwa wyłączenia na poziomie czasu trwania wyłączeń awaryjnych, stwierdzono pojedyncze przypadki układów bez wyłączeń oraz układów n-1 i n-2 oraz od n-11 do n-18. Największą reprezentację stwierdzono w przypadku stanów od n-5 do n-7, których liczba wynosiła od trzydziestu kilku do pięćdziesięciu.



Rys. 2. Wyniki symulacji dostępności infrastruktury dla sieci zamkniętej KSE metodą LHS, prawdopodobieństwo wyłączenia na poziomie czasu trwania wyłączeń awaryjnych

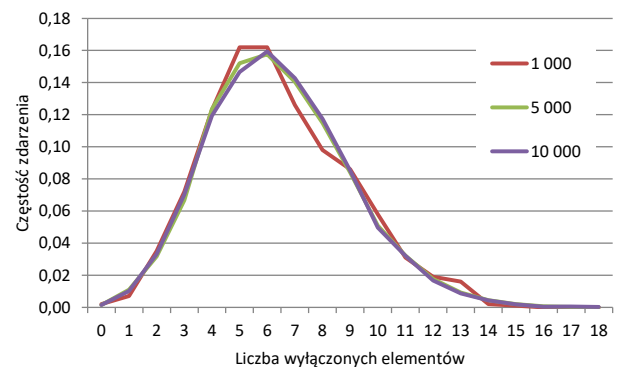


Rys. 3. Wyniki symulacji dostępności infrastruktury dla sieci zamkniętej KSE metodą LHS, prawdopodobieństwo wyłączenia na poziomie łącznego czasu trwania wyłączeń

W przypadku przyjęcia prawdopodobieństwa wyłączenia na poziomie łącznego czasu trwania wyłączeń, nie stwierdzono przypadków wystąpienia układów pełnych oraz stanów wyłączeń od pojedynczych, aż do n-66. Stany od n-67 do n-131 wystąpiły w kilku lub kilkunastu przypadkach, z wyłączeniem stanu n-89, który wystąpił 22 razy, co było liczbą maksymalną. Nie zaobserwowano znaczących różnic w uzyskanych wynikach w zależności od przyjętych parametrów modelu LHS.

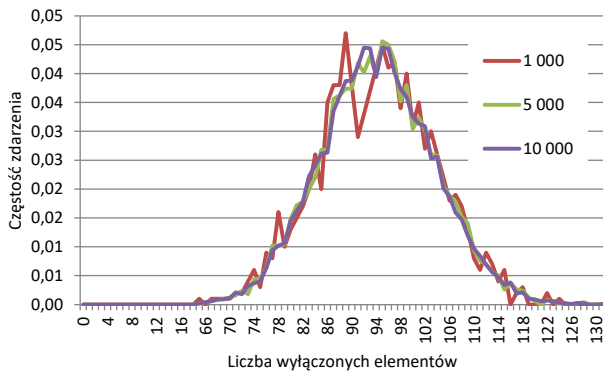
##### 4.2. Losowania metodą Monte Carlo

Na rysunkach 4 i 5 przedstawiono wyniki losowań dostępności infrastruktury sieciowej metodą Monte Carlo dla modelu sieci zamkniętej KSE, przy przyjęciu prawdopodobieństwa awarii na podstawie czasu wyłączeń awaryjnych lub łącznego czasu wyłączeń.



Rys. 4. Wyniki symulacji dostępności infrastruktury dla sieci zamkniętej KSE metodą Monte Carlo, prawdopodobieństwo wyłączenia na poziomie czasu trwania wyłączeń awaryjnych

Dla modelu KSE, przy prawdopodobieństwie wyłączenia elementu wynikającym z czasu wyłączeń awaryjnych, w obu metodach uzyskano stany losowe obejmujące układy – od układu pełnego do układów n-18. W przypadku metody LHS nie wystąpiły stany n-14, n-16 i n-18. Najliczniej reprezentowane były stany od n-4 do n-8, ponad 10% każdy. Układy pełne oraz o największej liczbie wyłączonych elementów wystąpiły w liczbie marginalnej. Największą różnicę wartości wynoszącą 2,6 punktu procentowego stwierdzono dla najliczniejszych układów n-6, którego udział dla pary (LHS; Monte Carlo) wynosi odpowiednio (18,6%; 16,0%).



Rys. 5. Wyniki symulacji dostępności infrastruktury dla sieci zamkniętej KSE metodą Monte Carlo, prawdopodobieństwo wyłączenia na poziomie łącznego czasu trwania wyłączeń

Przy prawdopodobieństwie wyłączenia elementu wynikającym z łącznego czasu wyłączeń w obu metodach uzyskano szerokie spectrum stanów losowych obejmujące układy – od układu n-65 do układów n-131. W metodzie Monte Carlo maksymalny udział stwierdzono dla stanów n-95 w wysokości 4,5%, zaś w metodzie LHS dla stanów n-97 w wysokości 5,3%. Generalnie najliczniej reprezentowane są stany pomiędzy n-90 a n-100. W przypadku metody LHS, gdzie łączna liczba rozpatrywanych stanów losowych wynosiła 250, przy tak dużym spectrum uzyskanych stanów losowych reprezentacja pojedynczego stanu losowego (w rozumieniu stanu n-x) jest stosunkowo nieliczna i wynosi maksymalnie 17 stanów, jednakże najczęściej kształtuje się w okolicach liczby niewiele większej niż 10 stanów.

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

Podsumowując uzyskane wyniki można stwierdzić, iż metoda Monte Carlo w zastosowaniu do symulacji przy rozwiązywaniu rozplywu probabilistycznego daje pełną

reprezentację losowych stanów dostępności infrastruktury w poszczególnych rozpatrywanych modelach. Struktura udziału poszczególnych typów wyłączeń uzyskana metodą LHS nie odbiega znacząco od wyników uzyskanych metodą Monte Carlo przy przyjęciu prawdopodobieństwa wynikającego z czasu wyłączeń awaryjnych. Zaletą metody LHS jest znaczne ograniczenie liczby rozpatrywanych stanów losowych w porównaniu do metody Monte Carlo. Przyspiesza to zatem proces obliczeniowy i daje możliwość włączenia go do szerszego zadania rachunkowego. Wadą jednak jest to, że przy ograniczonej liczbie stanów losowych mogą nie zostać zidentyfikowane te o istotnym wpływie na warunki pracy systemu elektroenergetycznego.

Przeprowadzone symulacje włączają się w rozważania prowadzone nad przydatnością wykorzystania funkcji losowych w lepszym odwzorowaniu stanów pracy KSE. Praktyka tego zadania w szczególności odnosić się może do analizy stanów przyszłych, perspektywicznych zarówno w zakresie planowania operacyjnego jak i rozwoju systemu, w tym doboru decyzji inwestycyjnych i ocenie występujących ograniczeń sieciowych.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Popczyk J.: Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne 1991
2. Skowronek K.: Obwody elektryczne w ujęciu stochastycznym. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej 2011
3. Kowalczyk A.: Metody probabilistyczne. Wydawnictwo Politechniki Rzeszowskiej 2013
4. Vose D. Quantitative Risk Analysis: A Guide to Monte Carlo Simulation Modelling. John Wiley&Sons 1996
5. Kałuża S., Przygodzki M.: Ocena ekonomiczna stanu sieci w ujęciu probabilistycznym. Zeszyty Naukowe Elektryka R. 53 z. 1 (201), Gliwice 2007

## USAGE OF SELECTED SIMULATION METHOD FOR PROBABILISTIC POWER FLOW CALCULATIONS

Probabilistic power flow is such kind of power flow problem, for which the input data and calculation results have the form of probability distributions. Analogous to the deterministic power flow inputs are defined in the network nodes: the power and electricity demand, availability and level of power generation, defined as probability distributions. In addition, an input data structure is also the network system. The result of the calculation of power flow are probability distributions of voltage in grid nodes and branch power flows. The structure of the network, as part of the network model, understood as the availability of its individual components is a random variable. Variable distribution of binary: the element is on or off. Parameter of this distribution is the failure rate of the item, possibly increased by the rate of planned outage. Generally, the method of determining probabilistic power flow can be divided into simulation, analysis and approximation. Approximation and analytical methods are often combined into one group defined as an analytical method. To determine the value of the input data for the n-th simulation can be used different simulation methods, including Monte Carlo and Latin Hypercube Sampling (LHS).

The article presents the results of the comparison draws conducted using Monte Carlo method and LHS. Drawings are concerned the availability of network infrastructure (lines). The calculations were carried out for the national 400 kV, 220 kV and 110 kV network. Simulation result shows possibility of Monte Carlo and LHS method usage for probabilistic power flow calculation.

**Keywords:** probabilistic power flow, simulation methods, reliability of the transmission system.

## ZMODYFIKOWANA METODA KOMPENSACJI NADAŻNEJ W SIECIACH SN Z ASYMETRIĄ DOZIEMNĄ

Józef LORENC<sup>1</sup>, Bogdan STASZAK<sup>2</sup>, Jacek HANDKE<sup>3</sup>

1. Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki  
tel.: 61 665 2279, e-mail: jozef.lorenc@put.poznan.pl
2. Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki  
tel.: 61 665 2635, e-mail: bogdan.staszak@put.poznan.pl
3. Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki  
tel.: 61 665 2559, e-mail: jacek.handke@put.poznan.pl

**Streszczenie:** Algorytmy działania urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i regulacyjnej w kompensowanych sieciach SN często muszą uwzględniać efekt doziemnej asymetrii naturalnej. Poziom takiej asymetrii określany jest przede wszystkim napięciem definiowanym różnicą potencjałów pomiędzy punktem neutralny sieci a ziemią. Wartość tego napięcia ma znaczący wpływ na skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz ogranicza często możliwości dokładnego strojenia cewek Petersena w procesie kompensacji ziemnozwarciowej. W artykule przedstawiono algorytm kompensacji nadażnej przy równoczesnym zwiększeniu tłumienności obwodów doziemnego. Wprowadzenie dodatkowej konduktancji doziemnej pozwala na dokładną kompensację ziemnozwarciową pomimo dużej asymetrii naturalnej sieci SN. Zaprezentowano także wyniki analiz wykonanych na fizycznym modelu skompensowanej sieci SN.

**Słowa kluczowe:** asymetria doziemna, kompensacja ziemnozwarciowa, cewka Petersena.

### 1. WPROWADZENIE

Podstawową wielkością charakteryzującą sieć w stanie zwarcia doziemnego jest składowa zerowa napięcia  $U_0$ , która przy pominięciu impedancji wzdłużnych linii przedstawia napięcie pomiędzy punktem neutralnym sieci a ziemią. Jednak o poziomie tego napięcia decydują nie tylko warunki istniejące w miejscu zwarcia z ziemią ale również asymetrie w pojemnościach i konduktancjach doziemnych oraz asymetria napięciowa względem ziemi w poszczególnych punktach sieci [1]. Zjawiska wywołane takimi asymetriami są szczególnie widoczne w sieciach kompensowanych i muszą być uwzględniane w ustalaniu warunków pracy zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz regulatorów nadażnej kompensacji ziemnozwarciowej [2].

### 2. KOMPENSACJA NADAŻNA W SIECIACH O ZNAČNEJ ASYMETRII POJEMNOŚCI DOZIEMNEJ

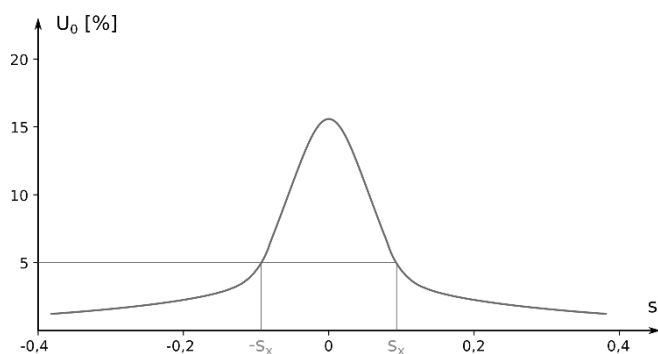
W sieciach o relatywnie dużej asymetrii doziemnej pojawia się problem ograniczania napięcia  $U_0$  podczas wymaganego poziomu dostrojenia cewki Petersena. W praktyce częstym zabiegiem jest rezygnacja z kompensacji dokładnej i ustawianie stopnia rozstrojenia na poziomie ograniczającym napięcie  $U_0$  do zadanej wartości – np.  $U_0 < 0,05$  napięcia fazowego sieci. Spełnienie takiego wymogu w zakresie napięcia  $U_0$  wymaga zastosowania algorytmu,

w którym wyznacza się wartość minimalnego współczynnika rozstrojenia  $S_x$  według następującej zależności (1):

$$S_x = \pm \sqrt{\left( \frac{I_d (X_d + X_{TPW})}{U_{d(\%)} U_f} \right)^2 \times \left[ d_0^2 + \left( 1 - \frac{X_{cs}}{X_d} \right)^2 \right] - d_0^2} \quad (1)$$

gdzie:  $U_{d(\%)}$  – dopuszczalna procentowa wartość napięcia składowej zerowej wywołana zjawiskiem rezonansowym,  $U_f$  – napięcie fazowe (znamionowe) sieci (np.  $U_f = 8660$  V),  $X_d$ ,  $X_{cs}$ ,  $X_{TPW}$  – aktualne wartości reaktancji wyznaczone w czasie pomiaru,  $I_d$  – bieżąca wartość prądu dławika wynikająca z asymetrii doziemnej sieci,  $d_0$  – współczynnik tłumienia sieci.

Stosując takie kryterium cewka Petersena realizuje zmiany reaktancji tylko w obszarach, dla których występuje wyraźne niedokompensowanie sieci lub wyraźne przekompensowanie. Pokazano to na rysunku 1, na którym przyjęto, że w sieci o współczynniku tłumienia  $d_0 = 0,025$  poziom asymetrii naturalnej  $X_c$  jest na poziomie 0,5 % .



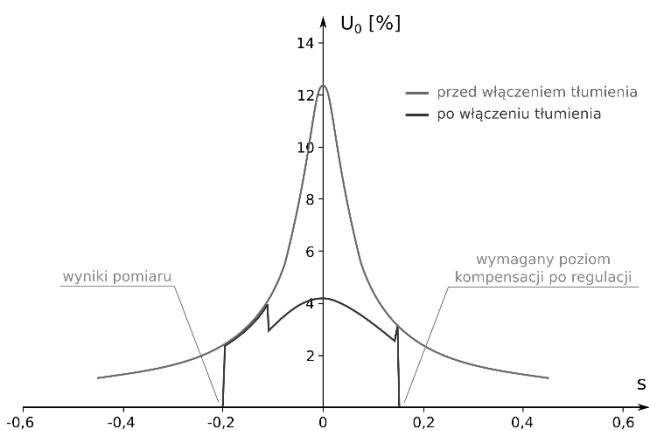
Rys.1. Krzywa wartości składowej zerowej napięcia sieci  $U_0$  w zależności od stopnia rozstrojenia kompensacji ziemnozwarciowej.  $S_x$  – stan rozstrojenia kompensacji przy ograniczeniu napięcia  $U_0$  do poziomu 5 % napięcia fazowego sieci.

Tego typu kryterium może być wykorzystywane przez dyspozytorów w sieciach terenowych o dużym udziale linii napowietrznych i dużej asymetrii doziemnej. Jednak skutki takiego rozstrajania zmniejszają zdolności dławika do wygaszania zwarć łukowych. Łatwo znaleźć przykłady



sieci, w których stosowanie takiego kryterium powoduje rozstrojenie kompensacji nawet do poziomu  $K = 1,3$  lub więcej.

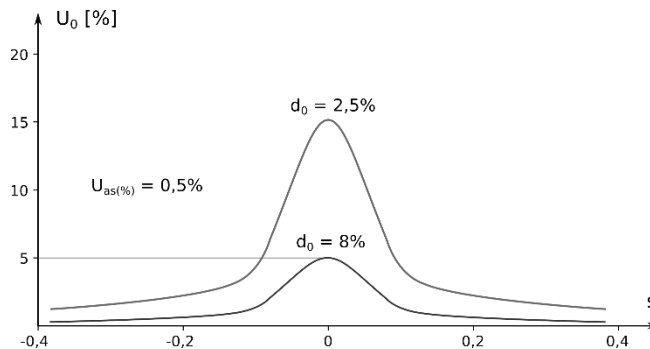
Poza tym sieć jest nadal narażona na wzrost napięcia  $U_0$  podczas regulacji i szukania wymaganej wartości rozstrojenia. Szczególnie będzie to widoczne, gdy będzie zalecenie dodatkowe wymagające regulacji zawsze w stan przekompensowania. Można skrajnie założyć przypadek w którym proces strojenia rozpoczyna się od wartości ujemnych współczynnika i kończy się na wartościach dodatnich. Sieć będzie wtedy narażona na wzrost napięcia  $U_0$ , który może w określonym momencie regulacji uzyskać wartość maksymalną (napięcie punktu rezonansowego). W toku badań laboratoryjnych wykazano, że skutecznym rozwiązaniem ograniczenia takich skutków jest zwiększenie, na czas procesu regulacji, tłumienności obwodu doziemnego. Efekt takiego działania pokazano na rysunku 2, który dotyczy regulacji według przyjętej wartości nastawczej przekompensowania na poziomie 15 %.



Rys. 2. Regulacja cewki Petersena w obszarze dużych napięć rezonansowych z przejściowym zwiększaniem tłumienności sieci.

Analizując wyniki badań na modelach sieci SN można wykazać, że lepszym rozwiązaniem w tym zakresie jest stosowanie zwiększonej tłumienności obwodu doziemnego w sposób trwały. Kompensacja może być wtedy prowadzona na poziomie bardzo dokładnym ograniczając składową bierną prądu zwarcia do minimum. Pogarszając dobroć dławika (cewki Petersena) można zwiększyć współczynnik  $d_0$  trzy lub czterokrotnie w stosunku do jego naturalnej wartości i w ten sposób ograniczać w sposób ciągły poziom napięć rezonansowych. Na rysunkach 3 i 5 pokazano efekty takiego rozwiązania. Z porównania przebiegu napięć  $U_0$  obu stanów kompensacji jednoznacznie wynika, że rozstrajanie cewki Petersena sieci powoduje skutki bardziej negatywne w przebiegu napięcia odbudowy fazy doziemnej ( $LI$ ) niż stan powiększonej konduktancji doziemnej sieci. Poza tym sieć z dławikiem rozstrojonym generuje większy prąd zwarcia, w którym dominuje składowa bierna i w ten sposób dodatkowo pogarsza warunki do samoistnego wygaszenia zwarcia. W sieci o zwiększonej konduktancji mniejszy prąd zwarcia, z mocno ograniczoną składową bierną, ułatwia szybką odbudowę izolacji przestrzeni zwarciorowej.

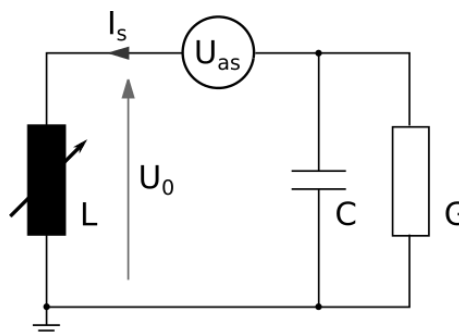
W związku z tym prawdopodobieństwo wystąpienia ponownych zapłonów w miejscu zwarcia jest wielokrotnie większe dla przypadku sieci z rozstrojoną kompensacją (przykład sieci a) niż dla stanu sieci opisanego przypadkiem b.



Rys. 3. Krzywa wartości napięcia składowej zerowej sieci  $U_0$  w zależności od stopnia rozstrojenia kompensacji i wartości współczynnika tłumienia  $d_0$

### 3. METODY POMIARU POJEMNOŚCI DOZIEMNYCH

W dławikach nadążnych ważną rolę odgrywają układy pomiarowe, które dokonują oceny parametrów doziemnych sieci i kontrolują stan zestrojenia. Generalnie układy takie wykorzystują naturalne asymetrie doziemne lub działają w oparciu o wprowadzenie do sieci dodatkowych źródeł [3]. W sieciach o relatywnie dużej asymetrii do oceny parametrów doziemnych sieci najczęściej realizowany jest algorytm, w którym dokonuje się pomiarów napięcia  $U_0$  i prądu płynącego przez dławik. Na rysunku 4 przedstawiono uproszczony schemat obwodów doziemnych sieci, z zaznaczonym miejsca oddziaływania napięcia asymetrii  $U_{as}$ .

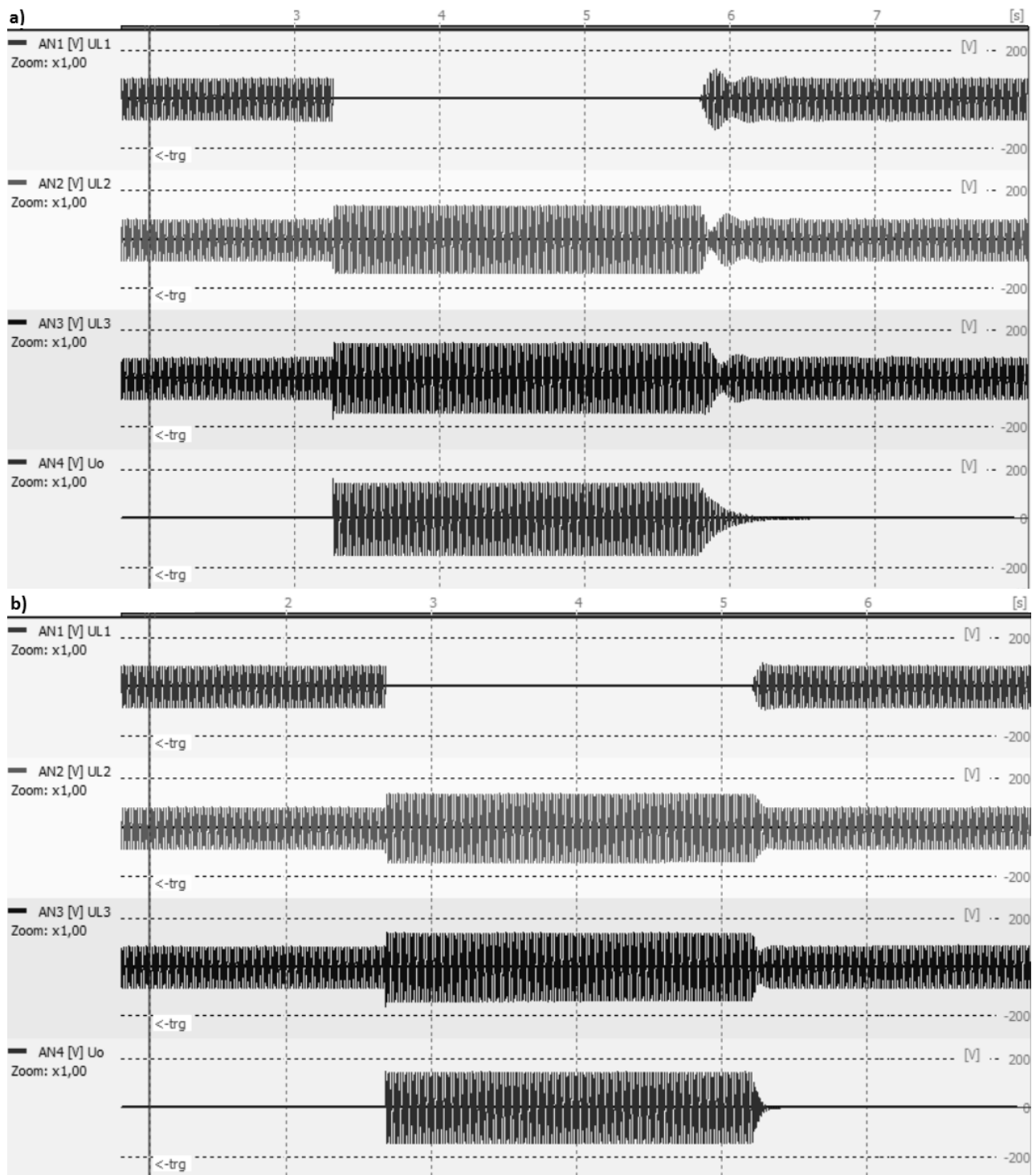


Rys. 4. Schemat zastępczy obwodu doziemnego sieci SN. Oznaczenia  $L$ ,  $C$  i  $G$  opisują parametry obwodu doziemnego sieci: indukcyjność cewki, pojemność i konduktancję.  $U_{as}$  reprezentuje napięcie asymetrii naturalnej.

Jeżeli poziom napięcia  $U_{as}$  jest wystarczający (np.  $U_0 > 0,2 \% U_f$ ) do wyznaczenia pojemności doziemnej sieci wystarczy wykonać pomiary napięcia  $U_0$  i prądu  $I_s$  przed i po niewielkiej zmianie reaktancji dławika. Wyznaczanie pojemności  $C$  sprowadza się wtedy do wykonania obliczeń zgodnie ze wzorem:

$$C = \frac{1}{\omega} \operatorname{Im} \left\{ \frac{I_{s2} - I_{s1}}{U_{01} - U_{02}} \right\} \quad (2)$$

Gdzie:  $U_{01}$  i  $I_{s1}$  – dotyczą pomiarów przed zmianą reaktancji dławika,  $U_{02}$  i  $I_{s2}$  – dotyczą pomiarów wykonanych po zmianie reaktancji dławika.



Rys. 5. Przebiegi napięć fazowych względem sieci oraz składowej zerowej napięcia sieci  $U_0$  podczas zwarcia doziemnego fazy  $L1$ . a) dotyczy sieci z rozstrojoną kompensacją b) dotyczy sieci skompensowanej.

W oparciu o tak wykonane pomiary można wyznaczyć również aktualny poziom zapięcia  $U_{as}$  stosując proste przekształcenia do postaci:

$$\underline{U}_{AS} = \frac{1}{2} [\underline{U}_{01} + \underline{U}_{02} + \underline{Z}(\underline{I}_{S2} - \underline{I}_{S1})] \quad (3)$$

gdzie:

$$\underline{Z} = \frac{\underline{U}_{01} - \underline{U}_{02}}{\underline{I}_{S2} - \underline{I}_{S1}} \quad (4)$$

Znając wartość pojemności doziemnej sieci wystarczy wyregulować cewkę Petersena na pożądany stopień skompensowania kontrolując na bieżąco wartość reaktancji indukcyjnej zgodnie ze wzorem:

$$\omega L = \text{Im} \left\{ \frac{\underline{U}_0}{\underline{I}_s} \right\} \quad (5)$$

#### 4. PODSUMOWANIE

W artykule przedstawiono wyniki analiz warunków pracy sieci SN o znacznej asymetrii doziemnej. W praktyce eksploatacyjnej w sieciach terenowych o dużym udziale linii napowietrznych często stosowana jest metoda polegająca na zwiększaniu wartości współczynnika rozstrojenia kompensacji ziemnozwarciowej. Zdaniem autorów lepszym rozwiązaniem w tym zakresie jest stosowanie kompensacji dokładnej przy równoczesnym zwiększeniu współczynnika tłumienia. Pogarszając dobroć dławika można zwiększyć współczynnik tłumienia nawet czterokrotnie w stosunku do jego naturalnej wartości. Za takim rozwiązaniem przemawia również efektywność dławika w gaszeniu zwarć łukowych.

#### 5. BIBLIOGRAFIA

1. Lorenc J., Admitancyjne zabezpieczenie ziemnozwarciowe, Wyd. Politechniki Poznańskiej 2007.
2. Lorenc J., Torbus M., Staszak B., Automatyczna sterowanie kompensacją ziemnozwarciową w sieciach SN przy wykorzystaniu miernika parametrów ziemnozwarciowych. Wiadomości Elektrotechniczne (ISSN 0043-5112), nr 12, 2013, s.34-36.
3. Handke J., Lorenc J., Ocena stopnia zestrojenia cewki Petersena w oparciu o pomiar częstotliwości własnej obwodu. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 8, s. 57-59.

#### MODIFIED METHOD OF THE AUTOMATED EARTH FAULT COMPENSATION IN MV NETWORK WITH EARTH FAULT ASSYMETRY

Algorithms of the operation of power system protection and regulatory devices in compensated MV networks often have to take the effect of the natural phase-to-earth asymmetry into account. The level of such asymmetry is determined primarily by voltage defined as a potential difference between the neutral point of the network and earth. The value of this voltage has a significant impact on the effectiveness of the earth fault protection, and often restricts the possibility of fine tuning of the Petersen coils in the process of earth fault compensation. In the paper results of the analysis of operating conditions of MV network with significant asymmetry of phase-to-earth voltages are presented. In practice, in networks with a high share overhead power lines are often used the method that involves the increasing the value of the coefficient detuning earth fault compensation. According to the authors better solution is to use accurate offset while increasing the damping coefficient. Worsening quality factor of Petersen coil can increase the damping coefficient even four times relative to its natural value. For such solution is also supported by the effectiveness of the choke in extinguishing faults arc.

**Keywords:** earth fault compensation, earth fault assymetry, Petersen coil.

*STEROWANIE PRACĄ SYSTEMU  
ELEKTROENERGETYCZNEGO*

---

*SEKCJA 3*



## ANALIZA DZIAŁANIA ZABEZPIECZENIA PODIMPEDANCYJNEGO DWUKADZIOWEGO SYMETRYCZNEGO PRZESUWNIA FAZOWEGO

Tomasz BEDNARCZYK<sup>1</sup>, Adrian HALINKA<sup>2</sup>, Piotr RZEPKA<sup>3</sup>, Mateusz SZABLICKI<sup>4</sup>

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów

1. tel.: 506 600 565 e-mail: tomasz.bednarczyk@polsl.pl

2. tel.: 32 237 2161 e-mail: adrian.halinka@polsl.pl

3. tel.: 32 237 2213 e-mail: piotr.rzepka@polsl.pl

4. tel.: 32 237 2213 e-mail: mateusz.szabllicki@polsl.pl

**Streszczenie:** Zabezpieczenie wykorzystujące kryterium podimpedancyjne stanowi jedno z podstawowych zabezpieczeń jednostek transformatorowych najwyższych napięć (w tym przesuwników fazowych). Zabezpieczenie podimpedancyjne identyfikuje stan pracy chronionego przesuwnika fazowego, sprawdzając położenie końca wektora impedancji wyznaczonej w zabezpieczeniu względem stref pomiarowych zabezpieczenia. Podczas zwarć w obrębie fragmentu sieci objętego ochroną przez zabezpieczenie, koniec wektora impedancji powinien „wchodzić” do stref pomiarowych zabezpieczenia. Wówczas następuje zadziałanie zabezpieczenia

i ewentualne wyłączenie przesuwnika fazowego.

W artykule zamieszczono wyniki przeprowadzonych badań symulacyjnych warunków działania zabezpieczenia podimpedancyjnego dla dwukadziowego symetrycznego przesuwnika fazowego.

W symulacjach uwzględniono szeroki zakres zmian impedancji przesuwnika fazowego, zwarcia wewnętrzne oraz zewnętrzne. Wyniki badań symulacyjnych pozwalają na weryfikację poprawności działania zabezpieczenia podimpedancyjnego przesuwnika fazowego.

**Słowa kluczowe:** Przesuwnik fazowy. Automatyka zabezpieczeniowa. Transformator. Zakłócenia.

## 1. INFORMACJE OGÓLNE

## 1.1 Wstęp

Przesuwnik fazowy (PF) jest to rodzaj transformatora energetycznego o specjalnym wykonaniu, który znajduje zastosowanie w strukturze systemu elektroenergetycznego (SEE) jako element służący do kształtowania przepływu mocy (kierunek, wartość) m.in. na połączeniach transgranicznych. Kształtowanie przepływu mocy w gałęzi z zainstalowanym PF odbywa się zgodnie z zależnością:

$$P = \frac{|U_s| \cdot |U_L|}{X_L + X_{PF}} \cdot \sin(\delta + \alpha) \quad (1)$$

gdzie:  $|U_x|$  – moduł napięcia na początku ( $x=S$ ) i na końcu ( $x=L$ ) gałęzi,  $X_y$  – reaktancja zgodna gałęzi ( $y=L$ ) i przesuwnika fazowego ( $y=PF$ ),  $\delta$  – kąt obciążenia,  $\alpha$  – kąt fazy pomiędzy stroną „S” i „L” PF.

Zależnie od przeznaczenia oraz oczekiwanych parametrów do regulacji (moc czynna, bierna), rozróżnia się

PF wykonane jako asymetryczne, symetryczne, deltaheksagonalne.

W niniejszym artykule skupiono się na aplikacji symetrycznego, dwukadziowego PF.

PF służy do kształtowania przepływu mocy (kierunek i wartość), dlatego zmianie ulegają zarówno wartości prądów i napięć (amplituda i faza) strony źródłowej PF (oznaczone literą „S”, ang. *Source*), jak i strony odbiorczej (oznaczone literą „L”, ang. *Load*). Jednym z elementów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) PF jest zabezpieczenie podimpedancyjne, które stanowi zabezpieczenie rezerwowe (wg wymagań dla autotransformatora [1]). Do identyfikacji warunków pracy chronionego PF zabezpieczenie to wykorzystuje kryterium podimpedancyjne, a więc ściśle powiązanie amplitudy składowej podstawowej prądu, napięcia oraz wzajemnego usytuowania na płaszczyźnie zespolonej fazorów tych dwóch wielkości, zgodnie z zależnością:

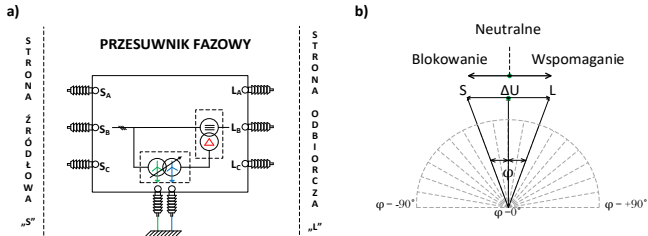
$$Z_p = Z_{AF} = \frac{U_{AF}}{I_{AF}} = Z_{AF} e^{j\varphi_z} \quad (2)$$

gdzie:  $\underline{U}_{AF}$  - fazor napięcia określający spadek napięcia na odcinku od miejsca zainstalowania zabezpieczenia (A) do miejsca zwarcia F, spowodowany przepływem prądu zwarciovego  $\underline{I}_{AF}$ ,  $\varphi_z$  – kąt fazy pomiędzy  $\underline{I}_{AF}$  a  $\underline{U}_{AF}$ .

Analizując równanie (1) oraz (2) w zastosowaniu zabezpieczenia podimpedancyjnego dla ochrony PF przed skutkami zwarć, wydaje się konieczne zbadanie warunków działania tego zabezpieczenia ukierunkowane na weryfikację poprawności wyznaczania impedancji pętli zwarcia (impedancja „widziana” przez zabezpieczenia stanowi podstawę identyfikacji warunków pracy PF).

Najważniejsze informacje przydatne z punktu widzenia celowości niniejszego artykułu to charakterystyczne stany pracy PF. Odpowiadają im skrajne wartości kąta przesunięcia fazowego pomiędzy stroną „S” a „L” PF oraz zerowa wartość tego kąta (rys.1b). Wymienione trzy pozycje odpowiadają skrajnym pozycjom podobciążeniowego przełącznika zaczerpów (PPZ) oraz położenia przełącznika kierunku przepływu mocy ARS (ang. *Advanced – Retard Switch*):

- **32A** (ang. *Advanced*): położenie ARS odpowiadające regulacji kąta fazowego w zakresie dodatnim od  $0^\circ$  do  $+\alpha$ , zależnie od pozycji PPZ - „Wpomaganie”
- **0** : położenie ARS, w którym nie dokonuje się regulacji kąta fazowego - „Neutralne” ,
- **32R** (ang. *Retard*): położenie ARS odpowiadające regulacji kąta fazowego w zakresie ujemnym od  $0^\circ$  do  $-\alpha^\circ$ , zależnie od pozycji PPZ - „Blokowanie”.



Rys. 6 a) Poglądowy schemat przesuwnika fazowego, b) korelacja fazowa pomiędzy stroną „S” a „L” PF.

## 1.2 Parametryzacja zabezpieczenia podimpedancyjnego dla PF

Obecnie w wymaganiach operatora polskiego systemu przesyłowego brak jest informacji dotyczących predefiniowanej struktury EAZ dla PF. Zwykle dla PF stosuje się analogiczne zestawienie układu EAZ jak dla autotransformatora [1]. W tym przypadku jako zabezpieczenia rezerwowe dla jednostek o napięciu znamionowym  $\geq 220$  kV oraz mocy znamionowej  $> 80$  MV·A stosuje się dwukierunkowe zabezpieczenia odległościowe (podimpedancyjne), zainstalowane po obu stronach jednostki transformatorowej [2]. W wymaganiach operatora polskiego systemu przesyłowego brak również wymagań dotyczących wyznaczania zasięgów stref pomiarowych zabezpieczeń podimpedancyjnych PF. Również i w tym przypadku zwykle wykorzystuje się wytyczne dla jednostek transformatorowych [2]. Zależności określającego zasięgi stref pomiarowych zabezpieczenia podimpedancyjnego zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Zasięgi stref pomiarowych zabezpieczenia podimpedancyjnego PF

Strefa	Zwarcia międzyfazowe [Ω/f]		Zwarcia doziemne [Ω/f]	
	R	jX	R <sub>E</sub>	jX
Pierwsza Z <sub>I</sub>	$3 \cdot X_I$	$0,70 \cdot X_{PF}$	$4,5 \cdot X_I$	$0,70 \cdot X_{PF}$
Druga Z <sub>II</sub>	$3 \cdot X_{II}$	$1,25 \cdot X_{PF}$	$4,5 \cdot X_{II}$	$1,25 \cdot X_{PF}$
Wsteczna Z <sub>wst</sub>	$3 \cdot X_{wst}$	$0,85 \cdot X_L$	$4,5 \cdot X_{wst}$	$0,85 \cdot X_L$

gdzie:  $X_{PF}$  – reaktancja PF dla zacze pu 0,  
 $X_L$  – reaktancja najkrótszej linii przyłączonej do stacji z PF.

Moduł współczynnika kompensacji ziemnozwarciowej określa zależność:

$$|k_0| = \frac{X_{0\_PF} - X_{1\_PF}}{3 \cdot X_{1\_PF}} \quad (3)$$

gdzie:  $X_{z\_PF}$  – reaktancja PF dla zacze pu 0 dla składowej zgodnej ( $z=1$ ) i składowej zerowej ( $z=0$ ).

Badania warunków działania zabezpieczenia podimpedancyjnego PF zrealizowano, wykorzystując jako studium przypadku PF zainstalowane w stacji Mikołowa [3]. Do wyznaczenia zasięgów stref pomiarowych tych

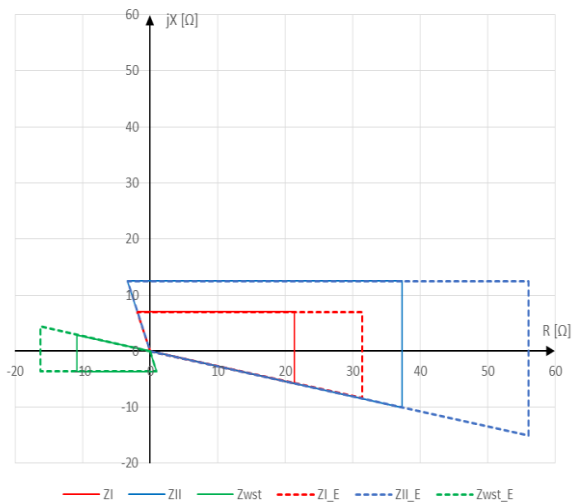
zabezpieczeń przyjęto następujące parametry PF i jego otoczenia sieciowego:

- Moc przechodnia PF  $S_n = 1200$  MV A,
- Napięcie znamionowe  $U_n = 410$  kV,
- Kąt regulacji  $\alpha = \pm 20^\circ$ ,
- Impedancja zgodna (dla zacze pu PPZ=0)  $|Z_1| = 9,76 \Omega$ ,
- Impedancja zerowa (dla zacze pu PPZ=0)  $|Z_0| = 13,26 \Omega$ ,
- Obszar dopuszczalnego obciążenia  $R_{obc} = 77,16 \Omega$ ,
- Napięcie systemu  $U_S = 400$  kV,
- Poziom mocy zwarciowej  $S_k = 40$  GV·A,
- Punkt gwiazdowy sieci skutecznie uziemiony,
- Współczynnik zwarcia doziemnego  $|Z_0/Z_1| = 3$ ,
- Impedancja zgodna linii przesyłowej  $|Z_1| = 4,31 \Omega$ .

Wyznaczone zasięgi stref pomiarowych zabezpieczenia podimpedancyjnego PF zestawiono w tabeli 2 oraz zilustrowano na rysunku 2. Przyjęto, że w strukturze EAZ PF zastosowano zabezpieczenie o poligonalnych strefach pomiarowych (strefy pomiarowe w kształcie czworoboku).

Tabela 2. Zasięgi stref pomiarowych zabezpieczenia podimpedancyjnego PF

Strefa	Zasięg działania dla zwarc	
	międzyfazowych	doziemnych
Z <sub>I</sub>	$21,39 + j6,98 \Omega/f$	$31,40 + j6,98 \Omega/f$
Z <sub>II</sub>	$37,39 + j12,46 \Omega/f$	$56,09 + j12,46 \Omega/f$
Z <sub>wst</sub>	$-10,84 + j3,61 \Omega/f$	$-16,28 + j3,61 \Omega/f$
k <sub>0</sub>	-	0,109



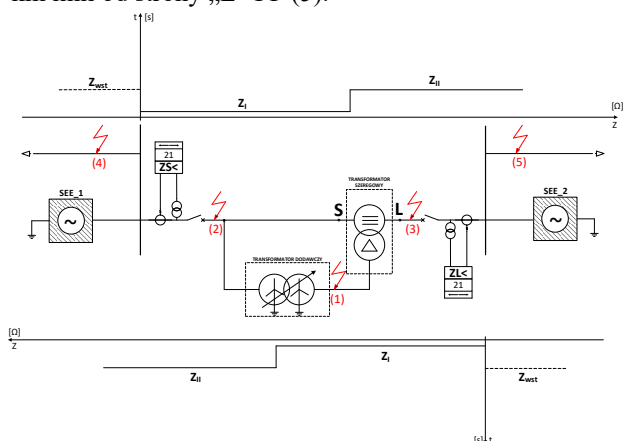
Rys. 2. Wyznaczone strefy pomiarowe zabezpieczenia podimpedancyjnego PF

## 2. ANALIZA WARUNKÓW DZIAŁANIA ZABEZPIECZENIA PODIMPEDANCYJNEGO SYMETRYCZNEGO PF

Weryfikacja poprawności działania zabezpieczenia podimpedancyjnego PF wymagała przeprowadzenia wielu symulacji zwa rc dla różnych lokalizacji zakłócenia oraz rodzaju zwa rcia. W celu ułatwienia identyfikacji scenariusza symulacji, wprowadzono oznaczenia kodowe rodzaju zwa rcia: zwa rcie jednofazowe metaliczne (1-f), zwa rcie jednofazowe przez dodatkową rezystancję  $R_d = 10 \Omega$  (1-f+R<sub>d</sub>), zwa rcie dwufazowe (2-f), zwa rcie dwufazowe przez dodatkową rezystancję  $R_d = 10 \Omega$  (2-f+R<sub>d</sub>). Symbolicznie oznaczono również lokalizację zwa rcia



(patrz rys.3): zwarcie wewnątrz PF (1), zwarcie na wyprowadzeniach PF od strony „S” (2), zwarcie na wyprowadzeniach PF od strony „L” (3), zwarcie zewnętrzne na 5 km linii od strony „S” PF (4), zwarcie zewnętrzne na 5 km linii od strony „L” PF (5).



Rys. 3. Przyjęte lokalizacje zwarć w układzie sieciowym z PF (dodatkowo naniesiono zasięgi stref pomiarowych zabezpieczenia podimpedancyjnego PF)

Wszystkie scenariusze zwarć zrealizowano dla trzech pozycji pracy PF: maksymalne wysterowanie PF „wspomaganie” dla kąta  $\alpha=+20^\circ$  (32A), minimalne wysterowanie PF „neutralne” (0) oraz maksymalne wysterowanie PF „blokowanie” dla kąta  $\alpha=-20^\circ$  (32R). Przykład kodowania: 1\_32A\_1f oznacza zwarcie jednofazowe wewnątrz PF przy kącie regulacji  $\alpha=+20^\circ$ .

Dla zachowania czytelności wyników symulacji w tabelach 3 i 4 wykorzystano oznaczenia:  $Z_S$  – impedancja pętli zwarcia wyznaczona przez zabezpieczenie po stronie „S” (analogicznie  $Z_L$  dla zabezpieczenia zainstalowanego po stronie „L” PF), S – strefa, w której symulowano zwarcie, D – strefa, w której nastąpiło zadziałanie zabezpieczenia.

Tabela 3. Wyniki obliczeń dla pozycji 32A ( $\alpha=+20^\circ$ ).

Scenariusz	$Z_S [\Omega]$	S	D	$Z_L [\Omega]$	S	D
1_1f	10,55 $e^{j72,3}$	I	I	39,63 $e^{j295,3}$	I	Brak
1_1f+Rd	34,37 $e^{j4,4}$	I	II	147,1 $e^{j306,1}$	I	Brak
1_2f	17,53 $e^{j24,4}$	I	II	48,26 $e^{j274,5}$	I	Brak
1_2f+Rd	35,39 $e^{j12,2}$	I	II	207,5 $e^{j312,6}$	I	Brak
2_1f	0,08 $e^{j89,5}$	I	I	18,52 $e^{j351,3}$	II	Brak
2_1f+Rd	10,30 $e^{j334,3}$	I	I	30,34 $e^{j88,1}$	II	Brak
2_2f	0,03 $e^{j89,9}$	I	I	17,18 $e^{j333,9}$	II	Brak
2_2f+Rd	11,74 $e^{j355,0}$	I	I	49,97 $e^{j65,3}$	II	Brak
3_1f	10,41 $e^{j32,7}$	II	I	0,02 $e^{j89,9}$	I	I
3_1f+Rd	18,09 $e^{j3,5}$	II	I	27,03 $e^{j26,5}$	I	II
3_2f	12,07 $e^{j48,7}$	II	II	0,02 $e^{j90,0}$	I	I
3_2f+Rd	18,53 $e^{j11,9}$	II	I	28,37 $e^{j16,7}$	I	II
4_1f	12,61 $e^{j38,1}$	II	II	2,28 $e^{j195,1}$	Wst	Wst
4_1f+Rd	19,92 $e^{j8,5}$	II	I	13,73 $e^{j178,9}$	Wst	Wst
4_2f	13,17 $e^{j49,6}$	II	II	1,48 $e^{j189,5}$	Wst	Wst
4_2f+Rd	20,41 $e^{j13,3}$	II	I	15,06 $e^{j176,5}$	Wst	brak
5_1f	2,57 $e^{j183,0}$	Wst	Wst	20,02 $e^{j138,2}$	II	Brak
5_1f+Rd	46,03 $e^{j25,3}$	Wst	Brak	34,23 $e^{j88,53}$	II	Brak
5_2f	1,12 $e^{j248,1}$	Wst	Wst	18,18 $e^{j161,4}$	II	Brak
5_2f+Rd	59,48 $e^{j211,8}$	Wst	Brak	49,09 $e^{j71,6}$	II	Brak

Wyniki przeprowadzonych symulacji dla scenariusza „wysterowania” PF 32A (tab.3) wskazują na bardzo duże rozbieżności między impedancją pętli zwarcia wyznaczoną przez zabezpieczenia podimpedancyjne PF, a oczekiwanymi parametrami impedancji, wynikającymi z lokalizacji symulowanego zwarcia. Dla większości rozpatrywanych

przypadków zwarcie koniec wektora impedancji znajdował się poza strefą pomiarową, która obejmowała symulowane miejsce zwarcia. Błędne wyznaczenie impedancji pętli zwarcia, będącej wielkością kryterialną zabezpieczenia, prowadzi do niepoprawnego działania zabezpieczenia. Może to skutkować opóźnionym wyłączeniem PF lub nawet w skrajnych przypadkach – brakiem wymaganego zadziałania zabezpieczenia, jeśli wektor impedancji znajduje się poza strefami pomiarowymi zabezpieczenia. Podkreśla się również, że dla niektórych scenariuszy zwarć zlokalizowanych w punktach 3 i 4 zabezpieczenie  $Z_S$  „widziało” zwarcie jako zakłócenie zlokalizowane bliżej niż rzeczywiste miejsce jego zaistnienia, co prowadziło do nieuzasadnionego bezzwłocznego zadziałania zabezpieczenia i zbyt szybkiego wyłączenia PF.

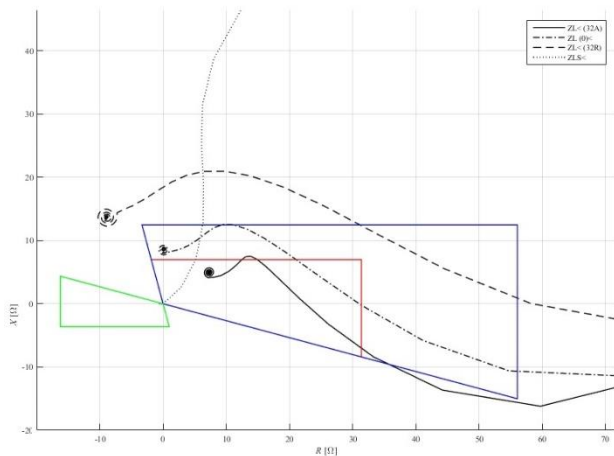
Analogiczne scenariusze symulacji zwarć zrealizowane przy wysterowaniu PF 32R wskazują na identycznie złe spodziewane działanie zabezpieczeń podimpedancyjnych PF.

Tabela 4. Wyniki obliczeń dla pozycji 0.

Scenariusz	$Z_S [\Omega]$	S	D	$Z_L [\Omega]$	S	D
1_1f	26,98 $e^{j152,6}$	I	Brak	14,23 $e^{j105,8}$	I	Brak
1_1f+Rd	53,80 $e^{j33,7}$	I	Brak	120,8 $e^{j30,1}$	I	Brak
1_2f	27,13 $e^{j141,9}$	I	Brak	15,24 $e^{j107,8}$	I	Brak
1_2f+Rd	65,58 $e^{j30,2}$	I	Brak	134,8 $e^{j27,3}$	I	Brak
2_1f	0,05 $e^{j89,8}$	I	I	10,28 $e^{j86,2}$	II	II
2_1f+Rd	10,45 $e^{j352,4}$	I	I	51,08 $e^{j49,1}$	II	Brak
2_2f	0,04 $e^{j88,9}$	I	I	11,34 $e^{j89,5}$	II	II
2_2f+Rd	11,21 $e^{j358,2}$	I	I	64,42 $e^{j41,4}$	II	Brak
3_1f	10,18 $e^{j91,5}$	II	II	0,02 $e^{j90,5}$	I	I
3_1f+Rd	13,47 $e^{j29,1}$	II	I	26,82 $e^{j29,5}$	I	Brak
3_2f	11,41 $e^{j92,5}$	II	II	0,02 $e^{j90,2}$	I	I
3_2f+Rd	16,68 $e^{j31,8}$	II	II	29,37 $e^{j21,0}$	I	II
4_1f	11,70 $e^{j87,9}$	II	II	2,72 $e^{j97,5}$	Wst	Wst
4_1f+Rd	16,12 $e^{j36,2}$	II	II	13,01 $e^{j177,1}$	Wst	Wst
4_2f	11,90 $e^{j88,7}$	II	II	1,36 $e^{j93,4}$	Wst	Wst
4_2f+Rd	17,81 $e^{j34,6}$	II	II	15,02 $e^{j182,1}$	Wst	Brak
5_1f	2,59 $e^{j271,2}$	Wst	Wst	11,83 $e^{j86,8}$	II	II
5_1f+Rd	46,22 $e^{j235,5}$	Wst	Brak	54,66 $e^{j52,4}$	II	Brak
5_2f	1,45 $e^{j258,9}$	Wst	Wst	12,17 $e^{j91,0}$	II	II
5_2f+Rd	59,02 $e^{j211,5}$	Wst	Brak	66,88 $e^{j42,6}$	II	Brak

Wyniki symulacji zestawione w tabeli 4 dla pozycji 0 PPZ wskazują, że jedynie przy niewielkim przesunięciu fazowym wprowadzanym przez PF można się spodziewać prawidłowej reakcji zabezpieczeń podimpedancyjnych PF. Jednak nawet wówczas występuje ryzyko niewłaściwego zadziałania zabezpieczenia – dla niektórych symulacji koniec wektora impedancji pętli zwarcia znajdował się na pograniczu strefy właściwej dla symulowanego zwarcia. Ewentualne niepoprawne działanie zabezpieczenia podimpedancyjnego PF ustawionego na pozycji 0 jest podyktowane rzeczywistą wartością kąta fazowego pomiędzy stroną „S” a „L”, która dla tej pozycji PPZ powinna wynosić  $0^\circ$ , jednak dla obciążonego PF sięga nawet  $4 \div 5^\circ$ , co może powodować błędną identyfikację warunków pracy PF przez zabezpieczenia podimpedancyjne PF.

Porównanie trajektorii końców wektorów impedancji wyznaczonych przez zabezpieczenie podimpedancyjne  $Z_L$  podczas zwarcia doziemnego fazy L1 w punkcie 3 (zwarcie na wyprowadzeniach PF od strony „L”) dla trzech przypadków wysterowania PF przedstawiono na rysunku 4. Zauważalne jest niewłaściwie wyznaczona impedancja dla wysterowania 32A i 32R, ponieważ spodziewane położenia końca wektora impedancji mieści się w II strefie.



Rys. 7 Trajektorie końca wektora impedancji pętli zwarciowej dla różnego wystawienia PF.

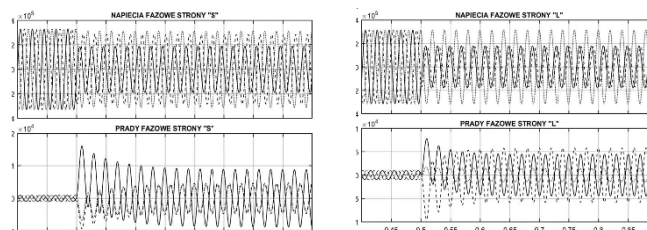
#### 4. WNIOSKI

Klasyczne (tj. dotychczas wykorzystywane) zabezpieczenia podimpedancyjne transformatorów i autotransformatorów nie uwzględniają zjawisk, jakie zachodzą w PF. Zastosowanie dla PF zabezpieczeń podimpedancyjnych przeznaczonych dla jednostek transformatorowych może powodować błędne (brakujące lub zbędne) zadziaływanie tych zabezpieczeń. Jest to podyktowane nieuwzględnieniem zmian parametrów sygnałów wykorzystywanych przez zabezpieczenie podimpedancyjne do identyfikacji warunków pracy PF w zależności od wystawienia PF. Wybrane wielkości, ważne z punktu widzenia poprawności działania zabezpieczenia podimpedancyjnego, które mogą się zmieniać zależnie od wystawienia PF, to:

1. kąt fazowy pomiędzy prądami i napięciami strony „S” i „L” PF,
2. kierunek przepływu mocy przez PF,
3. impedancja zgodna  $Z_1$ , przeciwna  $Z_2$  oraz zerowa  $Z_0$  PF „widziana” od strony „S” i „L”,
4. parametry podłużne i poprzeczne schematu zastępczego PF zależnie od pozycji PPZ.

Zwraca się również uwagę na ryzyko niejednakowej identyfikacji fazy (faz) objętej zwarcie przez zabezpieczenia podimpedancyjne PF zainstalowane po obu stronach PF. PF może tak „przenosić” zwarcie na drugą stronę, że rozkład parametrów prądów fazowych po obu

stronach PF będzie nieidentyczny [4]. Zilustrowano to na rysunku 5.



Rys. 8. Przebiegi chwilowe prądów i napięć fazowych po stronie „S” i „L” PF dla scenariusza 32A\_3\_2f.

Przedstawione wyniki badań jednoznacznie wskazują na duży problem niewłaściwego działania zabezpieczeń podimpedancyjnych obecnie wykorzystywanych do ochrony PF przed skutkami zwarć wieloprądowych. Złożoność zagadnienia powoduje podjęcie dalszych badań mających na celu poszerzenie wiedzy z zakresu problematyki właściwego działania zabezpieczenia oraz podjęcia próby poszukiwania jego rozwiązania.

Zwraca się również uwagę, że przyłączenie PF może dodatkowo istotnie zmieniać warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii otoczenia sieciowego PF oraz komplikować dobór ich nastawień, co przedstawiono w [3].

#### 5. BIBLIOGRAFIA

1. Standardowe Specyfikacje Funkcjonalne PSE-SF.KSE.2.3/2012v1 „Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, pomiary i układy obwodów wtórnych. Konstancin – Jeziorna kwiecień 2014r.
2. Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia, Prace badawcze i rozwojowe. Biblioteka PSE S.A., Warszawa (2010).
3. A. Halinka, P. Rzepka, M. Szabliski: Warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi. Studium przypadku. Materiały 13th International Scientific Conference „Forecasting in Electric Power Engineering 2016”, Podlesice, 6-8 kwietnia 2016.
4. A. Halinka, P. Rzepka, M. Szabliski: „Przenoszenie” zwarć niesymetrycznych przez przesuwniki fazowe. Materiały 13th International Scientific Conference „Forecasting in Electric Power Engineering 2016”, Podlesice, 6-8 kwietnia 2016.

#### ANALYSIS OF PROTECTION OPERATION UNDER IMPEDANCE DOUBLE TANK SYMMETRIC PHASE SHIFTING TRANSFORMER

Relay protection using criterion under impedance is one of the basic security units high voltage transformer (including phase shifters - PST, ang. Phase Shifting Transformer). Protection under impedance identifies the operating status of the protected PST, checking the position of the end vector impedance to be fixed in terms of securing zones measuring security. While short-circuits within the network portion of the end vector impedance should "enter" zones measuring security. Then followed by a safety device and possible exclusion PST. The article contains the results of the simulation tests of operating conditions for security under impedance doubletransformer tank dwukadziowego symmetric phase shifter. The simulations take into account a wide range of impedance changes PST, short circuit, internal and external. The results of simulation studies allow for verification of correct operation of security under impedance PST.

**Keywords:** Phase Shifting Transformer. Power system protection. Power transformer. Disturbances.

## ANALIZA INTERAKCJI W SYSTEMIE MIDC

Mateusz POLEWACZYK<sup>1</sup>, Sylwester ROBAK<sup>1</sup>

1. Instytut Elektroenergetyki, Wydział Elektryczny, Politechnika Warszawska  
tel.: 22 234 7296 e-mail: Mateusz.Polewaczyk@ien.pw.edu.pl  
tel.: 22 234 5607 e-mail: Sylwester.Robak@ien.pw.edu.pl

**Streszczenie:** W niniejszym artykule opisano zagadnienia związane z pracą układów przesyłowych HVDC, znajdujących się w bliskiej odległości elektrycznej. Bliska lokalizacja układów HVDC powoduje, że układy te tworzą strukturę złożoną, określaną mianem układu Multi-Infeed HVDC (MIDC). W przypadku układu MIDC, w celu oceny wzajemnego oddziaływania połączeń HVDC należy się posłużyć odpowiednimi wskaźnikami, opracowanymi na te potrzeby. Pierwsza część artykułu charakteryzuje układy HVDC o strukturach złożonych. Kolejna część artykułu opisuje wskaźniki opracowane na potrzeby analizy interakcji układów typu MIDC oraz prezentuje przykładowe wyniki badań symulacyjnych i ich analizę. Przeprowadzone badania pozwalają stwierdzić, że większe oddziaływania występują pomiędzy falownikami, aniżeli pomiędzy falownikiem a prostownikiem w układzie MIDC.

**Słowa kluczowe:** układy przesyłowe prądu stałego (HVDC), Multi-infeed HVDC, Dual-Infeed HVDC, interakcja układów przesyłowych HVDC

## 1. WSTĘP

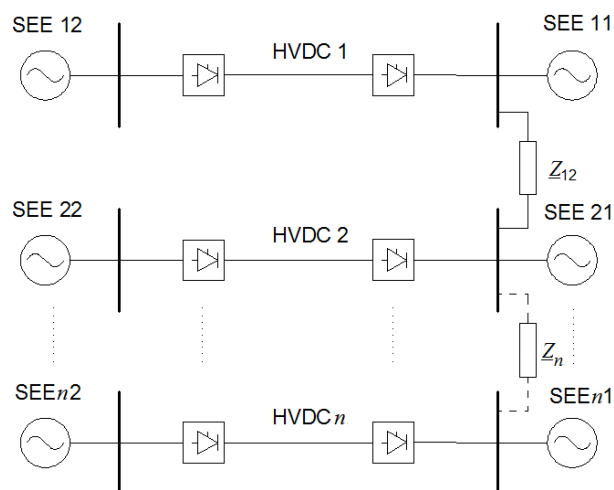
Rosnąca popularność układów przesyłowych prądu stałego (HVDC), ze względu na oferowane właściwości, sprawia, że połączenia stałoprądowe coraz częściej są umiejscowione blisko siebie w systemie elektroenergetycznym. W konsekwencji praca jednego połączenia HVDC może oddziaływać na pracę sąsiednich połączeń. Układy HVDC, tworzące w ten sposób strukturę złożoną, nie mogą być traktowane jako połączenia niezależne i należy rozważać je całą grupą [1]. Do typowych oddziaływań występujących w systemach MIDC zalicza się występowanie: przewrotów komutacyjnych, przepięć, oddziaływania harmonicznego oraz napięciowego. Stopień interakcji zależy w dużej mierze od odległości pomiędzy stacjami przekształtnikowymi oraz mocy zwarciovych w węzłach przyłączenia [2].

## 2. STRUKTURY ZŁOŻONE UKŁADÓW HVDC

Złożoność układów przesyłowych HVDC może wynikać z ich wzajemnego oddziaływania od strony AC, wówczas mamy do czynienia z układami MIDC lub też od strony DC w układach typu MTDC (ang. Multiterminal).

Układ typu MIDC jest systemem składającym się z kilku stacji przekształtnikowych należących do różnych połączeń stałoprądowych. Stacje te mogą być podłączone do

wspólnego węzła AC lub różnych węzłów, będących w sąsiedztwie elektrycznym. Przykładowy schemat poglądowy układu MIDC został przedstawiony na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat poglądowy przykładowego układu MIDC.

Typowymi wariantami systemów MIDC są układy typu DI-HVDC (ang. Dual-Infeed HVDC) oraz układy hybrydowe HMIDC (ang. Hybrid Multi-Infeed HVDC). W przypadku układów DI-HVDC interakcja zachodzi pomiędzy dwoma stacjami przekształtnikowymi należącymi do dwóch różnych połączeń stałoprądowych. Stacje te mogą być podłączone do wspólnego węzła AC lub węzłów znajdujących się w otoczeniu elektrycznym. Z kolei układy HMIDC są wariantem układu MIDC, w którym połączenia HVDC są zbudowane ze stacji przekształtnikowych różnej topologii (na przykład LCC i VSC) [1].

Można wyróżnić również typy układów MIDC związane z trybami pracy stacji przekształtnikowych. W zasadzie każda ze stacji przekształtnikowych należących do połączeń HVDC może pracować dwukierunkowo, to znaczy, w zależności od wymagań może pełnić funkcję prostownika lub falownika. W przypadku pracy stacji przekształtnikowych będących w sąsiedztwie elektrycznym, z których jedna pracuje jako stacja falownikowa, z kolei druga jako prostownikowa tworzy się układ określany mianem IRMI (ang. Inverter-Rectifier Multi-Infeed). Natomiast w wariantcie obu stacji przekształtnikowych pracujących jako

falowniki powstaje układ IIMI (ang. Inverter-Inverter Multi-Infeed) [3].

### 3. ZJAWISKA TOWARZYSZĄCE PRACY UKŁADÓW MIDC

#### 3.1. Przewroty komutacyjne

Przewrót komutacyjny, czyli przekroczenie czasu dostępnego na komutację zaworów tyrystorowych, jest zjawiskiem, które może wystąpić podczas obniżenia się napięcia w sieci AC. Obniżenie napięcia już o wartość 10% może skutkować pojawieniem się przewrotów komutacyjnych. Skutkiem przewrotu komutacyjnego jest obniżenie się napięcia w połączeniu HVDC oraz przepływanie przez zawory bardzo dużego prądu, co może powodować zadziałanie zabezpieczenia i skutkować wyłączeniem zaworu z pracy. W przypadku pracy połączeń HVDC w strukturze MIDC wystąpienie przewrotów komutacyjnych w jednej ze stacji przekształtnikowych może skutkować wystąpieniem tego zjawiska w stacjach sąsiadujących.

#### 3.2. Przepięcia

W przypadku pracy połączeń zbudowanych w oparciu o przekształtniki LCC istnieje znaczne zapotrzebowanie stacji przekształtnikowych na moc bierną, które jest zaspokajane przez urządzenia kompensacyjne oraz filtry po stronie AC. Pobór mocy biernej w układach LCC wynosi około połowy mocy znamionowej połączenia stałoprądowego. W związku z powyższym – przy nagłym przerwaniu przesyłu mocy przez układ HVDC może dojść do bardzo dużego przepięcia w sieci AC. Jeszcze gorsza sytuacja występuje w przypadku pracy kilku połączeń HVDC znajdujących się w otoczeniu elektrycznym. Jednoczesna blokada przepływu mocy przez tak umiejscowione połączenia HVDC powoduje powstanie przepięcia o bardzo dużej wartości, większej niż w przypadku przepięcia jakie mogłoby wystąpić podczas pracy pojedynczego połączenia HVDC.

#### 3.3. Czas powrotu do poprawnej pracy

Praca układów HVDC w strukturze MIDC sprawia, że po usunięciu zakłócenia, kilka połączeń HVDC powraca do poprawnej pracy w jednej chwili. Zwykle powoduje to wydłużenie czasu niezbędnego na ten powrót.

#### 3.4. Oddziaływanie układów sterowania

Największą intensywność oddziaływania układów sterowania zauważa się przy niskich wartościach mocy zwarciowej w węźle ze stacją przekształtnikową. Dotyczy to zasadniczo układów sterowania mających zaimplementowane zaawansowane funkcje, w postaci układów VDCOL lub układów przeznaczonych do poprawy stabilności [2].

#### 3.5. Oddziaływanie harmoniczne

W układach złożonych MIDC należy rozważyć aspekty pojawienia się rezonansu harmonicznego oraz odpowiedniej filtracji wyższych harmonicznym pojawiających się podczas pracy poszczególnych układów HVDC.

### 4. WSKAŹNIKI SŁUŻĄCE ANALIZIE INTERAKCJI UKŁADÓW TYPU MIDC

#### 4.1 *MIIF* - wskaźnik oddziaływania napięciowego

Jednym ze współczynników służących ocenie oddziaływania napięciowego w układzie złożonym MIDC

jest współczynnik *MIIF* (ang. Multi Infeed Interaction Factor). Aby mówić o interakcji napięciowej pomiędzy połączeniami HVDC (stacjami będącymi w bliskości elektrycznej), należy określić zmianę napięcia w węźle z jedną ze stacji przekształtnikowych oraz zbadać odpowiadającą temu zmianę napięcia w węźle z drugą ze stacji.

Zakładając, że węzły do których przyłączone są stacje przekształtnikowe oznaczone są jako *i*-ty oraz *j*-ty, współczynnik *MIIF<sub>ji</sub>* przyjmuje postać [2]:

$$MIIF_{ji} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (1)$$

gdzie:  $\Delta V_i$  – zmiana napięcia w węźle *i*-tym (wynosząca 1% napięcia znamionowego),  $\Delta V_j$  – zmiana napięcia w węźle *j*-tym.

Wskaźnik *MIIF* może służyć również do określenia odległości elektrycznej pomiędzy stacjami – im jego wartość jest wyższa, tym odległość elektryczna mniejsza i występuje większe oddziaływanie napięciowe. Wskaźnik *MIIF* jest uzyskiwany poprzez badania symulacyjne. Jest to wskaźnik empiryczny, który trudno byłoby uzyskać analitycznie, ze względu na nieliniowe właściwości układów HVDC [2].

#### 4.2. Współczynnik *CFII* - wskaźnik odporności na występowanie przewrotów komutacyjnych

Kolejnym ze współczynników służących ocenie interakcji jest wskaźnik *CFII* (ang. Commutation Failure Immunity Index). Za jego pomocą można określić maksymalną moc zwarcia nie powodującą pojawienia się przewrotów komutacyjnych. Współczynnik ten wykorzystywany jest przy ocenie odporności przekształtnika prądu (LCC) na występowanie zjawiska przewrotów komutacyjnych, przy czym większa wartość oznacza wyższą odporność. Może on zostać zdefiniowany jako [2, 4]:

$$CFII = \frac{V_{ac}^2}{\omega \cdot L_{min} \cdot P_{DC}} \cdot 100\% \quad (2)$$

gdzie:  $V_{ac}^2$  – napięcie sieci zasilającej,  $\omega$  – pulsacja,  $L_{min}$  – najmniejsza indukcyjność zwarcia, nie powodująca pojawienia się przewrotów komutacyjnych,  $P_{DC}$  – moc znamionowa połączenia HVDC.

Współczynnik *CFII* w dużej mierze zależy od wartości mocy zwarciowej w badanym węźle ze stacją przekształtnikową [2].

#### 4.3 Współczynniki określające sztywność sieci w węzłach ze stacjami przekształtnikowymi

W celu określenia sztywności sieci w węzłach, do których podłączone są stacje przekształtnikowe, można posłużyć się odpowiednimi współczynnikami, do których należą między innymi: *SCR*, *ESCR*, *MISCR*, *MIESCR* [2, 5].

Często wykorzystywanym wskaźnikiem służącym ocenie sztywności sieci jest współczynnik *ESCR*, który uwzględnia moc bierną urządzeń kompensacyjnych [5]:



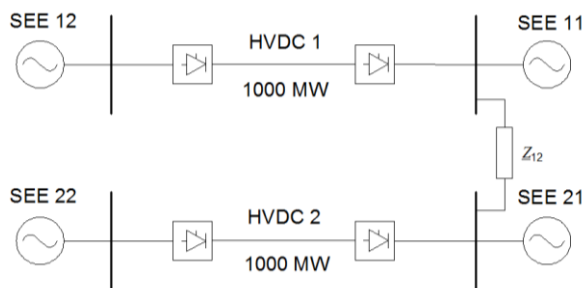
$$ESCR = \frac{S_k'' - Q_C + S_I}{P_{DC}} \quad (3)$$

gdzie:  $S_k''$  – moc zwarciowa w węźle z przekształtnikiem,  $Q_C$  – moc bierna urządzeń kompensacyjnych,  $S_I$  – moc kompensatora synchronicznego, jeśli występuje,  $P_{DC}$  – moc znamionowa połączenia HVDC.

## 5. BADANIA SYMULACYJNE

### 5.1. Model testowy

Badania symulacyjne zostały przeprowadzone na podstawie modelu testowego „Cigre HVDC Benchmark model for control studies” [6] oraz układu przeznaczonego do badań systemów typu MIDC [2]. Zbudowany układ złożony jest z dwóch połączeń HVDC z przekształtnikami topologii LCC. Każde z połączeń stałoprądowych w zbudowanym modelu ma moc znamionową 1000 MW. W trakcie badań analizowano wpływ odległości pomiędzy przekształtnikami oraz mocy zwarciowej w węzłach ze stacjami przekształtnikowymi, wyrażonej za pomocą współczynnika  $ESCR$ . Zamodelowane zostały dwa warianty układów MIDC: układ IIMI oraz układ IRMI. Wykorzystano standardowe układy sterowania pracą połączeń stałoprądowych: utrzymywanie stałej wartości prądu w połączeniu HVDC po stronie prostownika oraz utrzymywanie stałej wartości kąta wyprzedzenia wygaszania po stronie falownika. Schemat poglądowy opracowanego modelu testowego został przedstawiony na rysunku 2.

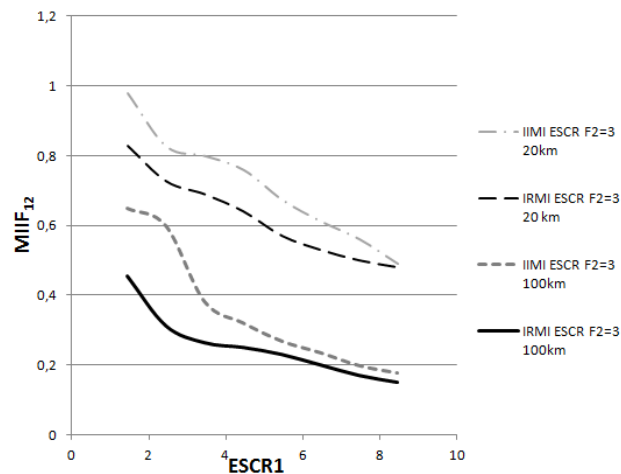


Rys. 2. Schemat poglądowy modelu testowego układu złożonego typu MIDC.

W celach porównawczych analizie poddano również wariant sieci testowej nie zawierającej połączeń HVDC i stacji przekształtnikowych. Pozwoliło to na określenie interakcji napięciowych w analogicznej sieci AC.

### 5.2. Wyniki badań symulacyjnych

Wykorzystując opracowany model symulacyjny uzyskano wyniki oddziaływania napięciowego w różnych wariantach pracy układu testowego. Weryfikowano wpływ mocy zwarciowej w węzłach z przekształtnikami oraz odległości na wskaźniki  $MIIF$ . W modelu testowym węzeł 1 był węzłem ze stacją prostowniczą (układ IRMI) lub stacją falowniczą (układ IIMI), z kolei do węzła 2 (węzeł sąsiadujący) zawsze była przyłączona stacja falownikowa. Uzyskane wyniki badań w postaci współczynników  $MIIF_{12}$  dla układów IIMI oraz IRMI zostały przedstawione na rysunku 3.

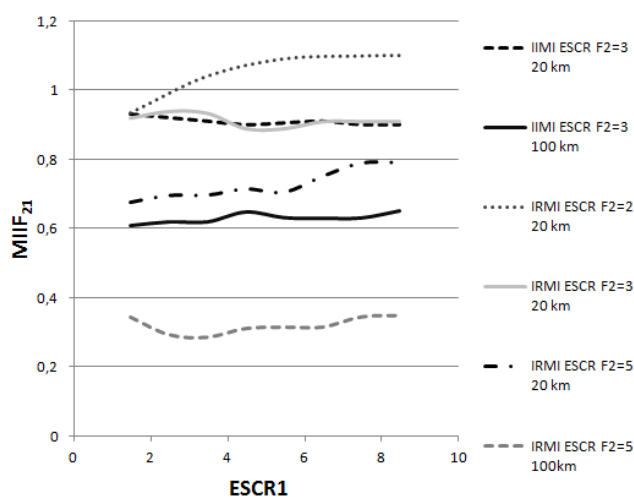


Rys. 3. Wartości współczynników  $MIIF_{12}$  dla układów IIMI oraz IRMI w zależności od mocy zwarciowej w węźle 1 oraz od odległości pomiędzy stacjami przekształtnikowymi

Analiza rysunku 3 prowadzi do następujących obserwacji:

- oddziaływanie napięciowe na stację prostowniczą jest mniejsze (układ IRMI), niż na stację falowniczą (układ IIMI) w analogicznych wariantach badań,
- znacznie większe oddziaływanie napięciowe pomiędzy stacjami przekształtnikowymi występuje przy niskich mocach zwarciowych w sąsiadujących węzłach,
- bardzo duży wpływ na wartość współczynnika  $MIIF_{21}$  ma odległość pomiędzy stacjami przekształtnikowymi, co potwierdza możliwość wykorzystania współczynnika  $MIIF$  do oceny bliskości elektrycznej.

Na rysunku 4 zaprezentowano oddziaływanie napięciowe węzła 1 na węzeł 2 za pomocą współczynnika  $MIIF_{21}$ , dla układów IRMI oraz IIMI, w zależności od odległości i mocy zwarciowej w węźle 1.



Rys. 4. Wartości współczynników  $MIIF_{21}$  dla układów IIMI oraz IRMI w zależności od mocy zwarciowej w węźle 1 oraz od odległości pomiędzy stacjami przekształtnikowymi

Wyniki badań przedstawione na rysunku 4 pozwalają stwierdzić, że:

- im mniejsza moc zwarciowa w węźle sąsiadującym (większy współczynnik  $ESCR$ ), tym większe występuje oddziaływanie napięciowe, wyrażone współczynnikiem  $MIIF_{21}$ ,

- dla bardzo małej sztywności sieci ( $ESCR=2$  w węzle z falownikiem) współczynnik  $MIIF_{21}$  dla układu IRMI przyjmuje wartości powyżej 1, co oznacza, że występuje tak silne oddziaływanie napięciowe na ten węzeł, że powoduje zmianę napięcia większą, niż w węzle badanym,
- zauważa się niezbyt duży wpływ zmiany mocy zwarciowej w węzle, w którym wywoływane jest zakłócenie, na napięcie w węzle sąsiadującym,
- uzyskane wyniki współczynnika  $MIIF_{21}$  wskazują, że oddziaływanie napięciowe na stację falownikową jest właściwie niezależne od trybu pracy stacji sąsiadującej (podobne wartości współczynnika dla układów IRMI oraz IIMI).

Porównując rysunki 3 oraz 4 można stwierdzić, że wskaźnik  $MIIF$  wykazuje właściwości asymetryczne, to znaczy można generalnie stwierdzić, że  $MIIF_{12} \neq MIIF_{21}$ . Ponadto na podstawie przeprowadzonych badań można zauważyć, że wskaźnik  $MIIF$  osiąga duże wartości przy oddziaływaniu napięciowym węzła sieci o wysokiej wartości współczynnika  $ESCR$  na węzeł o niskiej wartości  $ESCR$ . Oznacza to, że  $MIIF_{ij}$  będzie charakteryzował się wysokimi wartościami, gdy węzeł  $i$ -ty związany będzie z niską mocą zwarciową, a węzeł  $j$ -ty z dużą mocą zwarciową. Z kolei w sytuacji odwrotnej to znaczy przy określaniu interakcji węzła z niską mocą zwarciową na węzeł z wysoką mocą zwarciową, wartości wskaźnika  $MIIF$  będą niskie.

Na podstawie wyników badań układu uproszczonego AC (bez stacji przekształtnikowych) stwierdzono, że we wszystkich analogicznych wariantach występują mniejsze interakcje napięciowe. Oznacza to, że układy HVDC powodują zwiększanie oddziaływań napięciowych.

## 6. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Interakcje pojawiające się pomiędzy układami HVDC w strukturach MIDC powodują, że takich połączeń HVDC nie można traktować w sposób niezależny. Złożoność oddziaływań jest bardzo wysoka i wymaga każdorazowo przeprowadzenia szczegółowej analizy, przy lokalizowaniu układów HVDC w sąsiedztwie istniejących połączeń.

Wyniki badań oddziaływania napięciowego wskazują, że występujące interakcje napięciowe pomiędzy układami HVDC są uzależnione od wielu czynników. Największe wartości współczynników  $MIIF$  występują dla niewielkich

odległości pomiędzy stacjami przekształtnikowymi. Ponadto można stwierdzić, że większe oddziaływania występują w układach IIMI, w porównaniu do analogicznych układów IRMI. Niemniej jednak oddziaływanie napięciowe stacji przekształtnikowych na stacje falownikowe zależy w niewielkim stopniu od ich trybu pracy. Największe wartości współczynników oddziaływania napięciowego zanotowano dla interakcji węzła sieci o wysokiej mocy zwarciowej na węzeł słaby.

Zauważalny postęp w dziedzinie energoelektronicznych przyrządów mocy powoduje stopniowe zwiększanie dostępnych parametrów znamionowych, wzrost niezawodności oraz rozszerzanie dotychczasowych zastosowań. Należy więc, spodziewać się dalszego zwiększenia liczby układów HVDC. Dlatego też, niezbędna jest intensyfikacja prac badawczych, mających na celu ograniczenie negatywnych skutków interakcji występujących w układach złożonych, poprzez zastosowanie odpowiednio dopracowanych środków zaradczych.

## 7. BIBLIOGRAFIA

1. Polewaczyk M., Robak S.: Układy HVDC we współczesnych systemach elektroenergetycznych, Przegląd Elektrotechniczny, 2016 R. 92 Nr 7, s. 1-10.
2. Cigre Working Group B4.41: Systems with multiple DC Infeed, Broszura techniczna 364, Paryż 2008, <http://b4.cigre.org/Publications/Technical-Brochures/TB-364-2008-WG-B4.41-Systems-with-multiple-DC-Infeed>.
3. Chen X., Gole A. M., Guo C.: Multi-infeed HVDC system with inverter and rectifier infeeds, 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012), s. 1-6.
4. Guo Q., Yoon M., Kim C., Jang G.: Commutation failure and voltage sensitivity analysis in a hybrid multi-infeed HVDC system containing modular multilevel converter, International Transactions on Electrical Energy Systems, 2016.
5. Yan C.Y., Bu G. Q., Sun H. D.: The Framework of Voltage Stability in Multi-infeed AC/DC Power System, Advanced Materials Research 2012, Nr 354-355, s. 1137-1143.
6. Szechtman M., Wess T., Thio C.V.: First Benchmark Model for HVDC control studies, Cigre Working Group 14.02., ELECTRA, Nr 135, 1991 s. 54-73.

## THE ANALYSIS OF INTERACTIONS IN MULTI INFEEED HVDC SYSTEMS

The growing number of high voltage direct current (HVDC) transmission systems – because of their properties – makes that HVDC connections can be located close to each other in the power system. This causes the converter stations of HVDC systems to be found in close electric proximity. Thus, depending on the electrical distance, the operation of a single HVDC system can influence on the operation of adjacent HVDC systems. In this way is formed a structure of the Multi Infeed HVDC system in which the analysis should consider the entire group of adjacent HVDC links. In order to evaluate the interaction of such HVDC systems appropriate indicators must be used, inter alia, relating to commutation failure (local or remote) and voltage interaction.

This paper presents issues related to the operation of HVDC systems installed in close electric proximity. The results of simulation tests for various power system parameters are used to the determination of appropriate indicators and to evaluate the interaction of HVDC systems. Different configurations of the Multi-Infeed HVDC systems have been analyzed.

**Keywords:** HVDC transmission systems, Multi-Infeed HVDC, Dual-Infeed HVDC, interactions in HVDC systems

*Praca finansowana ze środków na działalność statutową w ramach grantu dziekańskiego*

## ANALIZA PRACY ZAKŁADOWEJ SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ PRZY UWZGLĘDNIENIU NIEPEWNOŚCI PARAMETRÓW MODELU SIECI

Adrian NOCON<sup>1</sup>, Stefan PASZEK<sup>2</sup>, Janusz WALCZAK<sup>3</sup>

Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki, tel.: 32-237-17-46,  
e-mail: 1) adrian.nocon@polsl.pl, 2) stefan.paszek@polsl.pl, 3) janusz.walczak@polsl.pl

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono analizę pracy w wybranych stanach nieustalonych zakładowej sieci elektroenergetycznej pracującej autonomicznie i we współpracy z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE). Założono, że w sieci zainstalowane są dwa zespoły wytwórcze: jeden z generatorem asynchronicznym a drugi z generatorem synchronicznym. Badano zachowanie się zespołów wytwórczych m.in. w następujących stanach nieustalonych: przejście sieci zakładowej od współpracy z KSE do pracy autonomicznej oraz wyłączenie zespołu asynchronicznego w czasie autonomicznej pracy sieci. W analizie uwzględniono niepewność parametrów wybranych modeli elementów sieci. Opisano zagadnienie modelowania rozrzutu parametrów modeli układów elektrycznych. Polega ono na wyznaczeniu obwiedni (pasm granicznych) rodziny przebiegów analizowanych sygnałów. Obwiednie te wyznaczano przez wielokrotne symulacje przy zmienianych w odpowiedni sposób parametrach modelu sieci. Pokazano możliwości poprawy stabilności kątowej analizowanej sieci przy zastosowaniu układów stabilizujących o odpowiedniej strukturze i optymalizowanych parametrach. Zaproponowano wprowadzenie tych układów stabilizujących do układu regulacji mocy turbiny oraz do układu wzbudzenia generatora synchronicznego.

**Słowa kluczowe:** zakładowa sieć energetyczna, praca wyspowa, stany przejściowe, niepewność parametrów modelu, poprawa stabilności kątowej.

### 1. WPROWADZENIE

Szczególnie ważnym problemem związanym z pracą zakładowej sieci elektroenergetycznej (autonomiczną lub we współpracy z KSE) jest odpowiednie zaprojektowanie układów sterowania (struktury i parametrów) zapewniające stabilność kątową całej sieci [1, 2, 3, 4, 5]. Problem ten występuje, nie tylko w układach z zainstalowanymi jednostkami z generatorami synchronicznymi, ale również w sieciach, w których pracują różne inne rodzaje jednostek, np. generatory asynchroniczne. Można też określić zakłócenia szczególnie groźne dla stabilności kątowej, do których można zaliczyć: różne zwarcia występujące w sieci pracującej autonomicznie (wyspowa), duże skokowe zmiany obciążenia (np. włączenie lub wyłączenie dużych odbiorników, wyłączenie niektórych źródeł) oraz przejście sieci zakładowej do pracy wyspowej przy dużym niezbilansowaniu mocy czynnej (tj. dużej różnicy mocy wytwarzanej w źródłach i zużywanej przez odbiorniki pracujące w sieci przechodzącej do pracy wyspowej [1, 5, 6]). W tym ostatnim przypadku konieczne staje się odciążenie sieci (poprzez wyłączenia części odbiorników) lub zredukowanie mocy wytwarzanej w poszczególnych źródłach sieci zakładowej. Przy takich

zakłóceniami w stanach nieustalonych w sieci mogą występować słabo tłumione lub nietłumione (narastające) kołysania elektromechaniczne, które mogą powodować awaryjne wyłączenia zespołów wytwórczych. W artykule przedstawiono możliwość zastosowania układów stabilizacyjnych pracujących w torach regulacji napięcia i prędkości kątowej generatora synchronicznego (o odpowiedniej strukturze i optymalizowanych parametrach), które skutecznie tłumią kołysania elektromechaniczne.

W przeprowadzonych badaniach założono, że niektóre parametry modelu sieci są niepewne (nie są dokładnie znane). W rozdziale 2 przedstawiono metodę pozwalającą na przeprowadzenie analizy układu przy uwzględnieniu niepewności wybranych parametrów modelu sieci zakładowej.

### 2. NIEPEWNOŚĆ PARAMETRÓW MODELU UKŁADU

W ujęciu transmisyjnym model rozpatrywanej sieci energetycznej może być traktowany jako układ klasy MIMO (ang. multi-input, multi-output system), opisany zbiorem odwzorowań:

$$\begin{aligned} y_1(t) &= f_1(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t), \\ y_2(t) &= f_2(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t), \\ &\dots \\ y_m(t) &= f_m(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t), \end{aligned} \quad (1)$$

gdzie:  $x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)$  - zbiór wielkości wejściowych,  $y_1(t), y_2(t), \dots, y_m(t)$  - zbiór wielkości wyjściowych,  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k$  - zbiór parametrów.

W ustalonej chwili czasu dziedziny i przeciwdziedziny odwzorowań (1) stanowią zbiory punktów przestrzeni arytmetycznych  $R^l$  ( $l=n+k$ ). Zależności (1) najczęściej nie są znane w postaci jawnej lecz są uzyskiwane w wyniku procesu iteracyjnego rozwiązywania równań stanu układu. Jeżeli opis elementów układu i ich parametry są dokładnie znane to opisane, klasyczne podejście do modelowania układów jest powszechnie stosowane.

W sytuacji, gdy brak jest pełnych informacji o analizowanym obiekcie bądź informacje te są znane z pewnym poziomem niepewności (rozmycia) konieczna jest



modyfikacja formy odwzorowania punktowego (1). Może być ona przeprowadzana w różny sposób.

W podejściu deterministycznym polega ona na zastąpieniu parametrów  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k$  będących elementami dziedziny odwzorowania (1) przez interwały [7]:

$$\begin{aligned} \lambda_1 &\rightarrow \tilde{\lambda}_1 = \langle \underline{\lambda}_1, \overline{\lambda}_1 \rangle, \\ \lambda_2 &\rightarrow \tilde{\lambda}_2 = \langle \underline{\lambda}_2, \overline{\lambda}_2 \rangle, \\ &\dots\dots\dots \\ \lambda_k &\rightarrow \tilde{\lambda}_k = \langle \underline{\lambda}_k, \overline{\lambda}_k \rangle, \end{aligned} \quad (2)$$

przy czym:

$$\underline{\lambda}_i = \min_{\lambda_i} \{\lambda_i\}, \quad \overline{\lambda}_i = \max_{\lambda_i} \{\lambda_i\}, \quad (3)$$

oznaczają odpowiednio kres dolny i górny parametru  $\lambda_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, k$ .

Możliwa jest również inna modyfikacja zależności (1) wykorzystująca zbiory rozmyte [8]:

$$\lambda_i \rightarrow \{(\lambda_i, \mu(\lambda_i))\}, \quad (4)$$

przy czym:  $\mu(\lambda_i)$ , dla  $i=1, 2, \dots, k$ , oznaczają funkcje przynależności parametru rozmytego  $\lambda_i$  w (4).

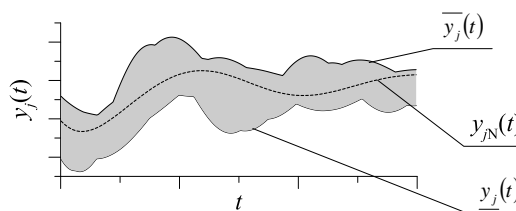
W praktycznych zastosowaniach podejście oparte na wykorzystywaniu zbiorów rozmytych jest rzadziej stosowane z uwagi na trudności występujące przy wyznaczaniu i interpretacji funkcji przynależności  $\mu(\lambda_i)$ .

W podejściu losowym parametry  $\lambda_i$  modelu (1) traktowane są jako zmienne losowe o znanych pierwotnych lub wtórnych charakterystykach probabilistycznych a zależność (1) może być rozumiana jako nieliniowa transformacja wielowymiarowych procesów stochastycznych [9].

Ocena wpływu niepewności parametrów  $\lambda_i$  modelu (1) na pracę układu jest realizowana najczęściej w dwojaki sposób. Pierwszy z nich polega na obserwacji przebiegów  $y_{jN}(t)$ ,  $j=1, 2, \dots, m$  dla nominalnych wartości parametrów oraz dla wartości granicznych  $\underline{\lambda}_i, \overline{\lambda}_i$  [4]. Drugi sposób polega na wyznaczeniu odpowiednich norm sygnałów różnicowych [10], dla zmieniających się wartości parametrów  $\lambda_i$ . Należy zauważyć, że w obu podejściach postępowanie takie nie gwarantuje wyznaczenia ekstremalnych wartości tych norm czyli wyznaczenia tzw. najgorszego i najlepszego przypadku. Konieczne staje się więc przeszukiwanie pełnych zakresów zmian parametrów metodami deterministycznymi lub probabilistycznymi przez wielokrotne losowania wartości tych parametrów traktowanych jako zmienne losowe o zadanych rozkładach prawdopodobieństwa.

W związku z powyższym, w prezentowanych badaniach, do analizy stanów przejściowych zakładowej sieci elektroenergetycznej przy uwzględnieniu niepewności parametrów zastosowano wielokrotne symulacje komputerowe realizowane dla zmienianych losowo najbardziej znaczących parametrów [11] modeli matematycznych elementów sieci. Przy losowaniu wartości parametrów modelu sieci określono szerokie przedziały zmienności tych parametrów (ograniczenia dolne i górne) [4] równe  $(1 \pm 40\%)$  wartości nominalnej danego parametru.

W takich przedziałach mieszczą się parametry modeli różnych rzeczywistych urządzeń, które mogą pracować w analizowanej sieci. Wynikiem symulacji są pasma przebiegów przedstawione na rysunku 1.



Rys. 1. Graficzna interpretacja wyznaczonych pasm przebiegów

W pasmach tych wyróżniono następujące przebiegi:

$$\overline{y}_j(t) = \max(y_j^{(1)}(t) \dots y_j^{(z)}(t) \dots y_j^{(Z)}(t)) \quad (5)$$

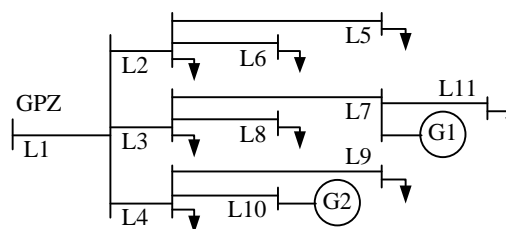
$$y_{jN}(t) = f_j(\lambda_{iN}) \quad (6)$$

$$\underline{y}_j(t) = \min(y_j^{(1)}(t) \dots y_j^{(z)}(t) \dots y_j^{(Z)}(t)) \quad (7)$$

przy czym:  $y_j^{(z)}(t)$  jest przebiegiem wielkości wyjściowej uzyskanym w  $z$ -tej symulacji (dla  $z$ -tego losowego zestawu parametrów  $\lambda_i$ ),  $Z$  - liczba przeprowadzanych symulacji.

### 3. ZAKŁADOWA SIĘĆ ELEKTROENERGETYCZNA

Analizowana zakładowa sieć elektroenergetyczna złożona jest 11 linii kablowych i 12 węzłów, w tym z 2 węzłów wytwórczych. W węzłach wytwórczych zainstalowano dwa generatory (synchroniczny G2 o mocy znamionowej 5,7 MW i asynchroniczny G1 o mocy znamionowej 1,9 MW) napędzane turbinami parowymi. Założono, że odbiornikami mocy są silniki indukcyjne, przy czym sumaryczna moc zainstalowanych odbiorników wynosi 12,6 MW. Uproszczoną strukturę analizowanej sieci przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Uproszczony schemat zakładowej sieci elektroenergetycznej

Do zamodelowania poszczególnych elementów sieci wykorzystano powszechnie stosowane modele matematyczne [11, 12, 13, 14]: obwodowy model R-L dla generatora asynchronicznego i silników indukcyjnych, GENROU dla generatora synchronicznego, IEEEG1 dla turbin parowych. Przyjęto, że w generatorze synchronicznym zainstalowano tyrystorowy układ wzbudzenia ze wzbudnicą synchroniczną. Ponadto, dla zespołu wytwórczego G2, zamodelowano stabilizator turbinowy (model matematyczny stabilizatora typu PD), regulator częstotliwości (model matematyczny regulatora typu PI) oraz stabilizator wzbudzenia (model matematyczny stabilizatora PSS3B).

Założono, że nieznanymi (niepewnymi) parametrami sieci są parametry zespołu wytwórczego G2. Niepewność tych parametrów wynikała z faktu, że zespół wytwórczy G2 jest nowoprojektowanym elementem już istniejącej sieci zakładowej. Dla pozostałych elementów sieci parametry

zaczepnięto z danych katalogowych udostępnionych przez właściciela sieci.

#### 4. ANALIZA STANÓW PRZEJŚCIOWYCH

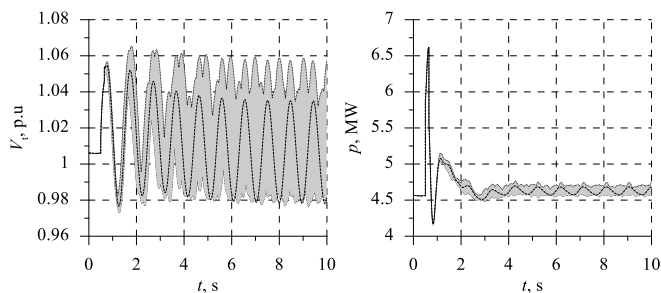
Biorąc pod uwagę wymienione we wprowadzeniu zakłócenia, które mogą zagrozić stabilności kątowej sieci, do dalszej analizy przyjęto dwa zakłócenia: przejście sieci do pracy autonomicznej oraz awaryjne wyłączenie zespołu asynchronicznego (G1) w czasie pracy autonomicznej.

Analizowane stany przejściowe związane są ze znacznym niezbilansowaniem mocy czynnej. Zbilansowanie mocy niezbędne dla prawidłowej pracy sieci realizowane może być: poprzez zmianę mocy czynnej pobieranej przez odbiorniki energii lub/ oraz poprzez zmianę mocy czynnej wytwarzanej w generatorze synchronicznym (generator G1 z przyczyn technologicznych pracuje ze stałą wytwarzaną mocą czynną).

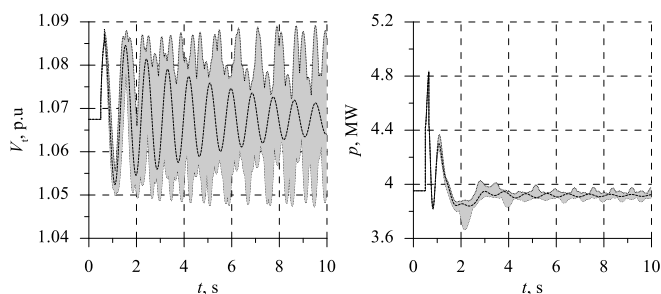
W obu analizowanych stanach przejściowych, w pierwszym etapie obliczeń, nie uwzględniono działania stabilizatorów zainstalowanych w układach regulacji zespołu wytwórczego G2.

Przy przejściu sieci do pracy autonomicznej (realizowanym przez wyłączenie linii L1) założono, że odbiorniki zainstalowane w sieci zużywają o 4 MW mocy czynnej więcej niż produkują źródła G1 i G2. W związku z tym w chwili przejścia sieci do pracy autonomicznej konieczne jest odpowiednie wyłączenie części odbiorników. Wybrane wyniki przeprowadzonych badań przedstawiono na rysunku 3.

Przy wyłączeniu zespołu G1 w czasie autonomicznej pracy sieci występuje też nagłe niezbilansowanie mocy czynnej. W związku z tym konieczne jest podobnie jak poprzednio odciążenie sieci (wyłączenie części odbiorów). Wyniki badań symulacyjnych przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 3. Przebiegi napięcia twornika i mocy chwilowej zespołu wytwórczego G2 w czasie przejścia sieci do pracy autonomicznej



Rys. 4. Przebiegi napięcia twornika i mocy chwilowej zespołu wytwórczego G2 w czasie awaryjnego wyłączenia zespołu asynchronicznego

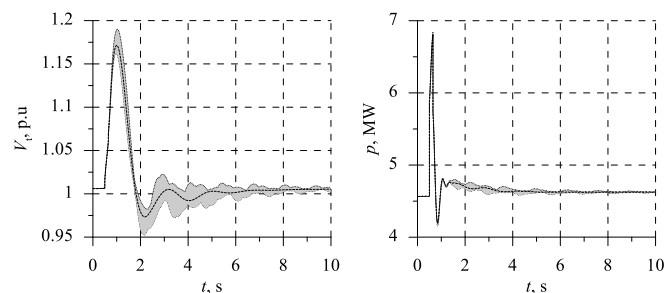
#### 5. STABILIZACJA PRACY SIECI

Z przedstawionych w rozdziale 4 wyników symulacji widać, że w analizowanej sieci mogą pojawić się niegasnące

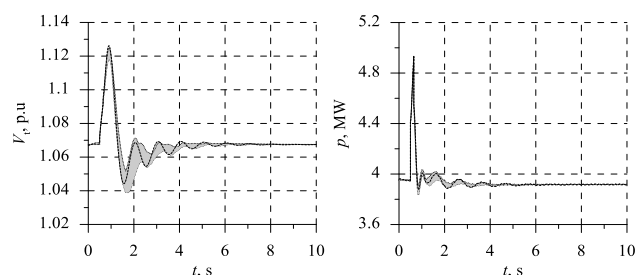
kołysania elektromechaniczne mogące skutkować awaryjnym wyłączeniem zespołów wytwórczych a w konsekwencji utratą zasilania odbiorników energii. W celu ograniczenia niekorzystnych zjawisk zaproponowano wykorzystanie układów stabilizacyjnych przewidzianych do instalacji w układach regulacji zespołu wytwórczego G2 (tj. stabilizatora turbinowego w układzie regulacji mocy turbiny oraz stabilizatora wzbudzenia w układzie regulacji napięcia).

Przeprowadzono optymalizację parametrów obu stabilizatorów poprzez minimalizację funkcji celu określonej poprzez odchyłki mocy czynnej i napięcia zaciskowego generatora synchronicznego w stanie przejściowym wywołanym awaryjnym wyłączeniem zespołu asynchronicznego w sieci pracującej autonomicznie [4, 11, 13]. Do optymalizacji parametrów układów stabilizujących zastosowano algorytm genetyczny z kodowaniem zmiennooprzecinkowym [15]. Parametry układów stabilizujących dobrano dla nominalnych wartości parametrów elementów sieci ( $\lambda_{iN}$ ) co odpowiada przebiegom nominalnym ( $y_{jN}(t)$ ).

Wybrane wyniki symulacji, w drugim etapie obliczeń, z uwzględnieniem działania stabilizatorów dla obu analizowanych zakłóceń przedstawiono na rysunkach 5 i 6.



Rys. 5. Przebiegi napięcia twornika i mocy chwilowej zespołu wytwórczego G2 w czasie przejścia sieci do pracy autonomicznej z uwzględnieniem działania stabilizatorów



Rys. 6. Przebiegi napięcia twornika i mocy chwilowej zespołu wytwórczego G2 w czasie awaryjnego wyłączenia zespołu asynchronicznego z uwzględnieniem działania stabilizatorów

#### 6. PODSUMOWANIE

Z przeprowadzonych badań symulacyjnych wynika, że możliwa jest prawidłowa praca analizowanej sieci, m.in. jej przejście do pracy autonomicznej. Do eliminacji kołysań elektromechanicznych, które mogą zagrozić stabilności kątowej, można stosować stabilizatory w układach regulacji turbin i napięcia generatorów synchronicznych.

Zasadniczy wpływ na przebiegi nieustalone występujące w badanej sieci mają parametry zespołów wytwórczych, a w szczególności nastawienia układów regulacji (generatorów i turbiny). W związku z tym w każdym przypadku niezbędna jest pomiarowa i symulacyjna weryfikacja tych parametrów.

Zastosowana w badaniach metoda uwzględnienia niepewności parametrów modeli matematycznych umożliwia wstępną ocenę możliwości poprawnej pracy projektowanej sieci w stanach przejściowych. Metoda ta wymaga wielokrotnej symulacji, ale uzyskane wyniki czyli pasma przebiegów z dużym prawdopodobieństwem zawierają przebiegi jakie wystąpią w układzie rzeczywistym. Na podstawie takich pasm przebiegów można planować (projektować) środki zaradcze zwiększające pewność zasilania zakładu. Niemniej jednak, w ostatnim etapie projektowania układów sterowania przeznaczonych do zainstalowania w analizowanej sieci, konieczne jest przeprowadzenie testów sprawdzających, które powinny być poprzedzone wiarygodną estymacją parametrów modeli matematycznych elementów sieci [11, 13].

Analiza pracy sieci lub systemu elektroenergetycznego w stanach nieustalonych z wykorzystaniem symulacji wielokrotnych wydaje się uzasadniona, gdyż w prosty sposób prowadzi do rozwiązania wiarygodnego, co jest ważne na etapie projektowania. Wymaga jednak dużych nakładów obliczeniowych. Im więcej zostanie przeanalizowanych wariantów (dotyczących różnych zestawów parametrów modeli matematycznych), tym bardziej wiarygodny wynik zostanie osiągnięty. W związku z tym warto poszukiwać sposobu (metody), który pozwoli na zmniejszenie liczby niezbędnych obliczeń, przy zachowaniu wiarygodności wyników.

## 7. BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J., Bialek J. W., Bumby J. R.: *Power System Dynamics: Stability and Control*, John Wiley & Sons, 2008.
2. Krause P. C.: *Analysis of electric machinery*, McGraw-Hill Book Company, New York, 1986.
3. Paszek S., Nocoń A.: Stabilization of virtual power plant sources, *Kwartalnik Elektryka* 2009 R. 55 z. 2 (210), pp. 45-50.
4. Paszek S., Nocoń A.: Parameter polyoptimization of PSS2A power system stabilizers operating in a multi-machine power system including the uncertainty of model parameters, *Applied Mathematics and Computation*, No. 267 (2015), pp. 750-757.
5. Palizban O., Kauhaniemi K.: Microgrid control principles in island mode operation, *PowerTech 2013 IEEE Grenoble*, DOI: 10.1109/PTC.2013.6652453.
6. Bayat M., Sheshyekani K., Rezazadeh A.: A Unified Framework for Participation of Responsive End-User Devices in Voltage and Frequency Control of the Smart Grid, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 3, may 2015.
7. Kolev L.V.: *Interval Methods for Circuit Analysis*, Advanced Series on Circuit and Systems Vol. I, World Scientific Publ., Singapore 1993.
8. Kacprzyk J.: *Zbiory rozmyte w analizie systemowej*, PWN, Warszawa 1986.
9. Gubner J.A.: *Probability and Random Processes for Electrical and Computer Engineers*, Cambridge Univ. Press, New York 2006.
10. Kudrewicz J.: *Analiza funkcjonalna dla automatyków i elektroników*, PWN, Warszawa 1976.
11. Paszek S., Berhausen S., Boboń A., Majka Ł., Nocoń A., Pasko M., Pruski P., Kraszewski T.: *Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
12. Paszek S., Nocoń A.: Optimisation and polyoptimisation of power system stabilizer parameters, Lambert Academic Publishing, Saarbrücken 2014.
13. Berhausen S., Paszek S.: Assessment of the accuracy of synchronous generator model parameter estimation based on noisy dynamic waveforms, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2015 R. 91 No. 7, pp. 16-20.
14. Power Technologies, a Division of S&W Consultants Inc.: *Program PSS/E Application Guide*. Siemens Power Technologies Inc., 2002.
15. Simon D.: *Evolutionary Optimization Algorithms*, John Wiley & Sons, 2013.

## THE ANALYSIS OF THE OPERATION OF AN INDUSTRIAL POWER NETWORK WHEN TAKING INTO ACCOUNT THE UNCERTAINTY OF NETWORK MODEL PARAMETERS

The analysis of the operation of an industrial power network in selected transient states is presented in the paper. The network works autonomously and in cooperation with the Polish National Power System (PNPS). It was assumed that two generating units, one with an asynchronous generator and the other with a synchronous generator, were installed in the network. There was investigated the behaviour of the generating units in the following transient states: network transition from cooperation with the PNPS to autonomous operation and switching off the asynchronous unit during autonomous operation of the network. In the analysis, there was taken into account the uncertainty of the parameters of selected models of the network elements. The problem of modelling the dispersion of parameters of electrical system models is described in the paper. It consists in determining envelopes (limit bands) of a family of waveforms of the analysed signals. These envelopes were determined by multiple simulations for appropriately changed parameters of the network model. Possibilities of improving the angular stability of the analysed network using stabilizing systems with a suitable structure and optimized parameters are shown. Introduction of these stabilizing systems to the turbine governor and the synchronous generator excitation system is proposed.

**Keywords:** industrial power network, work autonomously, transient states, uncertainty of the model parameters, improving the angular stability.

## ANALIZA NAPIĘĆ INDUKOWANYCH W ŻYŁACH POWROTNYCH KABLI WYSOKIEGO NAPIĘCIA DLA ICH WYBRANYCH KONFIGURACJI

Stanisław CZAPP<sup>1</sup>, Krzysztof DOBRZYŃSKI<sup>2</sup>, Jacek KLUCZNIK<sup>3</sup>, Zbigniew LUBOŚNY<sup>4</sup>

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
tel.: 58 347-13-98 e-mail: stanislaw.czapp@pg.gda.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
tel.: 58 347-17-98 e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl
3. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
tel.: 58 347-17-98 e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl
4. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
tel.: 58 347-16-41 e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl

**Streszczenie:** W żyłach powrotnych kabli wysokiego napięcia mogą indukować się znaczne napięcia względem ziemi przy przepływie prądów roboczych oraz prądów zwarciovych, co zagraża porażeniem i/lub uszkodzeniem zewnętrznej powłoki kabla. Wartości tych napięć zależą od sposobu ułożenia i długości kabli, sposobu uziemienia ich żył powrotnych, wartości prądu w żyłach roboczych, a także transpozycji żył roboczych i powrotnych. W artykule przedstawiono analizę napięć indukowanych w żyłach powrotnych kabli dla układu z jednym kablem na fazę oraz dla układu z trzema kablami na fazę. Rozważano uziemienie jednostronne kabli, uziemienie dwustronne kabli, transpozycję żył powrotnych oraz transpozycję żył roboczych. Analiza wykazała, że powyższe czynniki mają znaczący wpływ na wartości napięć indukowanych, i w praktyce konieczne jest wykonanie zaawansowanych obliczeń, pozwalających na wybór optymalnej konfiguracji dla danej linii kablowej.

**Słowa kluczowe:** kable elektroenergetyczne, napięcia indukowane, żyły powrotne.

### 1. WSTĘP

Zasilanie centrów miast coraz częściej realizuje się z wykorzystaniem linii kablowych o napięciu 110 kV. W przypadku gęstej zabudowy miejskiej jest to praktycznie jedyny akceptowany sposób dostarczania mocy. Przy niezaprzeczalnych wielu zaletach w stosunku do zasilania linią napowietrzną, wykorzystanie kabli ma jednak istotną wadę – napięcia indukowane w ich żyłach powrotnych [1-6].

Prąd obciążenia płynący w żyłach roboczych kabla indukuje napięcie w jego współosiowej żyłach powrotnych. Dla dowolnego układu trzech kabli jednożyłowych w systemie trójfazowym, napięcia indukowane w żyłach powrotnych poszczególnych faz można określić następująco:

$$\underline{U}_{L1p} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left[ -\frac{1}{2} \ln \left( \frac{2D_{s1-2}^2}{d \cdot m_{s1-2}} \right) + j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \left( \frac{2D_{s1-3}}{d} \right) \right] \quad (1)$$

$$\underline{U}_{L2p} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left[ \frac{1}{2} \ln \left( \frac{4m_{s1-2} \cdot D_{s2-3}}{d^2} \right) + j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \left( \frac{D_{s2-3}}{D_{s1-2}} \right) \right] \quad (2)$$

$$\underline{U}_{L3p} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left[ -\frac{1}{2} \ln \left( \frac{2D_{s2-3}^2}{d \cdot D_{s1-3}} \right) - j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \left( \frac{2D_{s1-3}}{d} \right) \right] \quad (3)$$

gdzie:  $U_{L1p}$ ,  $U_{L2p}$ ,  $U_{L3p}$  – napięcia indukowane w żyłach powrotnych kabli odpowiednio fazy L1, L2, L3,  $I$  – prąd w żyłach roboczych,  $d$  – średnia średnica żyły powrotnej,  $D_{s1-2}$ ,  $D_{s2-3}$ ,  $D_{s1-3}$  – odległości pomiędzy osiami kabli odpowiednio w fazach L1-L2, L2-L3, L1-L3.

Dla linii kablowej o jednostkowej długości 1 kilometra zależności (1), (2), (3) można przedstawić w następującej postaci:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1p} \\ \underline{U}_{L2p} \\ \underline{U}_{L3p} \end{bmatrix} = -j\omega \cdot \underline{I} \cdot 10^{-4} \begin{bmatrix} X_{1-2} + a^2 X_{1-3} \\ aX_{1-2} + a^2 X_{2-3} \\ aX_{1-3} + X_{2-3} \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie:  $U_{L1p}$ ,  $U_{L2p}$ ,  $U_{L3p}$  – napięcia indukowane w żyłach powrotnych kabli odpowiednio fazy L1, L2, L3,  $I$  – prąd w żyłach roboczych,  $X_{1-2} = 2 \ln(2D_{s1-2}/d)$ ,  $X_{1-3} = 2 \ln(2D_{s1-3}/d)$ ,  $X_{2-3} = 2 \ln(2D_{s2-3}/d)$ ,  $a = -0,5 + j(\sqrt{3}/2)$ ,  $a^2 = -0,5 - j(\sqrt{3}/2)$ .

Przy obciążeniu niesymetrycznym zależność (4) przyjmuje postać:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1p} \\ \underline{U}_{L2p} \\ \underline{U}_{L3p} \end{bmatrix} = -j\omega \cdot L_L \cdot 10^{-4} \begin{bmatrix} 0 & X_{1-2} & X_{1-3} \\ X_{1-2} & 0 & X_{2-3} \\ X_{1-3} & X_{2-3} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \end{bmatrix} \quad (5)$$

gdzie:  $I_{L1}$ ,  $I_{L2}$ ,  $I_{L3}$  – prądy w żyłach roboczych poszczególnych faz,  $L_L$  – długość linii kablowej.

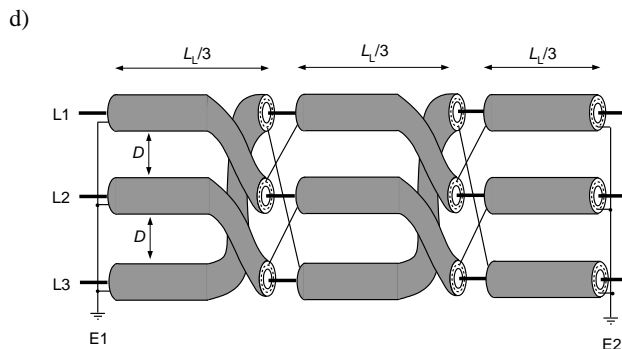
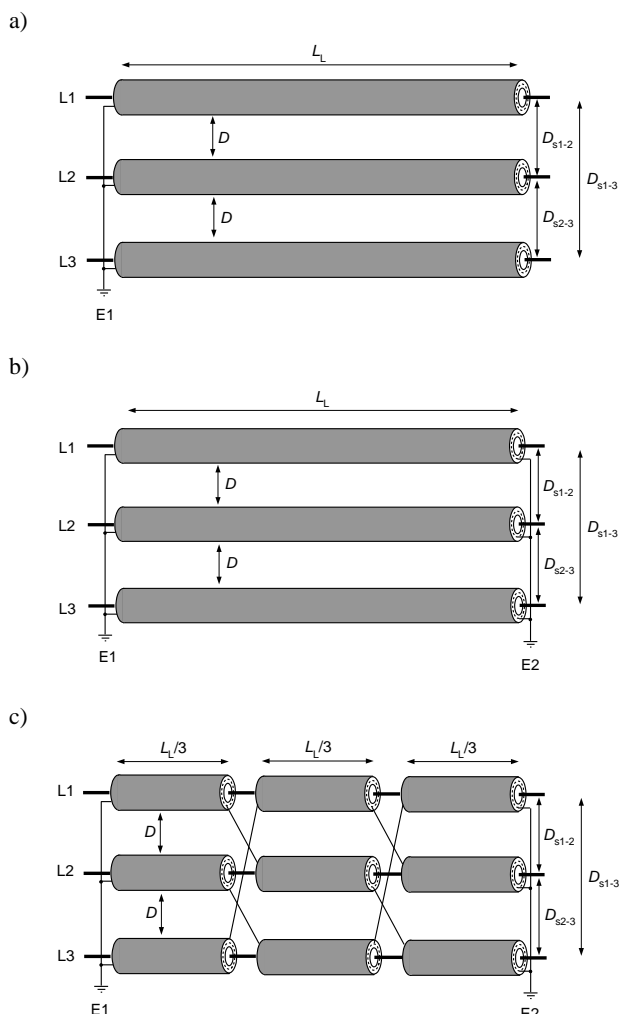
Jeżeli kabel jest uziemiony tylko na jednym końcu (rys. 1a), to podczas normalnej pracy systemu pojawia się na

końcu nieziemionym napięcie względem ziemi, które może zagrażać porażeniem, natomiast podczas zwarcia może spowodować uszkodzenie zewnętrznej nieprzewodzącej powłoki kabla. Zagrożenia te są wyeliminowane, jeżeli kabel uziemić na obu końcach (rys. 1b), jednakże znacznie ogranicza to przepustowość linii (z powodu prądów indukowanych płynących w żyłach powrotnych), która może spaść nawet poniżej 50% wartości uzyskiwanej przy uziemieniu jednostronnym. Z tego powodu stosuje się transpozycję żył powrotnych (rys. 1c), pozwalającą uzyskać przepustowość taką samą jak przy uziemieniu jednostronnym. Najbardziej zaawansowane jest rozwiązanie przedstawione na rysunku 1d. Stosuje się tu transpozycję żył powrotnych i transpozycję żył roboczych. Stopień skomplikowania tego rozwiązania wzrasta, gdy stosuje się więcej niż jeden kabel na fazę [7].

W artykule przedstawiono wyniki obliczeń napięć indukowanych w żyłach powrotnych kabli w stanie ustalonym dla odcinka linii kablowej 110 kV o długości 3 kilometrów. Obliczenia wykonano dla dwóch głównych rozwiązań: pierwszego – zastosowano jeden kabel na fazę, drugiego – zastosowano trzy kable na fazę. Dla każdego z dwóch wymienionych rozwiązań rozważano:

- uziemienie jednostronne żył powrotnych kabli,
- uziemienie dwustronne żył powrotnych kabli,
- transpozycję żył powrotnych,
- transpozycję żył roboczych.

Obliczenia wykonano z wykorzystaniem programu DIGSILENT PowerFactory®. Głównym celem obliczeń jest wskazanie najkorzystniejszego układu połączeń kabli z punktu widzenia zagrożenia porażeniowego.



Rys. 1. Sposoby uziemienia i połączeń żył powrotnych kabli wysokiego napięcia: a) uziemienie jednostronne, b) uziemienie dwustronne, c) uziemienie dwustronne i transpozycja żył powrotnych, d) uziemienie dwustronne, transpozycja żył powrotnych i transpozycja żył roboczych.  $L_L$  – długość linii kablowej,  $D_{s1-2}$ ,  $D_{s2-3}$ ,  $D_{s1-3}$  – odległości pomiędzy osiami odpowiednich kabli,  $D$  – odległość w świetle pomiędzy sąsiadującymi kablami, E1, E2 – uziemienia

## 2. MODEL ANALIZOWANEGO SYSTEMU I WYNIKI OBLICZEŃ

### 2.1. Wprowadzenie

Analizie poddano linię kablową o napięciu nominalnym 110 kV i długości  $L_L = 3$  km. Założono, że linia ta ma zapewniać przesył mocy czynnej o wartości 322 MW. Jeżeli linia ma zawierać jeden kabel na fazę, to przekrój miedzianych żył roboczych powinien wynosić 2000 mm<sup>2</sup>. Alternatywnie można zastosować trzy kable na fazę – do zapewnienia przesyłu mocy czynnej na wskazanym wyżej poziomie należy wtedy zastosować kable o przekroju żył miedzianych co najmniej 500 mm<sup>2</sup>. W każdym z rozwiązań kable są ułożone płasko z odstępem w świetle pomiędzy sąsiadującymi kablami równym średnicy zewnętrznej kabla. W układzie z trzema kablami na fazę odstęp w świetle pomiędzy sąsiednimi torami jest równy podwójnej średnicy zewnętrznej kabla.

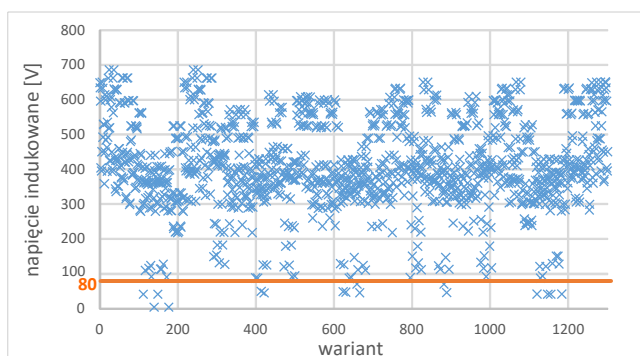
W stanie ustalonym napięcia indukowane w żyłach powrotnych mogą powodować zagrożenie porażeniowe. Zgodnie z normą [8] napięcie dotykowe rażeniowe dopuszczalne długotrwale wynosi 80 V. Celem obliczeń jest wyznaczenie takich wariantów uziemienia żył powrotnych kabli oraz ich transpozycji (także transpozycji żył roboczych), dla których napięcie na nieziemionym końcu żyły powrotnej (lub w punktach transpozycji) nie przekracza 80 V. Wyniki obliczeń zawarte na wykresach przedstawiają napięcie żyły powrotnej tej fazy, dla której uzyskano wartość największą. Napięcia indukowane są obliczane dla wartości prądu w żyłach roboczych wynikających z przesyłanej mocy czynnej 322 MW.

### 2.2. Układ z jednym kablem na fazę

Najprostszym rozwiązaniem jest zastosowanie jednostronnego uziemienia żył powrotnych kabli i rezygnacja z transpozycji żył powrotnych (ew. transpozycji żył roboczych). Rozwiązanie takie jest przedstawione na rysunku 1a. Niestety, uzyskuje się wtedy bardzo wysokie wartości napięć indukowanych – na końcu trzykilometrowego odcinka wynosi nawet około 650 V (kabel skrajny), co znacznie przekracza wartość dopuszczalną wynoszącą 80 V.

Podział rozważanej linii kablowej (uziemionej na jednym końcu) na trzy odcinki o długości  $L_L/3 = 1$  km, wykonanie transpozycji żył roboczych oraz transpozycji żył powrotnych pozwala na znaczne zmniejszenie napięć

indukowanych. W układzie z jednym kablem na fazę są 1302 warianty połączeń kabli z punktu widzenia transpozycji żył roboczych i powrotnych. Aby wykonać obliczenia dla wszystkich wariantów, przygotowano odpowiedni skrypt obliczeniowy w wewnętrznym języku programowania programu PowerFactory®. Na rysunku 2 przedstawiono wyniki obliczeń dla wszystkich 1302 wariantów.



Rys. 2. Napięcia indukowane w żyłach powrotnych na nieziemionym końcu rozważanej linii kablowej o długości  $L_L = 3$  km – jeden kabel na fazę

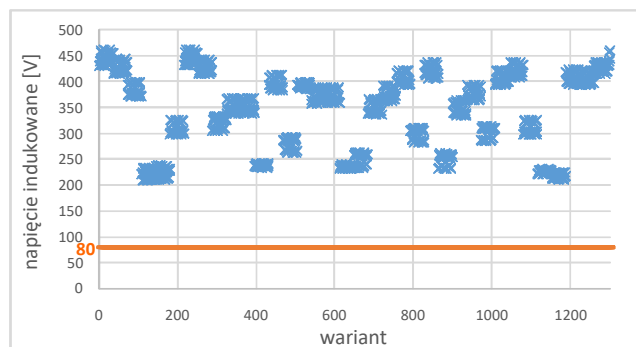
W zależności od konfiguracji, napięcia indukowane mogą przyjmować wartości od nieco powyżej 0 V do niemal 700 V. Wartości napięć indukowanych niewiele większe od 0 V osiąga się dla wariantów konfiguracji przedstawionych w tabelicy 1.

Tablica 1. Transpozycja żył powrotnych (ZP) i transpozycja żył roboczych (ZR) w wariantach 140 i 177, pozwalająca osiągnąć napięcia indukowane bliskie 0 na końcu linii – jeden kabel na fazę

Wariant	Wymagana transpozycja na końcu pierwszego odcinka o długości $L_L/3 = 1$ km					
	ZP1	ZP2	ZP3	ZR1	ZR2	ZR3
140	→ZP1	→ZP2	→ZP3	→ZR2	→ZR3	→ZR1
177	→ZP1	→ZP2	→ZP3	→ZR3	→ZR1	→ZR2
Wariant	Wymagana transpozycja na końcu drugiego odcinka o długości $L_L/3 = 1$ km					
	ZP1	ZP2	ZP3	ZR1	ZR2	ZR3
140	→ZP3	→ZP2	→ZP1	→ZR1	→ZR3	→ZR2
177	→ZP3	→ZP2	→ZP1	→ZR2	→ZR1	→ZR3

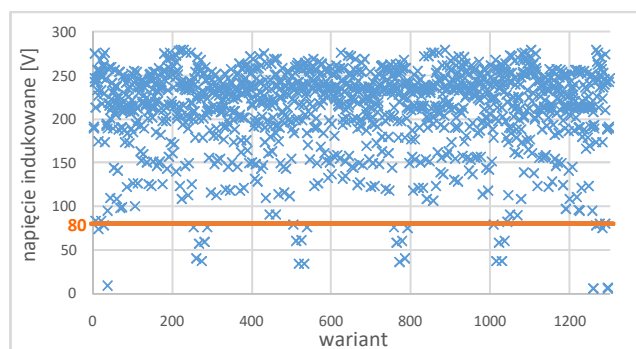
Należy podkreślić, że napięcia indukowane niższe niż 80 V (a nawet bliskie 0), można osiągnąć tylko na końcu linii kablowej. W punktach, w których wykonuje się transpozycję, napięcia te będą zawsze będą wyższe niż 80 V (rys. 3). Zatem w szczególności w tych punktach należy zadbać o bezpieczeństwo obsługi.

Rozwiązaniem eliminującym zagrożenie porażeniowe na końcu linii kablowej jest zastosowanie uzziemienia dwustronnego (rys. 1b). Niestety, w takim przypadku napięcia indukowane powodują przepływ prądów indukowanych w żyłach powrotnych, a te z kolei są źródłem znacznych strat mocy czynnej w tych żyłach. Straty mocy czynnej przyczyniają się do wyraźnego zmniejszenia obciążalności linii, co w większości przypadków jest nieakceptowalne. W rozważanym układzie moc przesyłana linią kablową wynosi nie więcej niż 155 MW i jest znacząco mniejsza ( $155/322 = 0,48$ ) niż w układzie z uzziemieniem jednostronnym. Z tego powodu konieczna jest transpozycja żył powrotnych (rys. 1c), a nawet transpozycja żył roboczych (rys. 1d).



Rys. 3. Napięcia indukowane w żyłach powrotnych na końcach odcinków o długości  $L_L/3 = 1$  km (w punktach transpozycji) – uzziemienie jednostronne, jeden kabel na fazę

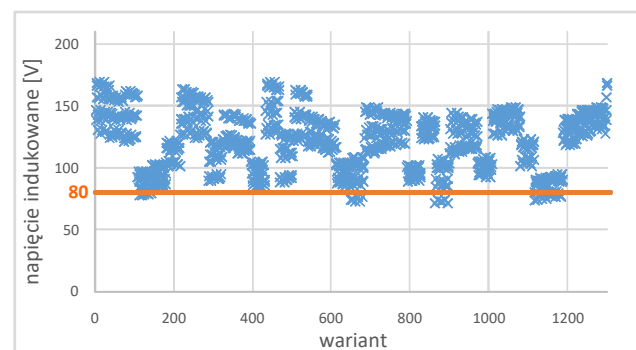
Na rysunku 4 przedstawiono wartości napięć indukowanych przy zastosowaniu tych transpozycji. Napięcia indukowane nie przekraczają 280 V i są wyraźnie niższe niż w przypadku uzziemienia jednostronnego (rys. 3). Jak wynika z rysunku 4, jest wiele wariantów połączeń żył powrotnych i żył roboczych, dla których napięcia indukowane są niższe niż 80 V.



Rys. 4. Napięcia indukowane w żyłach powrotnych na końcach odcinków o długości  $L_L/3 = 1$  km (w punktach transpozycji) – uzziemienie dwustronne z transpozycją żył roboczych (powrotnych), jeden kabel na fazę

### 2.3. Układ z trzema kablami na fazę

Dzięki zastosowaniu trzech kabli na fazę maleje prąd obciążenia każdego kabla (maksymalna przesyłana moc to nadal 322 MW) i można zastosować mniejszy przekrój żył roboczych. Mniejszy prąd w żyłach roboczych pozwala uzyskać mniejsze napięcia indukowane w żyłach powrotnych.

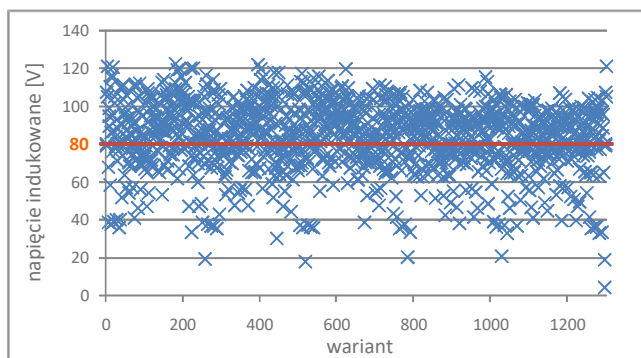


Rys. 5. Napięcia indukowane w żyłach powrotnych na końcach odcinków o długości  $L_L/3 = 1$  km (w punktach transpozycji) – uzziemienie jednostronne, trzy kable na fazę



Na rysunku 5 przedstawiono wartości napięć na końcach odcinków kabli o długości  $L_1/3 = 1$  km (w punktach transpozycji), przy zastosowaniu uziemienia jednostronnego. Liczba wariantów nie zmienia się, ponieważ transpozycję żył roboczych i transpozycję żył powrotnych zakłada się tylko w ramach jednego toru. Porównując wyniki z tego rysunku z wynikami zamieszczonymi na rysunku 3 widać, że wartości napięć indukowanych zmniejszyły się i w wielu wariantach uzyskuje się mniej niż 80 V, co nie jest możliwe przy zastosowaniu jednego kabla na fazę.

Zastosowanie uziemienia dwustronnego, transpozycji żył powrotnych i transpozycji żył roboczych pozwala na dalsze zmniejszenie napięć indukowanych (rys. 6).



Rys. 6. Napięcia indukowane w żyłach powrotnych na końcach odcinków o długości  $L_1/3 = 1$  km (w punktach transpozycji) przy uziemieniu dwustronnym kabli – trzy kable na fazę

### 3. WNIOSKI KOŃCOWE

Sposób uziemienia żył powrotnych kabli wysokiego napięcia, transpozycja żył powrotnych oraz transpozycja żył roboczych znacząco wpływa na wartości napięć indukowanych w żyłach powrotnych tych kabli. Szczegółowa analiza wszelkich możliwych wariantów połączeń kabli jest skomplikowana i czasochłonna, ale pozwala na wskazanie rozwiązania, przy którym można uzyskać stosunkowo małe

wartości tych napięć. Wykonanie takiej analizy może być konieczne przy znacznej długości linii kablowej.

### 4. BIBLIOGRAFIA

1. Coates M., Ware J.: Voltages induced in the non-magnetic, metallic sheaths and/or armour of single-core cables. IEE Wiring Matters, Autumn 2006, s. 8-9.
2. Jung C. K., Lee J. B., Kang J. W., Wang Xinheng: Sheath circulating current analysis of a crossbonded power cable systems. Journal of Electrical Engineering & Technology, 2007, vol. 2, no. 3, pp. 320-328, DOI: 10.2202/1553-779X.1008.
3. Shaban M., Salam M. A., Ang S. P., Sidik M. A. B.: Assessing induced sheath voltage in multi-circuit cables: Revising the methodology. 2015 IEEE Conf. on Energy Conversion (CENCON), 19-20 Oct. 2015, DOI: 10.1109/CENCON.2015.7409553.
4. Sobral A., Moura A., Carvalho M.: Technical implementation of cross bonding on underground high voltage lines projects. 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 6-9 June 2011.
5. Czapp S., Dobrzynski K., Klucznik J., Lubosny Z.: Induced sheath voltages in 110 kV power cables – case study. Archives of Electrical Engineering, 2015, vol. 64, iss. 3, pp. 361-370, DOI: 0.2478/aee-2015-0028.
6. Czapp S., Dobrzynski K., Klucznik J., Lubosny Z.: Computer-aided analysis of induced sheath voltages in high voltage power cable system. The 10th International Conference on Digital Technologies, 9-11 July 2014, DOI: 10.1109/DT.2014.6868689.
7. IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV. IEEE Std 575™-2014.
8. PN-EN 50522:2011 (wersja angielska) Uziemienie instalacji elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.

## ANALYSIS OF INDUCED VOLTAGES IN SHEATHS OF HIGH VOLTAGE POWER CABLES FOR THEIR SELECTED CONFIGURATIONS

In metallic sheaths of high voltage power cables induced voltages-to-earth may occur due to load current and short-circuit current flow. These voltages may be the cause of electric shock hazard and/or damage to the outer non-metallic sheath of the cable. The values of these voltages depend on the length of cables, earthing arrangements, configurations of cables and their metallic sheaths. The paper presents an analysis of induced sheath voltages for a system with one cable per phase and for a system with three cables per phase. Single-point bonding, both-ends bonding, cross-bonding and cables transposition are considered. The analysis results show that the above mentioned factors have a significant impact on the induced voltages, and in practice it is necessary to perform advanced calculations allowing the selection of the optimal configuration of cables for a given power cable system.

**Keywords:** power cables, induced voltages, sheaths of power cables.



## BADANIE MOŻLIWOŚCI REGULACJI PRZEPIŹYWU MOCY CZYNNEJ W LINIACH WYMIANY MIĘDZYNARODOWEJ

Tomasz OGRYCZAK<sup>1</sup>, Ksawery OPALA<sup>2</sup>

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349-81-60, e-mail: t.ogryczak@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349-81-66, e-mail: k.opala@ien.gda.pl

**Streszczenie:** W referacie przedstawiono charakterystykę SE Mikułowa, skrócony opis funkcjonalny zastosowanej automatyki oraz wyniki badań działania układu automatycznej regulacji czterech przesuwników fazowych zainstalowanych w liniach wymiany międzynarodowej Mikułowa – Hagenwerder. Badania wykonano w ramach prac uruchomieniowych przesuwników fazowych prowadzonych w SE Mikułowa w 2016 roku. Wyniki te pozwalają zweryfikować rzeczywisty zakres regulacji przepływu mocy czynnej pomiędzy systemem elektroenergetycznym Polski i Niemiec oraz wpływ regulacji na rozpył mocy czynnej w KSE. Jest to pierwsza tego typu instalacja na połączeniu transgranicznym w Polsce. Zmiana przepływu mocy czynnej z wykorzystaniem przesuwników fazowych nie była dotychczas stosowana w KSE.

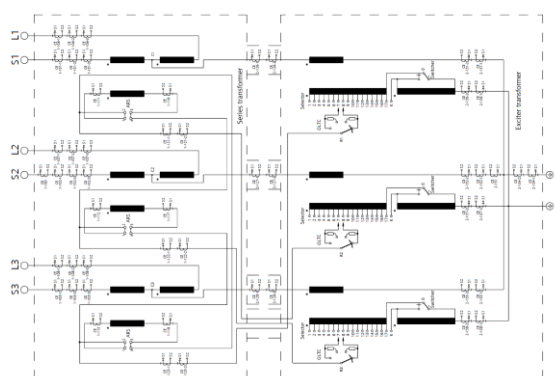
**Słowa kluczowe:** przesuwnik fazowy, regulacja przepływu mocy czynnej, linia wymiany międzynarodowej.

### 1. WPROWADZENIE

Genezą powstania niniejszego referatu były doświadczenia praktyczne związane z instalacją czterech przesuwników fazowych, o mocy znamionowej 1200 MVA każdy, w stacji elektroenergetycznej Mikułowa. Przesuwniki fazowe o takiej mocy znamionowej są urządzeniami, które nie były dotychczas stosowane w KSE. Pracują natomiast w zagranicznych systemach energetycznych np. Niemcy – stacja elektroenergetyczna Diele.

Przesuwnik fazowy (PF) to polskie tłumaczenie nazwy Phase Shifting Transformer (PST). Przesuwniki fazowe zainstalowano w dwóch liniach wymiany międzynarodowej Mikułowa – Hagenwerder 400kV, w celu regulacji przepływu mocy czynnej. Zastosowane PF (Rys. 1) są praktycznie symetryczne (strona Source – S i Load – L) i każdy z nich składa się z dwóch osobnych transformatorów (series – szeregowy i exciter – wzbudzający).

Transformator wzbudzający TW ma oba uzwojenia połączone w gwiazdę. Uzwojenie pierwotne TW jest zasilane z sieci, a uzwojenie wtórne współpracuje z przełącznikiem zacze- pów pod obciążeniem. Uzwojenie wtórne transformatora szeregowego TS, wytwarzające napięcie dodawcze, jest włączone w szereg z linią, w której reguluje się przesunięcie fazowe napięcia. Przez uzwojenie przepływa pełny prąd linii. Uzwojenie pierwotne TS jest natomiast połączone w trójkąt (co zapewnia przesunięcie napięć o  $\pi/2$ ) i jest zasilane z uzwojenia regulacyjnego transformatora wzbudzającego [1].



Rys. 1. Schemat połączeń pomiędzy TW i TS przesuwnika fazowego produkcji Siemens Weisz, zastosowanego w SE Mikułowa [3]

Regulacja przepływu mocy czynnej przez przesuwniki fazowe polega na zmianie rozpyłu bez zmiany sumarycznej mocy wytwarzanej w sieci. Wykorzystana jest tutaj znana zależność określająca przepływ mocy czynnej przez pojedynczą gałąź o charakterze indukcyjnym. Ma ona następującą postać [2]:

$$P = \frac{U_i U_j}{X} \sin \delta \quad (1)$$

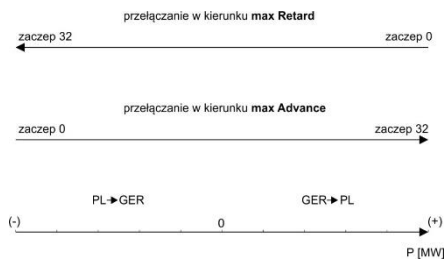
w której:

$P$  – moc czynna wypływająca z rozpatrywanej gałęzi,  
 $U_i, U_j$  – moduły napięć na początku i końcu gałęzi,  
 $\delta$  – kąt obciążenia (różnica argumentów napięć węzłowych na początku i końcu gałęzi,  $\delta = \delta_i - \delta_j$ ).

Regulacja przepływu mocy czynnej przez przesuwniki fazowe polega na zmianie wartości kąta obciążenia poprzez zmianę numeru zacze- pów w uzwojeniu wtórnym TW. Zainstalowane w SE Mikułowa PF posiadają 65 stopni regulacji ( $\pm 32$  zacze- py), dzięki którym możliwa jest zmiana wartości jak i kierunku mocy czynnej płynącej w linii MIK-HAG.

PF posiadają dwa przełączniki zacze- pów firmy Reinhausen współpracujące ze sobą. Pierwszy przełącznik OLTC (On-Load Tap Changer) zmienia położenie numeru zacze- pu w zakresie 0...32 i jest zlokalizowany przy TW (Rys. 1). Natomiast drugi przełącznik ARS (Advance Retard Switch) odpowiada za poszerzenie zakresu regulacyjnego z Advance – kierunek zwiększania importu mocy czynnej na Retard – wzrost eksportu. Kierunki i wartość przepływu mocy

czynnej w zależności od zmian położenia przełączników zaczełów ARS i OLTC przedstawiono na Rysunku 2.



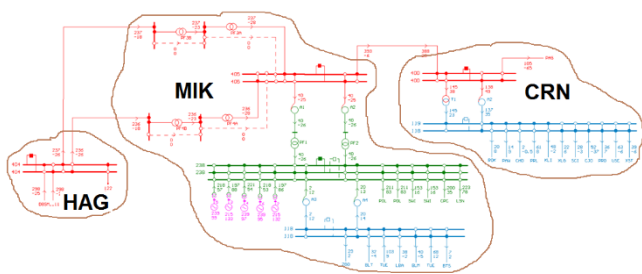
Rys. 2. Sterowanie przełącznikiem zaczełów w celu regulacji przepływu mocy czynnej

Stąd maksymalny import mocy czynnej można uzyskać w położeniu 32A, a maksymalny eksport w położeniu 32R. Aby zmienić kierunek Advance/Retard należy zmieniać zaczepek PPZ stopniowo o jeden, w kierunku zaczepek 0. Zmiana kierunku sterowania Advance/Retard nastąpi automatycznie w chwili przejścia przez PPZ z pozycji 0R na 1A lub 0A na 1R [3]. Należy kontynuować zmianę zaczełów PPZ aż do osiągnięcia żądanej pozycji PPZ.

### 1.1. Charakterystyka węzła Mikułowa (MIK)

Stacja elektroenergetyczna Mikułowa 400/220/110 kV jest położona przy granicy polsko-niemieckiej w pobliżu (ok. 30 km) Elektrowni Turów. Stacja połączona jest bezpośrednio dwoma liniami 400 kV (o długości 36 km) ze stacją niemiecką Hagenwerder. W torze linii, oznaczonej jako HAG567, zainstalowano szeregowo dwa przesuwniki fazowe PF1 i PF2. Analogicznie w torze linii HAG568 zainstalowano szeregowo dwa przesuwniki fazowe PF3 i PF4. Rozdzielnia 400 kV połączona jest również pojedynczą linią za stacją Czarna (Rys. 3).

Aktualnie do rozdzielni 220 kV przyłączone są generatory: G2, G3, G4, G5, G6. Natomiast do rozdzielni 110 kV Elektrowni Turów przyłączony jest generator G1. W stacji elektroenergetycznej 400/220/110 kV Mikułowa, pracują: autotransformatory AT1 i AT2 400/220 kV o mocy znamionowej  $S_n = 500$  MVA oraz autotransformatory AT3 i AT4 220/110 kV o mocy znamionowej  $S_n = 160$  MVA. W stacji pracują także przesuwniki fazowe, oznaczone jako TD1 i TD2, o mocy znamionowej  $S_n = 500$  MVA. TD1 i TD2 zlokalizowane są po stronie dolnego uzwojenia 220 kV autotransformatorów odpowiednio AT1 i AT2.



Rys. 3. Topologia węzła regulacyjnego MIK

## 2. SYSTEM STEROWANIA PRZESUWNIKÓW FAZOWYCH SSPF

SSPF monitoruje stan topologii linii 567 i 568 oraz sprzęgła SP w stacji Mikułowa i dobiera sposób działania do aktualnego stanu pracy (łączniki, pomiary z przekładników prądowych i napięciowych). Obwody pomiarów prądowych

i napięciowych oraz odwzorowania stanu położenia łączników koniecznych do poprawnej pracy układu są doprowadzone bezpośrednio do SSPF. Podobnie sterowanie zmianą zaczełów przesuwników PF1 – PF4 realizowane jest bezpośrednio poprzez styki wyjściowe SSPF [4].

System SSPF przeznaczony jest do automatycznego prowadzenia ruchu SE Mikułowa w następującym zakresie:

- utrzymywanie zadanego poziomu mocy czynnej przepływającej przez przesuwniki fazowe stacji – kryterium P,
- sterowanie zaczełami przesuwników fazowych (ustawianie zadanego numeru zaczepek przesuwnika i/lub realizacja sterowań zaczepek w górę/dół) – kryterium Z.

Nie dopuszcza się asymetrycznej pracy PF (1-0, 2-0, i 2-1) w trybie automatycznej regulacji SSPF. Kryterium P (wg. zadanej mocy czynnej  $P_{zad}$ ) jest podstawowym kryterium pracy automatycznej. W kryterium P zadaniem systemu sterowania (SSPF) jest utrzymanie zadanej mocy czynnej  $P_{zad}$  dla węzła MIK oraz utrzymywanie odpowiednich przepływów w linach 400kV MIK-HAG (np. unikanie wystąpienia krążenia mocy).

Nie dopuszcza się pracy przesuwników fazowych z różnymi trybami regulacji automatycznej (SSPF) i ręcznej (bez SSPF). Gdy zaistnieje taki przypadek to PF, który jest w trybie pracy automatycznej zostanie wyłączony z pracy automatycznej przez SSPF. Przykład: Obydwa PF załączone do pracy automatycznej w danej linii. Jeżeli następnie jeden z nich zostanie przełączony do pracy ręcznej, to praca automatyczna drugiego zostanie zablokowana.

### 2.1. Zasady pracy SSPF w kryterium Z

SSPF umożliwia zmianę pozycji PPZ na przesuwnikach poprzez zadawanie numeru zaczepek lub sterowanie strzałkami zaczepek w górę/zaczepek w dół. Zakres nastawień zadanych numerów zaczełów PPZ wynosi od -32 do +32 (od 32 Retard do 32 Advance).

Układ SSPF (dla pracy wszystkich PF) wykonuje sterowania sekwencyjne jednocześnie parami: PF1 i PF3 oraz PF2 i PF4.

1. W układzie pracy jednej linii HAG 567 lub 568, w przypadku zmiany zaczełów wykonywanej przez zadawanie numeru zaczełów na jednym z przesuwników w danej linii, układ SSPF powoduje przepisanie tej samej wartości zadanej także dla drugiego przesuwnika w tej linii.
2. W układzie pracy obu linii HAG 567 i 568, w przypadku zmiany zaczełów wykonywanej przez zadawanie numeru zaczełów na jednym z przesuwników w jednej z linii, układ SSPF powoduje przepisanie tej samej wartości zadanej także dla wszystkich pozostałych przesuwników w obu torach linii.
3. Zmianę zaczełów strzałkami zaczepek w górę/zaczepek w dół wykonuje się indywidualnie na każdym z przesuwników z osobna. Zmiana numeru zaczepek wykonana w ten sposób powoduje także zmianę wartości zadanej danego przesuwnika.
4. Układ SSPF uniemożliwia zadanie numeru zaczełów większej niż zmiana o jeden zaczepek – zmiana o więcej numerów zaczełów wymaga kolejno zadawania wartości większej o jeden numer od bieżącego zaczepek.

### 2.2. Zasady pracy układu SSPF w kryterium P

Układ SSPF umożliwia zmianę aktualnego przesyłu mocy czynnej w liniach HAG567 i HAG568 poprzez zadawanie wartości mocy  $P_{zad}$ . Zakres zadawania wartości mocy wynosi od 1170 MW do +1170 MW. Moc zadana przypisana

jest do każdej z linii HAG567 i HAG568. W przypadku pracy równoległej linii, wprowadzenie nowej wartości zadanej dla jednej z linii powoduje przepisanie tej wartości zadanej dla drugiej linii.

Rzeczywista wartość mocy przepływającej przez linię (przesuwniki) może się różnić od zadanej o wartość strefy nieczułości układu SSPF, która wynosi  $\text{epsP} \pm 30$  MW. Np. dla wartości zadanej mocy 1170 MW, wynikowa moc przepływająca przez przesuwnik będzie się zawierać w zakresie od 1140 MW do 1200 MW.

Aby zmienić kierunek przepływu mocy czynnej należy zadać wartości mocy z odpowiednim znakiem, odpowiednio „+” dla mocy importowanej i „-”, dla mocy eksportowanej.

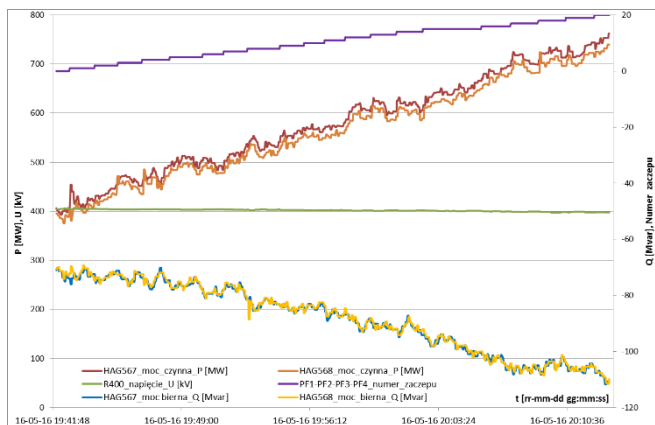
Układ SSPF zmienia pozycje zaczeów, co jeden zaczeów w kierunku osiągnięcia nastawionej zadanej wartości mocy. Zmiana kierunku sterowania Advance/Retard następuje automatycznie w chwili przełączenia przez PPZ zaczeów z 0R na 1A lub z 0A na 1R. Następnie układ SSPF kontynuuje zmianę zaczeów PPZ aż do osiągnięcia zadanej wartości mocy.

Układ SSPF (dla pracy wszystkich PF) wykonuje sterowania sekwencyjne jednocześnie parami: PF1 i PF3 oraz PF2 i PF4 zmieniając w jednym kroku pozycję o jeden zaczeów.

### 3. WYNIKI BADAŃ PRACY PRZESUWNIKÓW FAZOWYCH

Próbe regulacji przepływu mocy czynnej z wykorzystaniem przesuwników fazowych wykonano 16.05.2016 w ramach testów odbiorczych układu SSPF. Podczas prób pracowały cztery przesuwniki PF1 – PF4. Obie linie HAG567 i HAG568 pracowały równolegle – połączone w rozdzielni R400 kV Mikułowa oraz R380 kV Hagenwerder.

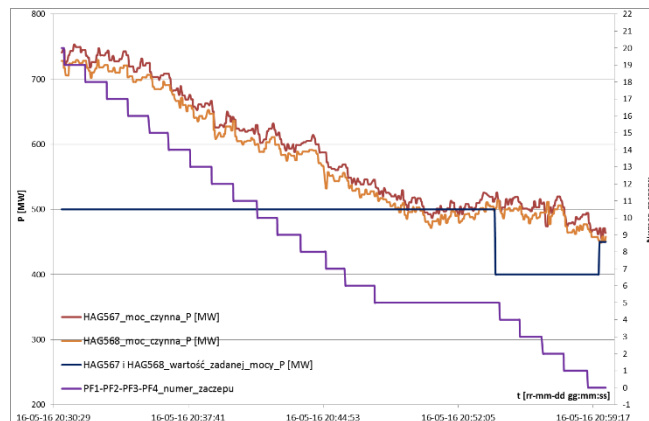
Pierwsza próba polegała na zmianie w kryterium Z zaczeów PF od wartości 0 do 20. Przebieg próby zaprezentowano na Rysunku 4. Uzyskany sumaryczny (linia HAG567 i HAG568) zakres zmian przepływu mocy czynnej wynosi 700 MW, mocy biernej 80 Mvar. Zmiana wartości napięcia na rozdzielni R400 kV Mikułowa wyniosła 6,5 kV.



Rys. 4. Kryterium Z – zakres zmiany zaczeów od 0 do 20

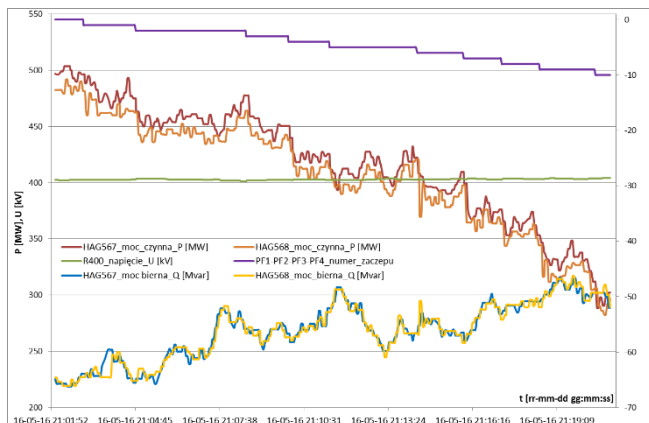
Kolejna próba polegała na zmianie kryterium z Z na P i wymuszeniu wartości zadanej  $P_{zad} = 500$  MW dla każdej z linii. Dzięki temu wymuszono powrotną zmianę zaczeów PF z pozycji 20 (Rys. 5). Po osiągnięciu oczekiwanej wartości przepływu mocy czynnej (z dokładnością do strefy nieczułości  $\pm 30$  MW) dokonano zmiany  $P_{zad}$  na 400 MW. Miało to na celu wymuszenie osiągnięcia przez PF wyjściowej pozycji zerowej zaczeów. Po uzyskaniu

zerowego zaczeów przez PF zmieniono wartość  $P_{zad}$  na 450 MW, aby przerwać regulację w kryterium P.

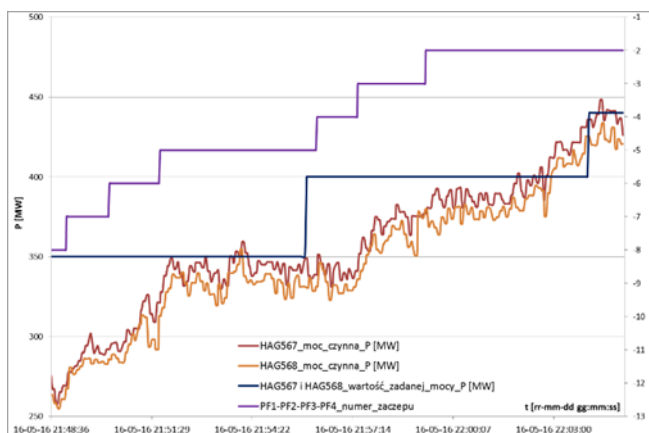


Rys. 5. Kryterium P – zakres zmiany zaczeów od 20 do 0

Następnie przeprowadzono próbe regulacji w kryterium Z w zakresie zaczeów ujemnych (pozycja przełącznika ARS = Retard) od 0 do -10. Osiągnięto sumaryczną (w obu liniach) zmianę przepływu mocy czynnej  $\Delta P = 400$  MW oraz mocy biernej  $\Delta Q = 30$  Mvar (Rys. 6). Uzyskany podczas próby przyrost napięcia dla rozdzielni R400 Mikułowa wyniósł  $\Delta U = 3$  kV.



Rys. 6. Kryterium Z – zakres zmiany zaczeów od 0 do -10



Rys. 7. Kryterium P – zakres zmiany zaczeów od -8 do -2

Ostatnia próba polegała na wymuszeniu podczas pracy PF w kryterium P zmiany zaczeów w górę (Rys. 7). W tym celu przyjęto nową wartość zadanej przepływu mocy czynnej (dla obu linii)  $P_{zad} = 350$  MW. Po osiągnięciu zadanej

wartości przepływu mocy czynnej (z dokładnością do strefy nieczułości  $\pm 30$  MW) dokonano zmiany Pzad na 400MW. Ostatecznie, w celu zakończenia regulacji w kryterium P przyjęto Pzad = 440 MW. Ostatecznie podczas próby osiągnięto zakres zmian numerów zaczeów PF od -8 do -2.

#### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

Instalacja czterech PF, w liniach wymiany międzynarodowej, pozwala na skuteczne kształtowanie poziomu przepływu mocy czynnej, pomiędzy sieciami zarządzanymi przez operatora sieci polskiej (PSE S.A.) i niemieckiej (50Hertz). Wdrożony przez Instytut Energetyki układ SSPF jest skutecznym narzędziem pozwalającym na prowadzenie automatycznej regulacji przepływu mocy czynnej. Dodatkowo SSPF kontroluje stan pracy wszystkich PF oraz przeciw-działa niekontrolowanym operacjom łączeniowym linii HAG567 i HAG568 po stronie SE Mikułowa.

Przeprowadzone próby pozwoliły urealnić szacowane dotąd możliwości regulacyjne zainstalowanych PF. W badanych warunkach osiągnięto średnią zmianę ok. 40 MW/zacze i 0,35 kV/zacze. Dodatkowo zaobserwowano, że zmiana wartości przepływu mocy czynnej wywołuje ok. 10% zmianę przepływu mocy biernej.

Bieżące warunki i ograniczenia sieciowe nie pozwoliły na zbadanie możliwości regulacji PF w pełnym zakresie regulacji (od zaczeu -32 do 32). Wyniki z prób oraz doświadczenia operatora 50Hertz z podobnymi przesuwnikami w SE Diele są wystarczające do przyjęcia liniowej ekstrapolacji uzyskanych charakterystyk dla pozostałego zakresu regulacji PF.

#### 5. BIBLIOGRAFIA

1. Kocot H., Korab R., Przygodzki M., Żmuda K., Dobór głównych parametrów przesuwników fazowych dla zachodnich połączeń transgranicznych KSE, Przegląd elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 90 NR 4/2014
2. Korab R., Owczarek R., Kształtowanie transgranicznych przepływów mocy z wykorzystaniem transformatorów z regulacją poprzeczną, Energetyka, 5/2011
3. Performance specification customer order PST PSE Polen, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg, Germany, 2015
4. Draft of the futures of the usage of a Tapcon 260 at a phase shifter, VA TECH Elin Transformatoren GmbH & Co, Weiz, Austria, 2005

### EXPLORING THE POSSIBILITY OF CONTROLLING THE ACTIVE POWER FLOW IN THE CROSS-BORDER TRANSMISSION LINES

The paper presents the characteristics of SE Mikułowa, a brief functional description of applied automation and research results of operation of automation for the four phase shifters installed in the cross-border transmission lines Mikułowa - Hagenwerder. Research carried out in the framework of the phase shifters transformers startup conducted in SE Mikułowa in 2016. These results verify the actual range of controlling the active power flow between Polish and German power system and verify control influence on active power flow in Polish national power system. This is the first installation of such type on a cross-border connection in Poland. Changing the active power flow using the phase shifter transformers has not been used in the Polish national power system.

**Keywords:** Phase Shifting Transformer, active power flow control, cross-border transmission line.

## **OGRANICZANIE STRAT ENERGII W ELEKTROENERGETYCZNYCH LINIACH PRZESYŁOWYCH W WYNIKU ZASTOSOWANIA NOWYCH NISKOSTRATNYCH PRZEWODÓW**

**Tadeusz KNYCH<sup>1</sup>, Andrzej MAMALA<sup>2</sup>, Wiesław NOWAK<sup>3</sup>, Waldemar SZPYRA<sup>4</sup>, Rafał TARKO<sup>5</sup>**

1. AGH w Krakowie, Katedra Przeróbki Plastycznej i Metaloznawstwa Metali Nieżelaznych, tel.: +48 12 617 26 76 e-mail: tknych.agh.edu.pl
2. AGH w Krakowie, Katedra Przeróbki Plastycznej i Metaloznawstwa Metali Nieżelaznych, tel.: +48 12 617 26 64 e-mail: amamala.agh.edu.pl
3. AGH w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki tel.: +48 12 617 28 24 e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl
4. AGH w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki tel.: +48 12 617 32 47 e-mail: wszpyra@agh.edu.pl
5. AGH w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki tel.: +48 12 617 36 53 e-mail: rtarko@agh.edu.pl

**Streszczenie:** W artykule omówiono wybrane wyniki badań wykonanych dla operatora sieci przesyłowej nad konstrukcją nowych, niskostratnych przewodów przewidzianych do stosowania w napowietrznych liniach elektroenergetycznych 400 kV. W szczególności omówiono wyniki porównania parametrów elektrycznych wybranych konstrukcji pojedynczych przewodów z przewodami referencyjnymi. Porównano również straty mocy i energii w liniach elektroenergetycznych z wiązkami wykonanymi z przewodów niskostratnych i obecnie stosowanych. Zastosowanie w liniach przesyłowych nowych, niskostratnych przewodów pozwoli na redukcję strat, w porównaniu ze stratami w liniach z przewodami referencyjnymi nawet o 30%.

**Słowa kluczowe:** elektroenergetyczne linie przesyłowe, przewody do linii napowietrznych, ograniczanie strat energii elektrycznej.

### **1. WPROWADZENIE**

Minimalizacja strat energii w elektroenergetycznych systemach przesyłowych i dystrybucyjnych jest obecnie przedmiotem wnikliwych analiz i prac badawczych. Obok czynnika ekonomicznego, szczególnej rangi nabiera czynnik ekologiczny (emisja CO<sub>2</sub>) i formalno-prawny (regulacje na poziomie światowym, europejskim czy krajowym).

W 2015 roku straty energii i różnice bilansowe w polskim systemie elektroenergetycznym wyniosły 10 221 TWh, co stanowiło 6,2% energii elektrycznej zużywanej w Polsce (w roku 1990 straty wyniosły 8,4%). W ciągu 25 lat nastąpiło graniczenie strat energii o ponad 26%. Zostało to osiągnięte w wyniku wdrażania przez operatorów sieci różnych programów ograniczania strat. Dalsze, znaczące ograniczenie strat energii w sieciach elektroenergetycznych można osiągnąć poprzez zastosowanie oryginalnych, rozwiązań materiałowych i konstrukcyjnych do budowy przewodów fazowych linii.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE) jako operator sieci przesyłowej prowadzi długofalowy program redukcji strat. W 2013 r. zaprojektowano i włączono do stosowania

nowy przewód fazowy 408-AL1F/34-UHST o obniżonej, w stosunku do AFL-8 350, rezystancji liniowej. Jego wdrożenie w liniach 400 kV, bez zmian konstrukcyjnych pozostałych elementów linii, umożliwiło zmniejszenie strat energii elektrycznej o około 15%. Poszukiwanie dalszych możliwości ograniczania strat energii wymaga bardziej kompleksowego podejścia. W związku z tym PSE uruchomiło długofalowy program badawczy, którego celem było opracowanie nowych rozwiązań materiałowych i konstrukcyjnych umożliwiających dalsze obniżenie strat energii w liniach przesyłowych. Podejście to wymagało przeprowadzenia, zakrojonych na szeroką skalę badań i analiz w celu wprowadzenia zmian technicznych w liniach 400 kV.

### **2. CHARAKTERYSTYKA ANALIZOWANYCH ROZWIĄZAŃ PRZEWODÓW I ZAKRES BADAŃ**

Opracowano i poddano wielokryterialnej analizie nowe typy przewodów stalowo-aluminiowych (ACSR), jednorodnych ze stopów na osnowie aluminium (AAAC), stopowo-aluminiowych (ACAR) oraz wykorzystujących nośno-przewodzące rdzenie wykonane ze stopów na bazie miedzi. Jako materiały przewodzące do nowych przewodów wykorzystano aluminium (o czystości min. 99,5% Al), konwencjonalne stopy aluminium oraz nowoczesne stopy aluminium o podwyższonej przewodności elektrycznej, wysokowytrzymałe i wysoko przewodzące stopy aluminium (wyselekcjonowane gatunki stopów AlMgSi). Rozpatrywano również przewody wykorzystujące wysokowytrzymałe i wysokoprzewodzące stopy miedzi, druty bimetalowe, miedziane aluminiowane lub aluminiowe miedziane, stalowe aluminiowane. Do budowy rdzeni stalowych wykorzystywano klasyczne gatunki stali wykorzystywanych do przewodów napowietrznych jak również stale o wytrzymałości o blisko 40% wyższej niż standardowe [1]. Opracowano projekty przewodów przewidzianych do stosowania w wiązkach 3-przewodowych na istniejących



konstrukcjach słupów oraz w wiązkach 3- i 4-przewodowych na nowych słupach. Projekty przewodów wykonano zgodnie z wymaganiami obowiązujących norm przedmiotowych [2, 3].

Badania obejmowały zagadnienia mechaniczne (wytrzymałość, zwisy, drgania, konstrukcje wsporcze), elektryczne (rezystancja, straty energii, pole elektryczne i magnetyczne, uloty) oraz środowiskowe (hałas od ulotu). Poniżej przedstawiono metodologię obliczania rezystancji przewodów oraz strat energii w liniach. Łącznie przeanalizowano 80 różnych konstrukcji przewodów.

Tablica 1. Podstawowe parametry wybranych projektów przewodów niskostratnych

Oznaczenie przewodu	468/24-A1F/UHS T-261	502-A5F-261	159/352-A1F/A5F-261	437 AL1/46 CuAg	471/39-A1F/EHS T-265	522-AL5	203/335-A1F/A5F-273	475 AL1/53 CuAg	350/24-A1F/UH ST-227	357-A5F-222	225/137-A1F/A4F-224	403 AL1/52 14EHS
Typ	ACSR	AAAC	ACAR	Specjalny	ACSR	AAAC	ACAR	Specjalny	ACSR	AAAC	ACAR	Specjalny
$D_p$ [mm]	26,1	26,1	26,1	26,1	26,49	29,7	27,26	27,3	22,7	22,19	17,6	25,2
$m$ [kg/km]	1484,9	1402,5	1420,0	1624,6	1617,0	1441,9	1496,0	1822,0	1158,9	988,4	1007,2	1492,0
$RTS$ [kN]	112,878	148,051	124,707	118,419	134,684	153,911	126,232	135,159	94,291	105,359	95,723	141,162
$R_{20}$ [ $\Omega$ /km]	0,06216	0,06434	0,06101	0,05909	0,06155	0,06121	0,05752	0,05360	0,08239	0,08954	0,08770	0,06943
$R_{80}$ [ $\Omega$ /km]	0,07719	0,07824	0,07471	0,07309	0,07643	0,07443	0,07054	0,06627	0,10231	0,10888	0,10573	0,08616
Przeznaczenie	Wiązka 3-przewodowa/słupy serii E33				Wiązka 3-przewodowa/nowa seria słupów				Wiązka 4-przewodowa/nowa seria słupów			

### 3. METODA OBLICZANIA REZYSTANCJI PRZEWODÓW

Rezystancja jednostkowa przewodu zależy od rezystywności  $\rho$  materiału, z którego jest wykonany przewód oraz od jego przekroju poprzecznego  $s$ . Ponieważ rezystywność materiału zależy od temperatury, to również rezystancja zmienia się wraz ze zmianą temperatury przewodu. Rezystancję dla prądu stałego przewodu składającego się kilku warstw drutów wykonanych z różnych materiałów, o różnych średnicach i różnej liczbie drutów w poszczególnych warstwach oblicza się z zależności:

$$\frac{1}{R_{dc}} = \frac{\pi}{4} \sum_{i=1}^{L_w} \frac{n_i \cdot d_i}{\rho_i \cdot w_i} \quad (1)$$

gdzie:  $\rho_i$  – rezystywność materiału drutów w  $i$ -tej warstwie,  $d_i$  – średnica drutów w  $i$ -tej warstwie,  $L_w$  – liczba warstw przewodu,  $w_i$  – współczynnik wydłużenia drutów w  $i$ -tej warstwie w wyniku skręcenia.

Gdy przewodem płynie prąd przemienny, konieczne jest uwzględnienie zjawisk wynikających z oddziaływania zmiennego pola elektromagnetycznego, do których należą: efekt naskórkowości, a w przypadku przewodów z rdzeniem stalowym, również straty w rdzeniu (prądy wirowe, histereza) oraz zmiana gęstości prądu w poszczególnych warstwach przewodu w wyniku oddziaływania zmiennego pola elektromagnetycznego (tzw. efekt transformatorowy) [4–7].

Rezystancję dla prądu przemiennego przewodu z rdzeniem (lub cylindrycznego) oblicza się z zależności:

$$R_{ac} = R_{dc} \left[ 1 + \left( \frac{\pi \cdot D_p^2}{4 \cdot \rho} \operatorname{Re} \left[ \frac{\rho(1-i)}{\pi \cdot D_p \cdot \delta} \cdot \left( \frac{J_0(x)}{J_1(x)} \right) \right] - 1 \right) \cdot \left( 1 - \frac{D_r}{D_p} \right) \right] \quad (2)$$

gdzie:  $D_p$  – średnica zewnętrzna przewodu,  $D_r$  – średnica rdzenia (lub wewnętrzna przewodu),  $\rho$  – rezystywność materiału przewodu,  $\delta$  – głębokość wnikania pola elektrycznego,  $J_0(x)$ ,  $J_1(x)$  – funkcje Bessela zmiennej  $x$ , przy czym:

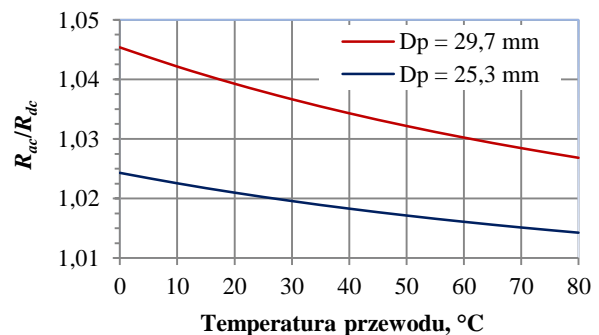
W tablicy 1 zestawiono podstawowe parametry przewodów niskostratnych wybranych, po dokonaniu wstępnej selekcji, do dalszych analiz. W tablicy podano: oznaczenie przewodu, średnicę zewnętrzną  $D_p$ , masę jednostkową przewodu  $m$  (dla przewodów z rdzeniem stalowym podano masę przewodu ze smarem), znamionową siłę zrywania  $RTS$ , znamionową jednostkową rezystancję przewodu  $R$  w temperaturze 20°C i 80°C. Przez zacięniowanie zaznaczono przewody wybrane do wdrożenia.

$$\delta = \sqrt{\frac{\rho}{\pi \cdot f \cdot \mu_0 \cdot \mu_r}} \quad (3)$$

$$x = \frac{(1+i) \cdot D_p}{2 \cdot \delta} \quad (4)$$

gdzie:  $f$  – częstotliwość,  $\mu_0$  – przenikalność magnetyczna próżni ( $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$  H/m),  $\mu_r$  – przenikalność magnetyczna względna materiału, z którego wykonano przewód (dla aluminium  $\mu_r \approx 1$ ).

Wpływ naskórkowości jest tym większy im większa jest średnica przewodu i mniejsza rezystywność (Rys. 1). Ze względu na małą średnicę i dużą rezystywność stali, pomija się wpływ naskórkowości na rezystancję rdzenia stalowego.



Rys. 1. Zależność stosunku  $R_{ac}/R_{dc}$  od temperatury i średnicy przewodu

W przewodach z rdzeniem stalowym, rdzeń jest otoczony jedną lub kilkoma warstwami drutów wykonanych najczęściej z aluminium. Prąd płynący w poszczególnych warstwach wytwarza zmienne pole elektromagnetyczne, którego efektem jest powstanie w rdzeniu strumienia magnetycznego – podobnie jak ma to miejsce w rdzeniu transformatora. W przewodach z parzystą liczbą warstw

aluminiowych strumienie magnetyczne pochodzące od poszczególnych warstw praktycznie się znoszą, i pozostaje niewielki strumień szczątkowy. Przy nieparzystej liczbie warstw aluminiowych, strumień magnetyczny w rdzeniu osiąga znaczną wartość, tym większą im większa wartość prądu. Efektem dużej wartości strumienia magnetycznego w rdzeniu są prądy wirowe oraz histereza, co powoduje dodatkowe straty mocy. Ponadto, w wyniku oddziaływań pól elektromagnetycznych wytwarzanych w poszczególnych warstwach aluminiowych, następuje zmiana rozptyłu prądu pomiędzy warstwy (prąd płynący w poszczególnych warstwach nie jest proporcjonalny do ich konduktancji). W wyniku nierównomiernego rozptyłu prądu pomiędzy warstwy powstają dodatkowe straty mocy w przewodzie. Sposób obliczania rezystancji dla prądu przemiennego przewodu z rdzeniem stalowym podano w [6].

Rezystancję przewodu dla prądu przemiennego oblicza się na podstawie mocy  $P_{ac}$  wydzielonej w przewodzie w wyniku prądu  $I$  płynącego przewodem:

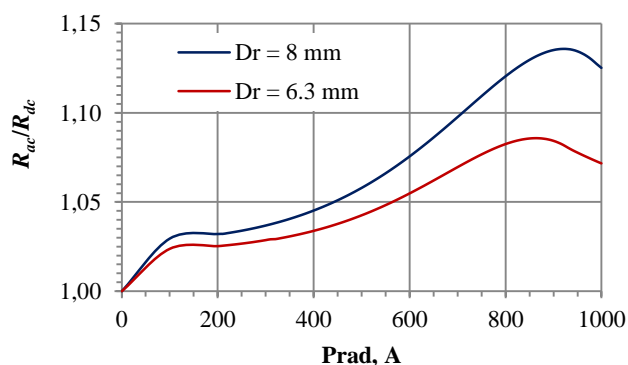
$$R_{ac} = \frac{P_{ac}}{I^2} \quad (5)$$

Wyznaczenie mocy  $P_{ac}$  wymaga rozwiązania równania bilansu ciepła przewodu [7]:

$$P_{ac} + P_S - P_C - P_R = 0 \quad (6)$$

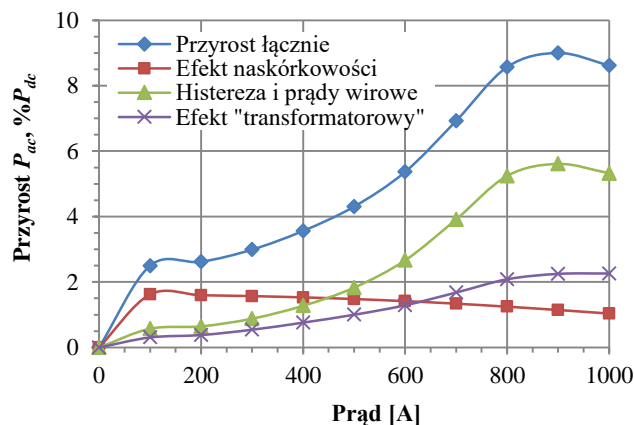
gdzie:  $P_{ac}$  – moc wydzielona w przewodzie w wyniku prądu płynącego przez przewód,  $P_S$  – moc zaabsorbowana przez przewód na skutek promieniowania słonecznego,  $P_C$  – moc oddawana z przewodu poprzez konwekcję,  $P_R$  – moc oddawana z przewodu poprzez promieniowanie,

Zależność stosunku  $R_{ac}/R_{dc}$  od średnicy rdzenia i wartości prądu płynącego w przewodzie z rdzeniem stalowym i trzema warstwami aluminiowymi pokazano na rysunku 2.



Rys. 2. Zależność stosunku  $R_{ac}/R_{dc}$  od wartości prądu płynącego przewodem i średnicy rdzenia stalowego

Na rysunku 3 pokazano natomiast wpływ poszczególnych zjawisk na przyrost mocy wydzielonej w przewodzie w wyniku przepływu prądu przemiennego, w stosunku do mocy wydzielonej w przewodzie przy przepływie prądu stałego.



Rys. 3. Wpływ zjawisk zachodzących w przewodzie przy przepływie prądu przemiennego na moc wydzieloną w przewodzie

#### 4. OBLICZENIA STRAT ENERGII W LINII

Jednym z głównych czynników decydujących o wyborze przewodów były straty energii w linii. Chwilowe straty mocy są proporcjonalne do rezystancji, a ta zależy zarówno od temperatury przewodu jak i prądu płynącego przez przewód. Obliczenie strat wymaga znajomości obu tych wielkości. Rozwiązując numerycznie równanie bilansu cieplnego przewodu otrzymuje się zarówno temperaturę przewodu jak i moc wydzieloną w przewodzie w wyniku prądu płynącego przewodem w danej chwili czasu – jest to jednocześnie moc chwilowych strat w przewodzie.

Całkowite jednostkowe (na jednostkę długości) straty mocy w jednym torze linii oblicza się jako iloczyn liczby faz, liczby przewodów w wiązce  $L_{pw}$  i mocy  $P_{ac}$  wydzielonej w pojedynczym przewodzie:

$$\Delta P_L(t) = 3 \cdot L_{pw} \cdot P_{ac}(t) \quad (7)$$

Przyjmując  $\Delta t = 1$  godz., a okres analizy 1 rok, oraz zakładając, że wartość prądu płynącego linią i warunki atmosferyczne są stałe w czasie  $\Delta t$ , jednostkowe straty energii w linii można obliczyć z zależności:

$$\Delta E_L = 3 \cdot L_{pw} \cdot \sum_{t=1}^{t=8760} P_{ac}(t) \quad (8)$$

Obliczenia strat energii wykonano przy założeniu, że w linii z projektowanymi przewodami płynie taki sam prąd jak w rzeczywistych liniach przesyłowych: Kozienice – Miłosna (KOZ-MIL), Rogowiec – Płock (ROG-PLO) i Płock – Grudziądz (PLO-GRU). Do obliczeń strat energii przyjęto wartości prądu płynącego w tych liniach zarejestrowane w 60-minutowych interwałach w okresie od 1 grudnia 2014 r. do 30 listopada 2015. Warunki atmosferyczne (temperatura powietrza, prędkość i kierunek wiatru oraz natężenie bezpośredniego i rozproszonego promieniowania słonecznego) w poszczególnych godzinach ustalone na podstawie pomiarów w stacjach meteorologicznych położonych najbliżej linii, dla których wykonywano obliczenia. Maksymalne i średnie wartości prądu płynącego w poszczególnych liniach zestawiono w tabelicy 2.



Tablica 2. Maksymalne i średnie wartości prądu płynącego liniach

Linia	Prąd maksymalny [A]	Prąd średni [A]
KOZ-MIL	1404,7	449,8
ROG-PLO	1217,2	525,9
PLO-GRU	1001,9	315,8

W tablicy 3 zestawiono przykładowe wyniki obliczeń strat energii w ww. liniach z wiązkami wykonanymi z dotychczas stosowanych przewodów tj.:  $2 \times \text{AFL 8-525}$ ,  $3 \times \text{AFL 8-350}$  i  $3 \times 408\text{-AL1F/34-UHST}$  (przewody referencyjne) oraz z wiązkami wykonanymi z przewodów niskostratnych tj.:  $3 \times 468/24\text{-A1F/UHST-261}$  i  $4 \times 350/24\text{-A1F/UHST-227}$ . W tablicy zamieszczono też wielkość ograniczenia strat w liniach z przewodami niskostratnymi, w stosunku do strat w liniach z przewodami referencyjnymi.

Tablica 3. Wyniki obliczeń strat energii w liniach 400 kV z przewodami referencyjnymi oraz z przewodami niskostratnymi

Linia	Przewody referencyjne			Przewody wybrane	
	$2 \times \text{AFL 8-525}$	$\text{AFL 8-350}$	$408\text{-AL1F/34-UHST}$	$468/24\text{-A1F/UHST-261}$	$350/24\text{-A1F/UHST-227}$
	Straty energii w linii, [MWh/km/rok]				
KOZ-MIL	211,6	198,9	175,0	153,0	148,5
ROG-PLO	245,3	230,8	203,0	177,7	172,8
PLO-GRU	101,0	95,1	83,6	73,3	71,4
	Ograniczenie strat w stosunku do strat w linii z przewodami $3 \times 2 \times \text{AFL 8-525}$ , [%]				
KOZ-MIL	6,0	17,3	27,7	29,8	
ROG-PLO	5,9	17,2	27,6	29,6	
PLO-GRU	5,8	17,2	27,4	29,3	
	Ograniczenie strat w stosunku do strat w linii z przewodami $3 \times 3 \times \text{AFL 8-350}$ , [%]				
KOZ-MIL			12,0	23,1	25,4
ROG-PLO			12,0	23,0	25,1
PLO-GRU			12,1	22,9	25,0
	Ograniczenie strat w stosunku do strat w linii z przewodami $3 \times 3 \times 408\text{-AL1F/34-UHST}$ [%]				
KOZ-MIL				12,6	15,1
ROG-PLO				12,5	14,9
PLO-GRU				12,4	14,7

Z porównania wielkości ograniczenia strat w poszczególnych liniach wynika, że względne ograniczenie strat w niewielkim stopniu zależy od obciążenia linii.

### REDUCING ENERGY LOSSES IN POWER TRANSMISSION LINES THROUGH THE USE OF NEW LOW-LOSS CONDUCTORS

The article presents selected results of studies carried out for the transmission network operator on the construction of new, low-loss conductors intended for use in overhead power lines. Developed and treated multi-criteria analysis of new types of conductors steel-aluminium (ACSR), homogeneous alloy matrix aluminium (AAAC) Alloy-aluminium (ACAR) and using conductive cores made of copper based alloys, intended for use in bundles of 3-wire on existing towers and bundles of 3- and 4-wire on the new towers. We examined 80 projects of wires. The article discusses the impact of construction on the conductor resistance for alternating current and energy loss. We also compared the energy losses in power transmission lines equipped with bundles made of low-loss conductors with losses in the lines equipped with the currently applied wires. The use of the transmission lines with new low-loss conductors allows the reduction of energy losses in transmission lines by up to 30%, compared to the reference conductors (currently used)

**Keywords:** power transmission lines, conductors for overhead lines, reduction of energy losses.

## 4. WNIOSKI KOŃCOWE

Zastosowanie w liniach przesyłowych opracowanych, nowych, niskostratnych przewodów umożliwi ograniczenie strat w sieciach przesyłowych o około 12% do 15% w stosunku do strat w liniach z wiązkami wykonanymi z przewodu 408-AL1F/34-UHST, a w stosunku do linii z wiązkami wykonanymi z przewodów AFL 8-525 i AFL 8-350 nawet o 25% do 30%.

Praktyczne zastosowanie ww. przewodów niskostratnych wymaga, w przypadku wiązek 4-przewodowych, wykorzystania nowej generacji konstrukcji wsporczych. Szersze omówienie wszystkich problemów dotyczących analizowanej w artykule problematyki zostało zamieszczone w pracy [8].

## 5. BIBLIOGRAFIA

1. T. Knych: Elektroenergetyczne przewody napowietrzne. Teoria – materiały – aplikacje, Wydaw. Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica, 2010.
2. PN-EN 50182:2002 Przewody do linii napowietrznych - Przewody z drutów okrągłych skręconych współosiowo.
3. PN-EN 62219:2003 Przewody elektryczne do linii napowietrznych - Przewody skręcone warstwowo z drutów profilowych.
4. V.T. Morgan and C.F. Price: Magnetic properties in axial 50 Hz fields of steel core wire for overhead conductors”, Proc. IEE, Vol. 116, No. 10, pp. 1681-1694, 1969.
5. Zaborszky J.: Skin and Spiraling Effect in Stranded Conductors, AIEE Trans. PAS, Vol 72, January 1953, pp. 599-603, ISSN: 0097-24-60, DOI: 10.1109/AIEEPAS.1953.4498672.
6. Alternating current resistance of helically stranded conductors, CIGRE Technical Brochure 345, Paris, April 2008 ISBN: 978-2-85873-033-9.
7. Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines, CIGRE Technical Brochure 601, Paris, December 2014, ISBN: 978-2-85873-302-6.
8. T. Knych i in.: Opracowanie nowego rozwiązania systemu przewodów niskostratnych do przesyłu energii elektrycznej do linii elektroenergetycznych NN, (Etap II), Praca badawcza AGH w Krakowie, Kraków, grudzień 2016

## OKREŚLENIE STABILNOŚCI KĄTOWEJ SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO NA PODSTAWIE PRZEBIEGÓW MOCY CHWILOWEJ PRZY ZAKŁÓCENIACH ZWARCIOWYCH

**Piotr PRUSKI, Stefan PASZEK**

Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki  
tel.: 32 237 1229, e-mail: piotr.pruski@polsl.pl, stefan.paszek@polsl.pl

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono wyniki obliczeń elektromechanicznych wartości własnych (związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi) macierzy stanu systemu elektroenergetycznego (SEE) uzyskiwanych na podstawie analizy przebiegów nieustalonych mocy chwilowej zespołów wytwórczych. Analizowano zakłócenia w postaci krótkotrwałego zwarcia małoprądowego w różnych liniach przesyłowych SEE. Wykorzystana metoda obliczeń wartości własnych polega na aproksymacji analizowanych przebiegów mocy chwilowej za pomocą przebiegów będących superpozycją składowych modalnych związanych z poszukiwanymi wartościami własnymi. Aproksymację tę sprowadzono do minimalizacji funkcji celu określonej jako błąd średniokwadratowy, występujący między przebiegiem aproksymowanym i aproksymującym. Uzyskano zadowalającą dokładność obliczeń wszystkich elektromechanicznych wartości własnych.

**Słowa kluczowe:** system elektroenergetyczny, stabilność kąтова, elektromechaniczne wartości własne, stany nieustalone.

### 1. WSTĘP

Jednym z podstawowych warunków poprawnej pracy systemu elektroenergetycznego (SEE) jest zachowanie jego stabilności kątowej. Utrata stabilności kątowej SEE może być przyczyną wystąpienia poważnej awarii systemowej, powodującej pozbawienie zasilania bardzo dużej liczby odbiorców. Jako miarę stabilności kątowej SEE można przyjąć wskaźniki stabilności kątowej [1, 2, 3, 4, 5], obliczane na podstawie wartości własnych macierzy stanu SEE związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi (*elektromechanicznych wartości własnych*). Ocenę stabilności kątowej SEE można więc sprowadzić do obliczenia tych wartości własnych.

Te wartości własne można obliczyć na podstawie macierzy stanu modelu matematycznego SEE zlinearyzowanego w ustalonym punkcie pracy, jednak w tym przypadku wyniki obliczeń zależą pośrednio od przyjętych modeli poszczególnych elementów SEE i wartości ich parametrów. Wykorzystywane w obliczeniach modele matematyczne i wartości ich parametrów często nie są dostatecznie dokładne i wiarygodne [2, 3, 4, 5, 6].

Elektromechaniczne wartości własne można również obliczyć z dobrą dokładnością na podstawie analizy przebiegów nieustalonych wielkości elektromechanicznych (np. mocy chwilowej lub prędkości kątowej zespołów wytwórczych), które pojawiają się w SEE po różnych zakłóceniach [2, 3, 4, 5, 7]. Wówczas na wyniki obliczeń nie wpływa

przyjęty model SEE i jego parametry, tylko rzeczywisty, aktualny stan pracy SEE [2, 3, 4].

Celem niniejszej pracy jest obliczenie elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu SEE na podstawie analizy przebiegów zakłóceniewych mocy chwilowej generatorów zespołów wytwórczych SEE przy zakłóceniu w postaci krótkotrwałego zwarcia małoprądowego występującego w różnych liniach przesyłowych SEE.

### 2. ZLINEARYZOWANY MODEL SEE

Zlinearyzowany w ustalonym punkcie pracy model SEE opisany jest równaniem stanu i równaniem wyjścia [2, 3, 4, 5]:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u, \quad (1)$$

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u, \quad (2)$$

gdzie:  $\Delta x$ ,  $\Delta u$ ,  $\Delta y$  – wektory odchyłek od wartości ustalonych odpowiednio: zmiennych stanu, zmiennych wejściowych (wymuszeń) i zmiennych wyjściowych,  $A$  – macierz stanu. Elementy macierzy  $A$ ,  $B$ ,  $C$  i  $D$  z równania stanu (1) i równania wyjścia (2) SEE są obliczane dla ustalonego stanu jego pracy [2, 3, 4].

Przebiegi czasowe wielkości wyjściowych zlinearyzowanego modelu SEE można obliczyć, całkując numerycznie równanie (1). Znanych jest wiele metod całkowania numerycznego, m.in.: metoda prostokątów, trapezów, Simpsona, Rungego-Kutty, Fehlberga i Gears [3, 8]. Przebiegi te można także obliczyć na podstawie wartości własnych i wektorów własnych macierzy stanu  $A$ . Przebieg każdej wielkości wyjściowej stanowi superpozycję składowych modalnych zależnych od wartości własnych i wektorów własnych macierzy  $A$  [2, 3, 4, 5].

Przy zakłóceniu w postaci impulsu Diraca w przebiegu  $j$ -tej wielkości wyjściowej  $\Delta u_j(t) = \Delta U \delta(t-t_0)$ , gdzie  $\Delta U$  oznacza energię impulsu, przebieg  $i$ -tej wielkości wyjściowej (przy  $D = \mathbf{0}$  i założeniu występowania tylko jednokrotnych wartości własnych) ma postać [2, 3, 5]:

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

gdzie:  $\lambda_h = \alpha_h + j\nu_h$  –  $h$ -ta wartość własna macierzy stanu,  $M_{ih}$  – zespolone amplitudy poszczególnych składowych modalnych równe w tym przypadku czynnikiem udziału  $F_{ih}$  [2, 3, 4, 5]  $h$ -tych wartości własnych w przebiegach  $i$ -tych zmiennych wyjściowych,  $n$  – wymiar macierzy  $\mathbf{A}$ ,  $t_0$  – chwila wystąpienia zakłócenia.

Odpowiedzi SEE na niektóre krótkotrwałe małe zakłócenia często występujące w SEE (np. zwarcia małoprądowe) są zbliżone co do kształtu do odpowiedzi SEE na impuls Diraca po pewnym czasie od chwili  $t_0$ . Z przeprowadzonych badań wynika, że po czasie od chwili  $t_0$  równym od około 0,3 s do około 1,2 s, przebiegi elektromechanicznych wielkości wyjściowych można obliczyć z zadowalającą dokładnością na podstawie wzoru (3). W przypadku takich zakłóceń nie można obliczyć czynników udziału  $F_{ih}$ . W każdym przypadku możliwe jest natomiast obliczenie współczynników korelacji  $h$ -tej wartości własnej i  $k$ -tej zmiennej stanu [9]:

$$K_{kh} = v_{h(k)} w_{h(k)}, \quad (4)$$

gdzie:  $v_{h(k)}$ ,  $w_{h(k)}$  –  $k$ -ty element odpowiednio  $h$ -tego prawostronnego i lewostronnego wektora własnego.

We wzorze (4) element lewostronnego wektora własnego określa obserwowalność  $h$ -tej składowej modalnej (związanej z  $h$ -tą wartością własną) w  $k$ -tej zmiennej stanu. Element prawostronnego wektora własnego określa wpływ  $k$ -tej zmiennej stanu na  $h$ -tą składową modalną. Wartość ich iloczynu  $K_{kh}$  jest więc miarą korelacji między  $k$ -tą zmienną stanu i  $h$ -tą składową modalną [9].

Współczynniki korelacji  $K_{kh}$  są w przybliżeniu proporcjonalne do amplitud  $M_{ih}$  odpowiednich składowych modalnych w przebiegu  $i$ -tej zmiennej wyjściowej silnie związanej z  $k$ -tą zmienną stanu. W modelach SEE często prędkości kątowe zespołów wytwórczych są zmiennymi stanu, a ich moce chwilowe są zmiennymi wyjściowymi. Moc chwilowa zespołu wytwórczego jest silnie powiązana z jego prędkością kątową, ponieważ na prędkość kątową generatora mają wpływ głównie moment napędowy pochodzący z turbiny i moment obciążenia proporcjonalny do mocy czynnej, wydawanej przez generator [9]. W  $i$ -tym wierszu macierzy  $\mathbf{C}$ , odpowiadającym mocy chwilowej generatora, największą co do modułu wartość ma element  $k$ -tej kolumny odpowiadający prędkości kątowej tego generatora. Wartości pozostałych elementów tego wiersza są znacznie mniejsze co do modułu, jednak na ogół różne od zera.

### 2.1. Elektromechaniczne wartości własne SEE

W przebiegach zakłóceńowych mocy chwilowej zespołów wytwórczych SEE dominują oscylacyjne składowe modalne związane z elektromechanicznymi wartościami własnymi. Są to zespolone, parami sprzężone wartości własne.

Ich części rzeczywiste określają tłumienie związanych z nimi składowych modalnych. Tłumienie występuje, gdy część rzeczywista wartości własnej jest ujemna; im jest ona mniejsza, tym większe jest tłumienie [2, 3, 4, 5].

Moduły części urojonych tych wartości własnych równe są pulsacjom oscylacji związanych z nimi składowych modalnych i mieszczą się zwykle w przedziale (0,63÷12,6) rad/s, co odpowiada zakresowi częstotliwości (0,1÷2) Hz [2, 3, 4, 5].

Te wartości własne w różny sposób ingerują w przebiegach zakłóceńowych wielkości wyjściowych poszczególnych zespołów wytwórczych, co związane jest z różnymi wartościami ich zespolonych, parami sprzężonych czynników udziału [2, 3, 4, 5].

## 3. METODA OBLICZEŃ WARTOŚCI WŁASNYCH

W obliczeniach wykorzystano przebiegi zakłóceńowe odchyłek mocy chwilowych  $\Delta P$  zespołów wytwórczych, występujące po symetrycznym zwarcium małoprądowym (przez dużą impedancję) w jednej z linii przesyłowych SEE.

Przebiegi  $\Delta P$  obliczane są na podstawie przebiegów napięć i prądów twornika generatora (fazowych lub osiowych, czyli obliczonych poprzez transformację Parka [10]).

Wykorzystana metoda obliczeń elektromechanicznych wartości własnych polega na aproksymacji przebiegów zakłóceńowych mocy chwilowej poszczególnych zespołów wytwórczych na podstawie wyrażenia (3). Wartości własne i amplitudy związanych z nimi składowych modalnych w analizowanym przebiegu są nieznanymi parametrami tej aproksymacji. Parametry te dobierane są iteracyjnie, aby zminimalizować wartość funkcji celu, określonej jako błąd średniokwadratowy  $\varepsilon_w$ , występujący między przebiegiem aproksymowanym a aproksymującym [5]:

$$\varepsilon_w(\boldsymbol{\lambda}, \mathbf{M}) = \sum_{l=1}^N \left( \Delta P_{m(l)} - \Delta P_{a(l)}(\boldsymbol{\lambda}, \mathbf{M}) \right)^2, \quad (5)$$

gdzie:  $\boldsymbol{\lambda}$  – wektor wartości własnych,  $\mathbf{M}$  – wektor amplitud składowych modalnych,  $\Delta P$  – analizowany przebieg odchyłki mocy chwilowej,  $l$  – numery próbek przebiegów,  $N$  – liczba próbek przebiegów, indeks „ $m$ ” oznacza przebieg aproksymowany, a indeks „ $a$ ” – przebieg aproksymujący, obliczony na podstawie (3). Wartości własne o małych amplitudach  $\mathbf{M}$  w analizowanym przebiegu są pomijane w obliczeniach.

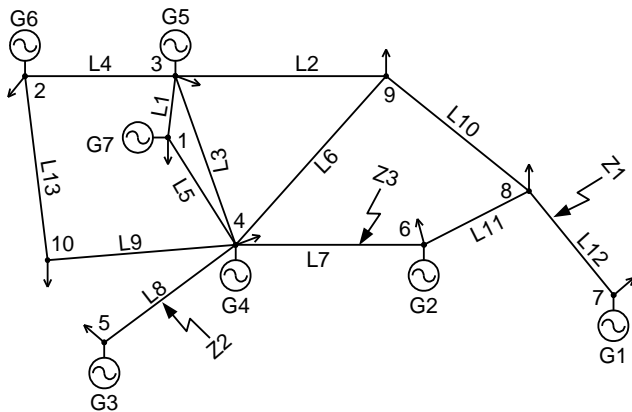
Do minimalizacji funkcji celu (5) wykorzystano hybrydowy algorytm optymalizacyjny, będący szeregowym połączeniem algorytmów genetycznego i gradientowego. Wyniki uzyskane przy użyciu algorytmu genetycznego stanowią punkt startowy dla algorytmu gradientowego. Eliminuje to podstawowe wady obu algorytmów.

Moduły współczynników korelacji wartości własnych w przebiegach poszczególnych zmiennych wyjściowych, obliczane dla zakłócenia zwarciego przy użyciu wzoru (4), są tylko w przybliżeniu proporcjonalne do amplitud odpowiednich składowych modalnych w tych przebiegach. Dlatego konieczny jest dobór szerokich zakresów poszukiwań amplitud poszczególnych składowych modalnych.

Z powodu występowania dużej ilości minimów lokalnych funkcji celu, w których algorytm optymalizacyjny może utknąć, proces aproksymacji przeprowadzono wielokrotnie na podstawie tego samego przebiegu. 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 nie odrzuconych w kolejnych obliczeniach [2, 3, 4, 5].

## 4. PRZYKŁADOWE OBLICZENIA

Przykładowe obliczenia przeprowadzono dla 7-maszynowego testowego SEE CIGRE przedstawionego na rysunku 1. Analizowano przebiegi występujące po zakłóceniu w postaci krótkotrwałego zwarcia małoprądowego w jednej z linii przesyłowych SEE (miejsca zwarcia oznaczono jako „Z1”, „Z2” i „Z3” na rysunku 1).



Rys. 1. Analizowany 7-maszynowy SEE CIGRE [11]

W obliczeniach wykorzystano modele: generatora synchronicznego GENROU z nieliniową charakterystyką magnesowania [11, 12, 13], statycznego układu wzbudzenia, pracującego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [11], turbiny parowej IEEEG1 [13] i stabilizatora systemowego PSS3B [11, 13].

Wartości własne macierzy stanu SEE (wszystkie, w tym elektromechaniczne) można obliczyć bezpośrednio na podstawie modelu i parametrów SEE w programie Matlab-Simulink. Obliczone w ten sposób elektromechaniczne wartości własne są nazywane w artykule *oryginalnymi wartościami własnymi*. Porównanie wartości własnych obliczonych na podstawie minimalizacji funkcji celu (5) i oryginalnych wartości własnych przyjęto jako miarę dokładności obliczeń [2, 3, 4, 5]. W tab. 1 przedstawiono oryginalne wartości własne analizowanego SEE CIGRE.

Tablica 1. Oryginalne wartości własne SEE CIGRE

$\lambda_1, 1/s$	$-0,8763 \pm j10,4448$	$\lambda_4, 1/s$	$-0,5274 \pm j8,7481$
$\lambda_2, 1/s$	$-0,8324 \pm j10,6182$	$\lambda_5, 1/s$	$-0,4165 \pm j7,8724$
$\lambda_3, 1/s$	$-0,7627 \pm j9,6686$	$\lambda_6, 1/s$	$-0,1888 \pm j6,5421$

W tab. 2 przedstawiono błędy bezwzględne  $\Delta\lambda$  obliczeń elektromechanicznych wartości własnych SEE CIGRE na podstawie analizy przebiegów zakłóceńowych odchylek mocy chwilowych  $\Delta P$  poszczególnych zespołów wytwórczych. Błędy te są wynikami końcowymi obliczeń i stanowią średnie arytmetyczne błędów uzyskanych wyników obliczeń kolejnych wartości własnych na podstawie przebiegów poszczególnych zespołów. Obliczone średnie wartości własne nie uwzględniają wyników o częściach rzeczywistych lub urojonych znacznie różniących się od pozostałych wyników obliczeń [4].

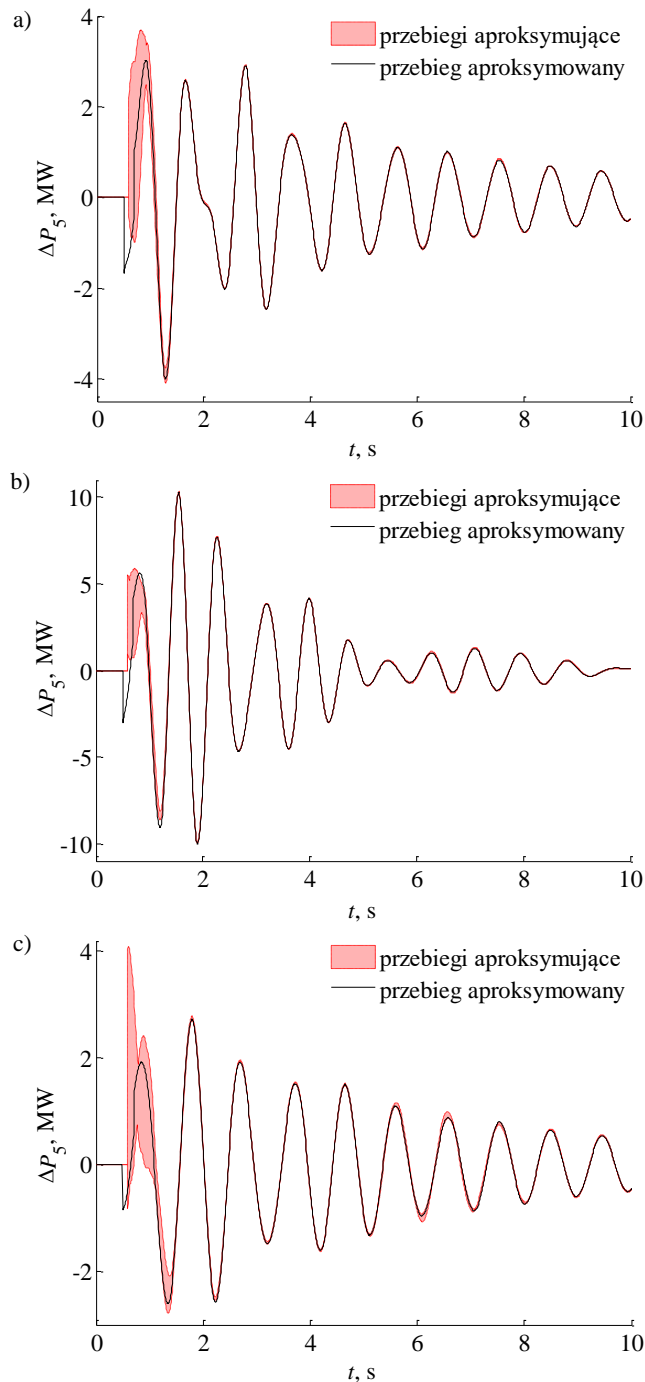
Tablica 2. Błędy bezwzględne obliczeń wartości własnych

Wart. własne	Zwarcie w linii		
	L7	L8	L12
$\Delta\lambda_1, 1/s$	$0,0471 \mp j0,1505$	$-0,1440 \mp j1,8869$	$0,1371 \mp j1,8306$
$\Delta\lambda_2, 1/s$	$-0,0377 \mp j0,3670$	$-0,0070 \mp j0,0073$	$-0,3072 \mp j0,6996$
$\Delta\lambda_3, 1/s$	$-0,0761 \mp j0,8663$	$-0,0553 \mp j0,0142$	$0,0598 \mp j0,9085$
$\Delta\lambda_4, 1/s$	$-0,0293 \mp j0,0436$	$0,0242 \mp j0,2642$	$-0,0006 \mp j0,0007$
$\Delta\lambda_5, 1/s$	$-0,1326 \mp j0,9127$	$0,0068 \mp j0,0302$	$-0,0400 \mp j0,7944$
$\Delta\lambda_6, 1/s$	$-0,0179 \mp j0,0078$	$-0,0162 \mp j0,0447$	$0,0128 \mp j0,1648$

Z tab. 2 wynika, że w większości przypadków uzyskano zadowalającą dokładność obliczeń elektromechanicznych wartości własnych. Błędy obliczeń były na ogół większe dla

wartości własnych związanych z silnie tłumionymi składowymi modalnymi.

Przykładowo na rysunku 2 przedstawiono przebiegi zakłócenia mocy chwilowej  $\Delta P$  zespołu G5 dla wszystkich analizowanych miejsc zwarcia oraz pasma przebiegów aproksymujących, odpowiadających nieodrzuconym wynikom obliczeń. Pasma to określa zakres zmian mocy chwilowej, w którym zawierają się wszystkie przebiegi aproksymujące, odpowiadające poszczególnym wynikom obliczeń.



Rys. 2. Przebiegi mocy chwilowej zespołu G5 przy zwarcie w linii: L7 (a), L8 (b) i L12 (c).

Z rysunku 2 wynika, że dokładność aproksymacji przebiegów jest dobra w czasie po zaniknięciu silnie tłumionych składowych modalnych nie związanych z elektromechanicznymi wartościami własnymi.

## 5. PODSUMOWANIE

Przeprowadzone badania pozwoliły na sformułowanie następujących wniosków:

- Możliwe jest obliczenie z dobrą dokładnością elektromechanicznych wartości własnych na podstawie analizy przebiegów nieustalonych mocy chwilowej występujących po zakłóceniu zwarciowym w jednej z linii przesyłowych SEE. Dobrą dokładność obliczeń uzyskiwano w przypadku wartości własnych związanych ze słabo tłumionymi składowymi modalnymi. Znaczenie słabo tłumionych składowych modalnych dla stabilności kątowej SEE jest dużo większe, niż znaczenie silnie tłumionych składowych modalnych. Mniejsza dokładność obliczeń wartości własnych związanych z silnie tłumionymi składowymi modalnymi może wynikać z szybszego zanikania tych składowych modalnych, a także konieczności przyjęcia szerokich zakresów poszukiwań ich amplitud  $M_{ih}$ .
- Dokładność obliczeń wartości własnych zależy od miejsca wystąpienia zwarcia. Zwykle jest ona lepsza w przypadku przebiegów mocy chwilowej zespołów znajdujących się bliżej miejsca zwarcia, jeżeli obliczane wartości własne mają stosunkowo duże moduły współczynników korelacji w tych przebiegach. Powodem może być fakt, że zwarcie występujące blisko zespołu wytwórczego wpływa na przebiegi jego mocy chwilowej w sposób bardziej bezpośredni, a wpływ pozostałych zespołów wytwórczych na te przebiegi jest wtedy mniejszy.
- Zastosowana metoda obliczeń umożliwia określenie, w których zespołach wytwórczych SEE ingerują w sposób znaczący słabo tłumione składowe modalne zagrażające stabilności kątowej SEE. Odpowiedni dobór parametrów stabilizatorów systemowych w tych zespołach pozwala na zmniejszenie części rzeczywistych tych wartości własnych, co powoduje poprawę stabilności kątowej SEE.

## 6. 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.

2. Pruski P., Paszek S.: Assessment of Polish Power System angular stability based on analysis of different disturbance waveforms, Bulletin of the Polish Academy of Sciences: Technical Sciences, No. 63, Vol. 2, 2015, pp. 435–441.
3. Pruski P., Paszek S.: Analiza modalna wybranych przebiegów zakłóceń w systemie elektroenergetycznym. Wyznaczanie wskaźników stabilności kątowej, Monografia nr 592, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2016.
4. Pruski P., Paszek S.: Obliczenia elektromechanicznych wartości własnych na podstawie przebiegów mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołów wytwórczych przy zakłóceniu skokowym, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, nr 42, 2015, s. 43-46.
5. Pruski P., Paszek S.: Calculations of electromechanical eigenvalues based on instantaneous power waveforms, Przegląd Elektrotechniczny, No. 4, 2014, pp. 214-217.
6. Cetinkaya H.B., Ozturk S., Alboyci B.: Eigenvalues Obtained with Two Simulation Packages (SIMPOW and PSAT) and Effects of Machine Parameters on Eigenvalues, Proc. of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference MELECON 2004, Vol. 3, pp. 943-946.
7. Saitoh H., Miura K., Ishioka O., Sato H., Toyoda J.: On-line modal analysis based on synchronized measurement technology, Proc. of International Conference on Power System Technology, 2002, pp. 817–822.
8. Baron B., Piątek Ł.: Metody numeryczne w C++ Builder. Helion, Gliwice 2004.
9. J. Machowski, J. Bialek, J. Bumby: Power System Dynamics. Stability and Control, John Wiley & Sons, Chichester, New York, 2008.
10. Paszek W.: Dynamika maszyn elektrycznych prądu przemiennego, Helion, 1998.
11. Paszek S.: Wybrane metody oceny i poprawy stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego, Monografia nr 357, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2012.
12. de Mello F. P., Hannett L. H.: Representation of Saturation in Synchronous Machines, IEEE Transactions on Power Systems 1986, Vol. PWR-1, November, No. 4, pp. 8-18.
13. Power Technologies, a Division of S&W Consultants Inc.: Program PSS/E Application Guide, Siemens Power Technologies Inc., 2002.

## ASSESSMENT OF POWER SYSTEM ANGULAR STABILITY BASED ON INSTANTANEOUS POWER WAVEFORMS AT SHORT-CIRCUIT DISTURBANCES

The paper presents the results of calculations of the electromechanical eigenvalues (associated with electromechanical phenomena) of the power system (PS) state matrix based on analysis of the instantaneous power transient waveforms of the PS generating units. There were analysed the disturbances in the form of a symmetrical low-current short-circuit in different PS transmission lines. In the PS model used there was taken into account influence of a central frequency regulator. The method for eigenvalue calculations used in the paper consists in approximation of the analysed instantaneous power waveforms with the waveforms being a superposition of modal components associated with the searched eigenvalues. The approximation consists in minimisation of the objective function defined as the mean square error that occurs between the approximated and approximating waveforms. For the minimisation of the so-defined objective function a hybrid optimisation algorithm being a serial connection of the genetic and gradient algorithms was used. This connection eliminates the basic drawbacks of those both algorithms. To avoid calculation errors occurring when the optimisation algorithm gets stuck in the objective function local minimum, calculations of the eigenvalues for each disturbance waveform were performed repeatedly. The calculation results with the objective function values larger than a certain assumed limit were rejected. The arithmetic means of the not rejected results were assumed to be the final calculation results of the real and imaginary parts of particular eigenvalues.

**Keywords:** power system, angular stability, electromechanical eigenvalues, transient states.

## OPTIMALIZACJA ROJOWA NASTAW PRZESUWNIKÓW FAZOWYCH W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Roman KORAB<sup>1</sup>, Robert OW CZAREK<sup>2</sup>, Marcin POŁOMSKI<sup>3</sup>

1. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów  
e-mail: roman.korab@polsl.pl
2. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów  
e-mail: robert.owczarek@polsl.pl
3. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektrotechniki i Informatyki  
e-mail: marcin.polomski@polsl.pl

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono zastosowanie algorytmu rojowego PSO do optymalizacji nastaw grupy przesuwników fazowych w systemie elektroenergetycznym. Jako kryterium optymalizacji zastosowano minimalizację strat mocy czynnej w sieci testowej IEEE 118. Przeanalizowano wpływ maksymalnej dozwolonej prędkości cząstek na efektywność algorytmu optymalizacji. Wyniki badań pokazują ważność tego parametru.

**Słowa kluczowe:** system elektroenergetyczny, przesuwnik fazowy, optymalizacja rojem cząstek, straty mocy czynnej.

### 1. WSTĘP

W odpowiedzi na rosnący problem przepływów nieplanowych [1, 2, 3], coraz większa liczba operatorów systemów przesyłowych w Europie wyposaża swoje systemy w przesuwniki fazowe (ang. *Phase Shifting Transformers* – PST). Urządzenia tego typu są już zainstalowane m.in. w wybranych liniach transgranicznych na przekrojach Polska–Niemcy i Czechy–Niemcy, a w najbliższych latach będą instalowane w kolejnych liniach wymiany w tym obszarze.

Przesuwniki PST są to specjalne transformatory, które zainstalowane w linii przesyłowej umożliwiają regulację kąta fazowego napięcia i tym samym zmianę przepływu mocy czynnej w linii. Ich zastosowanie pozwala na zwiększanie bądź zmniejszanie, w pewnym zakresie, przepływu mocy na danym połączeniu. Jednakże, jeśli kilka PST jest zainstalowanych geograficznie blisko siebie, możliwe są niekorzystne interakcje tych urządzeń [4, 5, 6]. W związku z tym użycie kilku PST z wzajemnym oddziaływaniem na sieć przesyłową musi być odpowiednio skoordynowane. Koordynacja grupy takich urządzeń prowadzi do problemu optymalizacji wielowymiarowej.

W artykule problem koordynacji PST został rozwiązany poprzez optymalizację nastaw PST, opartą na algorytmie roju cząstek (algorytmie rojowym, ang. *Particle Swarm Optimization* – PSO). Jako kryterium optymalizacji zastosowano minimalizację strat mocy czynnej w sieci testowej zawierającej 118 węzłów. Przeanalizowano wpływ maksymalnej dozwolonej prędkości cząstek na efektywność algorytmu optymalizacji.

### 2. ALGORYTM PSO

Algorytm PSO został zaproponowany w 1995 r. przez Kennedy'ego i Eberharta [7]. Algorytm jest inspirowany biologicznie i bazuje na zachowaniu społecznym roju zwierząt (na przykład ptaki czy ryby), które współpracują ze sobą w celu uzyskania korzystnej sytuacji (znalezienie pożywienia, ucieczka przed drapieżnikiem itd.).

Algorytm PSO pracuje na grupie cząstek (nazywanej rojem), będącej zbiorem potencjalnych rozwiązań problemu. Proces optymalizacji realizowany jest iteracyjnie i polega na znajdowaniu coraz to lepszych położenia cząstek w przestrzeni poszukiwań, i w rezultacie znalezienia położenia optymalnego (najlepszego rozwiązania), do którego zbiega się cała grupa (rój). Podczas procesu optymalizacji położenie każdej cząstki wyznaczone jest na podstawie jej wcześniejszych doświadczeń oraz doświadczeń całej grupy [8]. Położenie  $i$ -tej cząstki jest uaktualniane przez stochastyczną prędkość  $v_i$ . Takie podejście opisują poniższe zależności [9]:

$$v_{id}(k+1) = \omega \cdot v_{id}(k) + c_1 \cdot r_{1d}(k) \cdot [p_{id}(k) - x_{id}(k)] + c_2 \cdot r_{2d}(k) \cdot [p_{gd}(k) - x_{id}(k)] \quad (1)$$

$$x_{id}(k+1) = x_{id}(k) + v_{id}(k+1), \quad i = 1, 2, \dots, N ; d = 1, 2, \dots, D \quad (2)$$

gdzie:  $N$  – liczba cząstek roju,  $D$  – liczba zmiennych decyzyjnych,  $c_1, c_2$  – współczynniki przyspieszenia,  $r_1, r_2$  – liczby losowe z przedziału  $[0, 1]$ ,  $\omega$  – współczynnik bezwładności ruchu cząstki,  $x_i(k)$  – położenie  $i$ -tej cząstki w  $k$ -tym kroku iteracji,  $v_i(k)$  – prędkość  $i$ -tej cząstki w  $k$ -tym kroku iteracji,  $p_i(k)$  – dotychczasowe najlepsze położenie  $i$ -tej cząstki,  $p_g(k)$  – najlepsze położenie znalezione przez lidera roju,  $k$  – krok iteracji.

Współczynniki  $c_1, c_2$  kontrolują zakres ruchu cząstki w pojedynczej iteracji. W większości przypadków oba są identyczne. Współczynnik  $\omega$  odpowiada za równowagę pomiędzy zdolnością do globalnego i lokalnego

przeszukiwania obszaru możliwych rozwiązań. Jego duża wartość umożliwia globalne przeszukiwanie, natomiast mniejsza lokalne. Mnożnik ten może być stały lub ulegać zmianom w procesie optymalizacji [10].

W trakcie działania algorytmu PSO może dochodzić do sytuacji, w której cząstki wybiegają poza ograniczenia przestrzeni poszukiwań. Aby tego uniknąć zazwyczaj wprowadza się ograniczenia na prędkość [11]:

$$\begin{aligned} \text{jeżeli } v_{id}(k) > V_{d \max}, \text{ wtedy } v_{id}(k) &= V_{d \max} \\ \text{jeżeli } v_{id}(k) < -V_{d \max}, \text{ wtedy } v_{id}(k) &= -V_{d \max} \end{aligned} \quad (3)$$

gdzie:  $V_{d \max}$  – maksymalna prędkość cząstki dla zmiennej decyzyjnej  $d$ ,  $V_{d \min}$  – minimalna prędkość cząstki dla zmiennej decyzyjnej  $d$ ; zwykle przyjmuje się, że  $V_{d \min} = -V_{d \max}$ .

### 3. SFORMUŁOWANIE PROBLEMU

Zadanie optymalizacji polegało na poszukiwaniu optymalnych nastaw czterech PST przy minimalizacji strat mocy czynnej w całej sieci testowej. PST zainstalowane były w liniach na przekroju O1–O2 (linie 15–33 i 19–34) oraz O1–O3 (linie 23–24 i 30–38) (rys. 2). Granice przestrzeni poszukiwań określone były przez maksymalne i minimalne nastawy każdego PST. Matematycznie zadanie zostało sformułowane w następującej formie:

$$\min f(\mathbf{x}) = P_{str}, \quad \mathbf{x} \in \mathbb{R}^4 \quad (4)$$

przy ograniczeniach:

$$x_{d \min} \leq x_d \leq x_{d \max}, \quad d = 1, \dots, 4 \quad (5)$$

gdzie:  $f(\mathbf{x})$  – funkcja celu,  $P_{str}$  – straty mocy czynnej w sieci,  $\mathbf{x}$  – wektor zmiennych zawierający nastawy PST,  $\mathbb{R}^4$  – 4-wymiarowa rzeczywista przestrzeń wektorowa,  $x_d$  – nastawa  $d$ -tego przesuwnika,  $x_{d \min}$ ,  $x_{d \max}$  – minimalna i maksymalna nastawa  $d$ -tego przesuwnika.

W tak zdefiniowanym zadaniu, ze względu na brak formuły analitycznej opisującej zależność funkcji celu od zmiennych decyzyjnych (nastaw PST), problem ten musi być rozwiązany za pomocą metod, które opierają się wyłącznie na ocenie modelu symulacyjnego. Do rozwiązania sformułowanego problemu została użyta metoda oparta na algorytmie rojowym PSO. Zaletą tego algorytmu jest to, że do przeprowadzenia optymalizacji nie potrzebuje znajomości gradientu funkcji celu i daje duże prawdopodobieństwo znalezienia optimum globalnego [8].

Aby uniknąć sytuacji, w której, w procesie wyznaczania nastaw PST, algorytm optymalizacji „utyka” na skrajnych wartościach dopuszczalnego przedziału nastaw, zastosowano podejście z tzw. funkcją kary. Funkcja ta wprowadzana jest jako dodatkowy składnik funkcji celu. Matematycznie można to zapisać następująco:

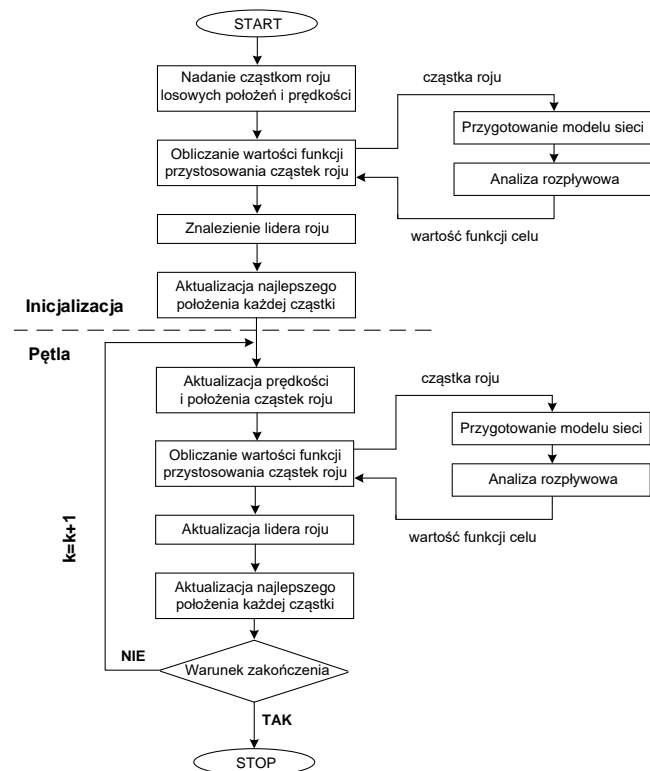
$$F(\mathbf{x}) = f(\mathbf{x}) + p(\mathbf{x}), \quad \mathbf{x} \in \mathbb{R}^4 \quad (6)$$

$$p(\mathbf{x}) = a \sum_{d=1}^4 x_d^2 \quad (7)$$

gdzie:  $F(\mathbf{x})$  – funkcja celu uwzględniająca funkcję kary,  $f(\mathbf{x})$  – oryginalna funkcja celu,  $p(\mathbf{x})$  – funkcja kary,  $a$  – stały współczynnik kary (dobierany eksperymentalnie).

### 4. METODA stepPSO

W badaniach zastosowano podejście bazujące na połączeniu klasycznej metody wyznaczania rozptyłu mocy (metody Newtona-Raphsona) do wyznaczenia stanu pracy sieci dla zadanych wartości nastaw PST oraz algorytmu rojowego PSO do optymalizacji nastaw PST. W opracowanej metodzie stepPSO nastawy PST podlegały zmianom skokowym, o wartość wynikającą ze zmiany kąta przypadającą na liczbę przełączanych zaczepek. Schemat blokowy opracowanej metody został przedstawiony na rysunku 1.

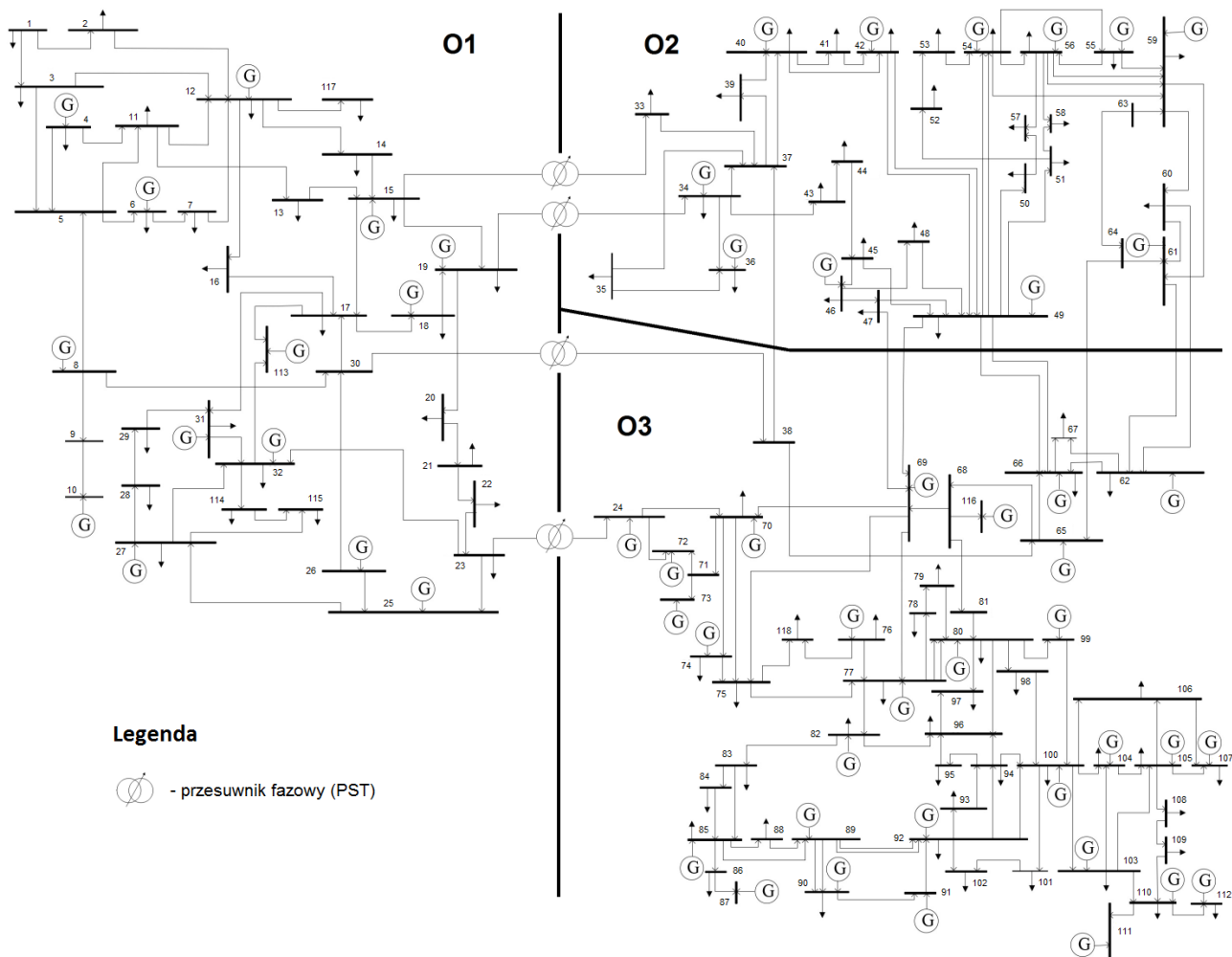


Rys. 1. Algorytm optymalizacji rojowej nastaw PST – metoda stepPSO

Do badań wykorzystana została sieć testowa IEEE 118 [12], zawierająca 118 węzłów oraz 186 gałęzi, w tym 9 transformatorów. Sieć została podzielona na trzy obszary (rys. 2). Węzeł sieci nr 69 był węzłem bilansującym.

Algorytm optymalizacji został zaimplementowany w środowisku Matlab. Do wyznaczania rozptyłu mocy wykorzystano, pracujący w środowisku Matlab, program Matpower [13].





Rys. 2. Schemat sieci testowej IEEE 118 [12] wraz z założoną lokalizacją PST i podziałem na trzy obszary

## 5. WYNIKI OBLICZEŃ DLA SIECI TESTOWEJ

Przyjęto następujące parametry algorytmu optymalizacji:

- współczynnik bezwładności ruchu cząstki  $\omega = 0,73$ ,
- współczynniki przyspieszenia  $c_1 = c_2 = 1,5$ ,
- maksymalna nastawa PST  $X_{\max} = 32$  zaczepty,
- minimalna nastawa PST  $X_{\min} = -X_{\max} = -32$  zaczepty,
- wartość skoku regulacji kąta  $20,1^\circ/32$  zaczepty,
- stały współczynnik kary  $a = 0,0017$ ,
- maksymalna liczba iteracji procesu optymalizacji 150.

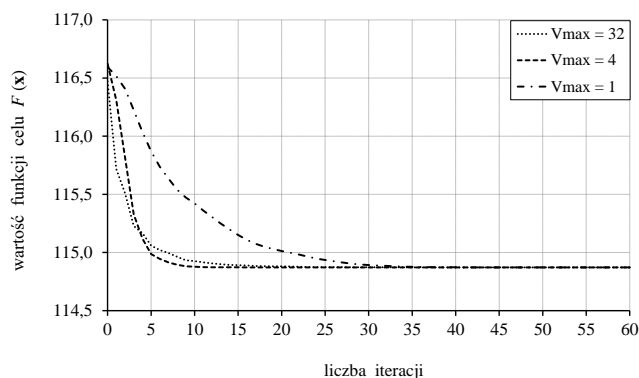
Wartości współczynników przyspieszenia oraz współczynnika bezwładności ruchu cząstki odpowiadały wartościom uzyskanym za pomocą metody wyznaczania współczynnika tłumienia [14]. Dla wszystkich analizowanych PST założono jednakowe maksymalne i minimalne nastawy. Efektywność algorytmu była testowana dla maksymalnej dozwolonej prędkości cząstek w zakresie od 32 do 1 (przy tym  $V_{\min} = -V_{\max}$ ) dla 40 cząstek roju.

W tablicach 1 i 2 oraz na rysunku 3 przedstawiono wyniki optymalizacji przy kryterium minimalizacji strat mocy czynnej w całej sieci testowej. Na podstawie tablicy 1 można zauważyć wyraźny wpływ ograniczeń prędkości na efektywność algorytmu optymalizacji (średnia liczba iteracji do uzyskania najlepszego rozwiązania). Na rysunku 3 widać zbieżność procesu optymalizacji.

Z tablicy 2 widać, że algorytm znalazł wartości nastaw PST, które pozwoliły na redukcję strat mocy czynnej w całej sieci testowej w stosunku do układu przed optymalizacją.

Tablica 1. Średnia liczba iteracji do znalezienia najlepszego rozwiązania dla różnych wartości maksymalnej dozwolonej prędkości  $V_{\max}$  (wartości średnie z 30 testów numerycznych)

	$V_{\max}$					
	32	16	8	4	3	1
Liczba iteracji	32	27	20	16	16	31



Rys. 3. Wykres zmian wartości funkcji celu (zależność (6)) w kolejnych iteracjach algorytmu optymalizacji rojowej dla liczby cząstek roju 40 dla różnych wartości  $V_{\max}$  (wartości średnie z 30 testów numerycznych)

Tablica 2. Zestawienie wyników optymalizacji

Obszar sieci testowej	Linia 15–33	Linia 19–34	Linia 23–24	Linia 30–38	$P_{bstr}^{1)}$	$P_{str}^{2)}$	$R^{3)}$
	PST1	PST2	PST3	PST4			
	zaczep	zaczep	zaczep	zaczep			
O1					MW	MW	%
O2	-3	-4	-5	11	34	36	-6
O3	(-1,9°)	(-2,5°)	(-3,1°)	(6,9°)	35	31	11
Całość					48	47	2
					117	115	2

- 1) Straty mocy czynnej w stanie bazowym układu (przed optymalizacją).
- 2) Straty mocy czynnej po optymalizacji.
- 3) Redukcja strat mocy czynnej w stosunku do układu bazowego.

## 6. PODSUMOWANIE

Użycie kilku PST zainstalowanych geograficznie blisko siebie w systemie elektroenergetycznym musi być skoordynowane w celu skutecznego wykorzystania tych urządzeń i uniknięcia ich niekorzystnych interakcji. W artykule problem koordynacji PST został rozwiązany poprzez optymalizację nastaw PST, opartą na algorytmie rojowym. Jako kryterium optymalizacji zastosowano minimalizację strat mocy czynnej w sieci testowej. Przeanalizowano wpływ maksymalnej dozwolonej prędkości cząstek na efektywność algorytmu optymalizacji. Stwierdzono wzrost efektywności algorytmu optymalizacji w przypadku ograniczenia prędkości cząstek  $V_{max}$  do około 10% maksymalnej wartości zmiennej  $X_{max}$ .

## 7. BIBLIOGRAFIA

1. Majchrzak H., Purchała K.: Przepływy nieplanowe i ich wpływ na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego, *Elektroenergetyka – Współczesność i Rozwój* 2012, nr 3–4, s. 8–15.
2. Position of ČEPS, MAVIR, PSE Operator and SEPS regarding the issue of Bidding Zones Definition, [http://www.pse.pl/uploads/pliki/Position\\_of\\_CEPS\\_MAVIR\\_PSEO\\_SEPS-Bidding\\_Zones\\_Definition.pdf](http://www.pse.pl/uploads/pliki/Position_of_CEPS_MAVIR_PSEO_SEPS-Bidding_Zones_Definition.pdf) (dostęp: luty 2017).
3. Joint study by ČEPS, MAVIR, PSE Operator and SEPS, Unplanned flows in the CEE region in relation to the common market area Germany-Austria,

- [http://www.pse.pl/uploads/pliki/Unplanned\\_flows\\_in\\_the\\_CEE\\_region.pdf](http://www.pse.pl/uploads/pliki/Unplanned_flows_in_the_CEE_region.pdf) (dostęp: luty 2017).
4. Bieroński S., Korab R., Owczarek R.: Wpływ regulacji przesuwników fazowych instalowanych w rejonie Europy Środkowo-Wschodniej na transgraniczne przepływy mocy, *Kwartalnik Elektryka* 2015, zeszyt 2, s. 7–22.
5. Korab R., Owczarek R.: Application of phase shifting transformers in the tie-lines of interconnected power systems, *Przegląd Elektrotechniczny* 2015, nr 8, s. 166–170.
6. Korab R., Owczarek R.: Impact of phase shifting transformers on cross-border power flows in the Central and Eastern Europe region, *Bulletin of the Polish Academy of Sciences, Technical Sciences* 2016, vol. 64, no. 1, pp. 127–133.
7. Kennedy J., Eberhart R.C.: Particle Swarm Optimization, *International Conference on Neural Networks*, Perth, Australia, 1995, pp. 1942–1948.
8. Szczepanik M.: Algorytm rojowy w optymalizacji układów mechanicznych. Monografia, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
9. Shi Y., Eberhart R.C.: A modified particle swarm optimizer, *International Conference on Evolutionary Computation*, Anchorage, Alaska, 4–9 May 1998, pp. 69–73.
10. Eberhart R.C., Shi Y.: Particle swarm optimization: developments, applications and resources, *Congress on Evolutionary Computation*, Seoul, Korea, 27–30 May 2001, pp. 81–86.
11. Kennedy J., Eberhart R.C.: *Swarm Intelligence*, Morgan Kaufmann Publishers, San Francisco 2001.
12. Power Systems and Evolutionary Algorithms, <http://www.al-roomi.org/power-flow/118-bus-system> (dostęp: luty 2017).
13. 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* 2011, vol. 26, no. 1, pp. 12–19.
14. Eberhart R.C., Shi Y.: Comparing inertia weights and construction factors in particle swarm optimization, *Congress on Evolutionary Computation*, San Diego, USA, July 2000, pp. 84–88.

## SWARM OPTIMIZATION OF SETTINGS OF PHASE SHIFTING TRANSFORMERS IN A POWER SYSTEM

In response to the growing problem of unscheduled flows, a larger and larger number of transmission system operators in Europe equip their systems with phase shifting transformers (PSTs). PSTs are special transformers which installed in a transmission line enable regulation of the voltage phase angle and thereby change of the active power flow in the line. However, the use of several PSTs installed geographically close to each other must be coordinated in order to efficiently use those devices and avoid their adverse interactions. The coordination of a group of such devices leads to a multidimensional optimization problem. In this paper, the coordination problem was solved by optimization of settings of all analyzed PSTs, based on the swarm algorithm. This approach was examined and tested on an IEEE 118-bus test system. The minimization of active power losses in this system was used as the optimization criterion. The impact of maximum allowed velocity of particles on the effectiveness of the optimization algorithm was analyzed. The result shows that the improved effectiveness of the proposed approach can be obtained by careful selection of this parameter.

**Keywords:** power system, phase shifting transformer, particle swarm optimization, active power losses.

## PROBLEMATYKA DOBORU WSPÓLCZYNNIKA CZUŁOŚCI ALGORYTMU REKONFIGURACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ SN

Radosław REKOWSKI

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
e-mail: radrekow@student.pg.gda.pl

**Streszczenie:** Dynamiczny rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych umożliwia wykorzystanie sterowalnych łączników do zmiany konfiguracji sieci rozdzielczej SN. W artykule omówiono wpływ rekonfiguracji systemu dystrybucyjnego SN na wartość strat mocy czynnej z uwzględnieniem dobowej zmienności obciążenia. Bazując na zmodyfikowanym przez autora 33-węzłowym testowym systemie dystrybucyjnym IEEE przedstawiono problem doboru odpowiedniej czułości algorytmu oraz zaproponowano metodykę wyboru konfiguracji pracy sieci rozdzielczej SN w cyklu dobowym. Jako funkcję celu zastosowano kryterium minimalizacji strat mocy czynnej. Badania przeprowadzono w programie rozplwywym DIgSILENT Powerfactory dla dwóch wariantów krzywych obciążenia i dla różnych wartości współczynnika czułości. Wyniki obliczeń dowodzą, że zapewnienie odpowiedniej konfiguracji pracy sieci dystrybucyjnej SN umożliwia zmniejszenie strat mocy czynnej.

**Słowa kluczowe:** Sieci rozdzielcze, rekonfiguracja sieci, minimalizacja strat mocy.

### 1. WPROWADZENIE

Dobór konfiguracji pracy sieci dystrybucyjnych średnich napięć stanowi istotny element planowania ich pracy. Rozwój systemów zdalnego sterowania i komunikacji umożliwia efektywne wykorzystanie możliwości dynamicznego tworzenia konfiguracji z uwzględnieniem dobowej lub nawet godzinowej zmienności obciążenia oraz generacji rozproszonej. Optymalny dobór struktury sieci sprowadza się do zdalnego sterowania łącznikami elektroenergetycznymi w sposób zapewniający minimalizację wybranego kryterium. Z tego powodu powyższe zadanie stanowi jeden z bezinwestycyjnych sposobów na minimalizację m.in. strat mocy [1].

Zadanie rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej można traktować jako optymalizację jedno lub wielokryterialną. W pierwszym przypadku funkcją celu jest zwykle minimalizacja strat mocy lub strat energii. W przypadku analizy wielokryterialnej zastosowanie mają z reguły metody ważonych celów lub coraz bardziej popularne algorytmy metaheurystyczne [2]. Należy również zwrócić uwagę, że rekonfiguracja sieci wymaga zachowania odpowiednich warunków ograniczających takich jak:

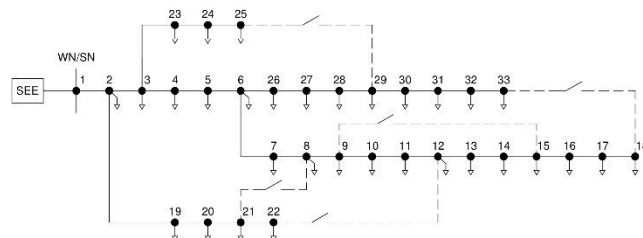
- konieczności zasilenia wszystkich odbiorów,
- utrzymanie promieniowej struktury sieci,
- brak przeciążeń linii elektroenergetycznych i transformatorów,
- utrzymanie wartości napięć w wymaganym zakresie.

W związku z powyższym, algorytm poszukujący optymalnej konfiguracji musi uwzględniać wspomniane ograniczenia, a z uwagi na ograniczoną zdolność łączeniową łączników elektroenergetycznych, liczba możliwych zmian powinna być limitowana.

Celem niniejszego artykułu jest określenie wpływu dynamicznej rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej na poziom strat mocy czynnej oraz wskazanie roli czułości algorytmu na wynik rozważań.

### 2. SIEĆ TESTOWA

Do badań wykorzystano zmodyfikowany przez autora 33-węzłowy testowy system dystrybucyjny IEEE, bazujący na literaturze [3, 4]. Sieć testową dostosowano do napięcia znamionowego 15 kV, a parametry linii i odbiorów zmodyfikowano, celem uzyskania sieci kablowej o charakterze miejskim.



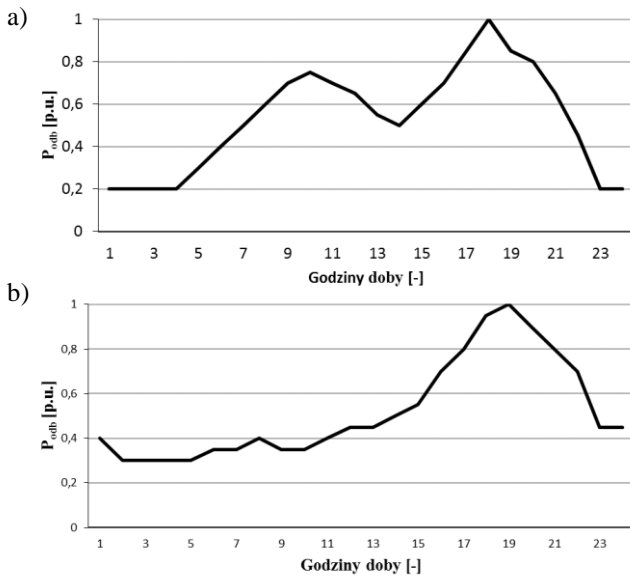
Rys. 1. Schemat badanego 33-węzłowego testowego systemu dystrybucyjnego IEEE

Tablica 1. Specyfikacja systemu testowego

Cecha	Wartość
Napięcie znamionowe	15 kV
Minimalny dopuszczalny poziom napięcia	0,9 p.u.
Poziom napięcia w stacji WN/SN	1,05 p.u.
Sumaryczna moc szczytowa odbiorów SN	9,03 MW
Liczba węzłów	33
Liczba łączników	73
Maksymalne obciążenie linii elektroenergetycznych	92% $I_{dd}$

Badania przeprowadzono dla dwóch wariantów dobowej zmienności obciążenia. Krzywe te zostały określone w sposób relatywny do mocy szczytowej odbiorów przyłączonych do badanej sieci dystrybucyjnej SN. Proponowane profile obciążenia reprezentują dwa

charakterystyczne przypadki poboru mocy dla odbiorcy przemysłowego i komunalnego. Obciążenie węzłów sieci testowej zmienia się zgodnie z charakterystyką obciążenia odbiorców.



Rys. 2. Profile zmienności dobowej odbiorów  
a) profil 1 - odbiorca przemysłowy,  
b) profil 2 - odbiorca komunalny

### 3. METODYKA BADAŃ

#### 3.1. Funkcja celu

Badania przeprowadzono w programie rozptylowym DiGSILENT PowerFactory z wykorzystaniem dostępnych narzędzi do wykonywania rozcięć w sieciach dystrybucyjnych z wybranym kryterium minimalizacji strat mocy czynnej, stanowiącym funkcję celu w niniejszych rozważaniach:

$$\min \left\{ F(M) = \sum_{h=1}^H \sum_{g=1}^G P_{h,g}(M) \right\} \quad (1)$$

gdzie:  $M$  – macierz, reprezentująca stan kolejnych łączników w sieci elektroenergetycznej dla każdej godziny doby, zwana w dalszej części macierzą łączników,  $P_{h,g}$  – straty mocy w kolejnych godzinach  $h$  w kolejnej gałęzi  $g$ .

Realizacja zadania optymalizacyjnego wymaga zachowania odpowiednich warunków:

$$\begin{cases} I_b \leq I_{dd} \\ U_{\min} \leq U_l \leq U_{\max} \end{cases} \quad (2)$$

gdzie:  $I_b$  - natężenie prądu przepływającego przez linię elektroenergetyczną,  $I_{dd}$  – prąd dopuszczalny długotrwale dla linii elektroenergetycznej,  $U_l$  – wartość napięcia w danym węźle sieci,  $U_{\min}$ ,  $U_{\max}$  – minimalna i maksymalna dopuszczalna wartość napięcia w sieci elektroenergetycznej.

Celem wykonania poniższych analiz założono niezmiennosć obciążenia w ciągu godziny i przyjęto, że suma strat mocy w ciągu doby równa jest dobowym stratom energii.

#### 3.2. Etap I – analiza współczynnika czułości

Czułość algorytmu do optymalizacji konfiguracji sieci w programie DiGSILENT PowerFactory określona jest jako minimalna zmiana wartości strat mocy czynnej w linii elektroenergetycznej powodująca rozpoczęcie procedury optymalizacyjnej. Zmiana wartości strat mocy poniżej tej wartości będzie powodowała zatrzymanie algorytmu. Wpływ współczynnika określony został zgodnie z poniższą procedurą:

Dla danej wartości współczynnika czułości  $s$  wyznaczano co godzinę  $h$  stan  $n$ -tego łącznika elektroenergetycznego. Obiektem wyjściowym algorytmu jest macierz łączników  $M$ . Kolejne kolumny macierzy łączników  $M$ , reprezentują wektory łączników  $X_h$  dla kolejnych godzin  $h$ .

$$M(s_i) = \begin{bmatrix} x_{1,1} & x_{2,1} & \dots & x_{h,1} \\ x_{1,2} & x_{2,2} & \dots & x_{h,2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{1,n} & x_{2,n} & \dots & x_{h,n} \end{bmatrix} \Rightarrow [X_1 \ X_2 \ \dots \ X_h] \quad (3)$$

gdzie:  $s_i$  - współczynnik czułości algorytmu,  $X_h$  – wektor łączników dla kolejnych godzin doby  $h$ ,  $x_{h,n}$  - stan  $n$ -tego łącznika elektroenergetycznego dla godziny  $h$ .

Każdej wyznaczonej macierzy łączników przyporządkowano dobowe straty energii  $E_{Msi}$  wraz z konieczną do wykonania ilością przełączeń  $c_{Msi}$  w ciągu doby. Obliczenia wykonano dla doby przy dwóch wariantach krzywych obciążenia.

$$\begin{bmatrix} M_{s1} & M_{s2} & \dots & M_{si} \\ E_{Msi} & E_{Ms2} & \dots & E_{Msi} \\ c_{Msi} & c_{Ms2} & \dots & c_{Msi} \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie:  $E_{Msi}$  – dobowe straty energii dla macierzy  $M_{si}$ ,  $c_{Msi}$  – liczba przełączeń w ciągu doby dla macierzy  $M_{si}$ .

Cechą charakterystyczną metodyki przedstawionej w niniejszym punkcie jest możliwość zmiany konfiguracji sieci co godzinę i rozpatrywanie najkorzystniejszego wariantu konfiguracji sieci z punktu widzenia każdej godziny doby.

#### 3.3. Etap II – wybór konfiguracji pracy dla doby

Na podstawie rozważań przedstawionych w punkcie 3.2. określono współczynniki czułości zapewniające minimalną liczbę przełączeń. Na tej podstawie przeprowadzono kolejne badania mające na celu wybór jednej konfiguracji sieci dystrybucyjnej, która zapewni minimalną wartość strat energii w ciągu doby.

W związku z powyższym obliczono funkcję przystosowania każdego wektora łączników  $X_h$  do pracy w ciągu całej doby. Wykonano obliczenia rozptylowe przyporządkowując ostatecznie wektorowi łączników dobowe straty energii  $E_{Xh}$  oraz liczbę przełączeń  $c_{Xh}$  do wykonania.

$$P(X_h, h, s_i) = \begin{bmatrix} P_{X1,1} & P_{X2,1} & \dots & P_{Xh,1} \\ P_{X1,2} & P_{X2,2} & \dots & P_{Xh,2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{X1,24} & P_{X2,24} & \dots & P_{Xh,24} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$\Downarrow$$

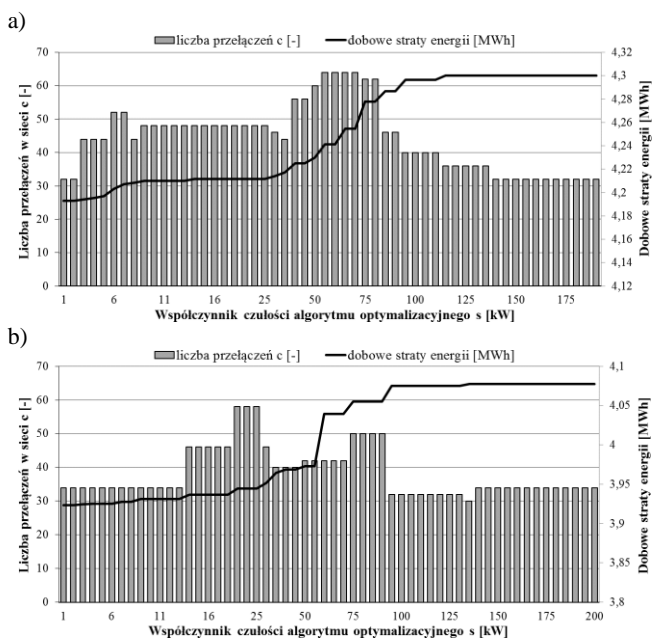
$$\begin{bmatrix} X_1 & X_2 & \dots & X_h \\ E_{X1} & E_{X2} & \dots & E_{Xh} \\ c_{X1} & c_{X2} & \dots & c_{Xh} \end{bmatrix} \quad (6)$$

gdzie:  $P_{Xh,h}$  – straty mocy przy określonym wektorze łączników  $X_h$  w godzinie  $h$ ,  $X_h$  – wektor łączników dla kolejnej godziny  $h$ ,  $E_{Xh}$  – dobowe straty energii przy określonym wektorze łączników  $X_h$ ,  $c_{Xh}$  – liczba przełączeń w ciągu doby.

#### 4. WYNIKI BADAŃ

##### 4.1. Etap I

Na rysunku 3 przedstawiono wyniki analizy szczegółowo omówionej w punkcie 3.2. Analizując wykresy można stwierdzić, że wraz ze wzrostem współczynnika czułości straty mocy rosną, aż do ustalonej wartości zależnej od profilu obciążenia. Jest to efekt oczekiwany z uwagi na pomijanie zmian poniżej wartości progowej, określonej omawianym współczynnikiem. Liczba przełączeń w ciągu doby zmienia się natomiast w sposób ściśle zależny od profili obciążenia.

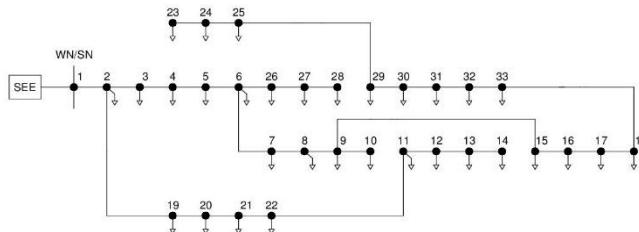


Rys. 3. Wpływ współczynnika czułości na liczbę przełączeń w sieci dystrybucyjnej i dobowe straty energii  
a) profil 1, b) profil 2

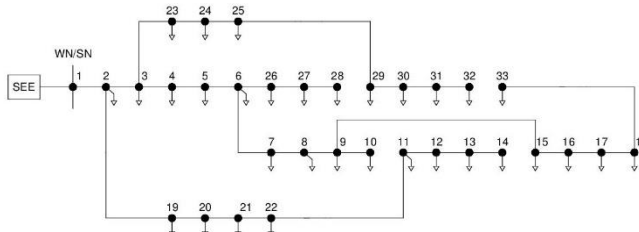
Rozwiązaniem pożądanym z punktu widzenia optymalizacji konfiguracji sieci elektroenergetycznej jest uzyskanie minimalnych strat mocy czynnej przy jednoczesnym określeniu liczby wymaganych do tego celu przełączeń. Uwzględniając powyższe rezultaty można dojść do wniosku, że rekonfiguracja sieci elektroenergetycznej jest problemem optymalizacji wielomodalnej, posiadającym kilka ekstermów lokalnych, mogących stanowić rozwiązanie problemu.

##### 4.2. Etap II

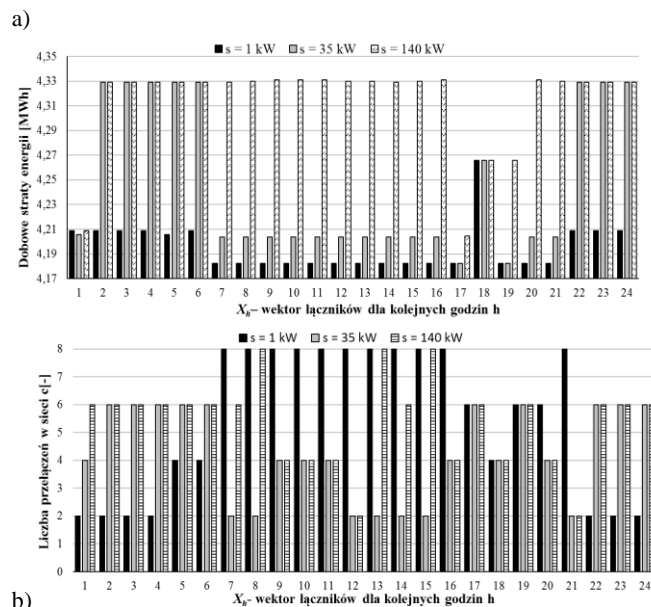
Na rysunku 4 oraz 5 przedstawiono wyniki analizy przeprowadzonej zgodnie z punktem 3.2. Określono całkowite straty mocy czynnej dla doby w zależności od wektora łączników dla profili obciążenia 1 oraz 2.



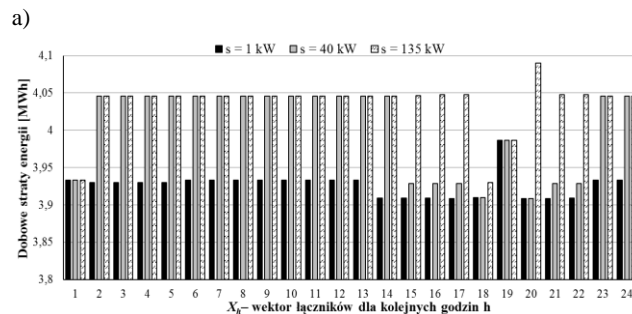
Rys. 4. Profil 1: Konfiguracja sieci dystrybucyjnej dla wektora łączników  $X_{17}$

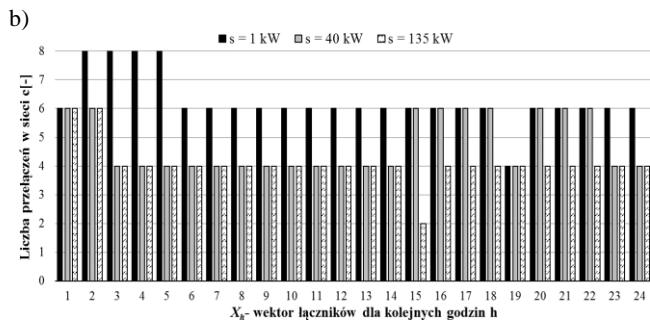


Rys. 5. Profil 2: Konfiguracja sieci dystrybucyjnej dla wektora łączników  $X_{18}$



Rys. 6. Profil 1: Wpływ wektora łączników na:  
a) dobowe straty energii,  
b) liczbę przełączeń w ciągu doby





Rys. 7. Profil 2: Wpływ wektora łączników na:  
a) dobowe straty energii,  
b) liczbę przełączeń w ciągu doby

Przeprowadzone obliczenia dowodzą, że zastosowanie algorytmu poszukującego konfiguracji sieci elektroenergetycznej z kryterium minimalizacji strat mocy czynnej pozwala ograniczyć straty nawet do 24%. Jednocześnie uwidoczniła została zależność opisująca dążenie wektora łączników do optymalnej konfiguracji wraz ze wzrostem współczynnika czułości. Z drugiej strony, niska wartość ww. współczynnika powoduje dużą liczbę potencjalnych rozwiązań problemu optymalizacyjnego. W takim przypadku celowe może okazać się zastosowanie kolejnego kryterium do wyboru optymalnej konfiguracji.

Odpowiedni dobór współczynnika czułości umożliwi również stwierdzenie, że właściwy wektor łączników dla cyklu dobowego jest wektorem określonym dla sieci dystrybucyjnej w chwili 70-80 % obciążenia mocą szczytową.

Tablica 2. Zestawienie wyników obliczeń dla etapu II – profil 1

	Profil 1		
	s = 1kW	s = 35kW	s = 140kW
Straty dla konfiguracji bazowej [MWh]	5,518		
Straty po optymalizacji [MWh]	4,182	4,182	4,2
Redukcja strat [%]	24,2%	24,2%	23,9%
Liczba przełączeń	6	6	6
<b>Wektor łączników</b>	$X_{17}, X_{19}, X_{20}$	$X_{17}, X_{19}$	$X_{17}$

Tablica 3. Zestawienie wyników obliczeń dla etapu II – profil 2

	Profil 2		
	s = 1kW	s = 40kW	s = 135kW
Straty dla konfiguracji bazowej [MWh]	5,16		
Straty po optymalizacji [MWh]	3,91	3,91	3,93
Redukcja strat [%]	24,2%	24,2%	24,2%
Liczba przełączeń	6	6	4
<b>Wektor łączników</b>	$X_{14}-X_{18}, X_{20}-X_{22}$	$X_{18}, X_{20}$	$X_{18}$

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

Wykorzystanie programu rozplywowego DIgSILENT PowerFactory do wykonania rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej jest możliwe po odpowiednim dobraniu parametrów wejściowych. W rezultacie możliwe jest osiągnięcie redukcji strat mocy czynnej na poziomie 24% przy 4 lub 6 przełączeniach w sieci. Z kolei niewłaściwy dobór współczynnika czułości może doprowadzić do prawie dwukrotnego wzrostu cykli łączeniowych. Jednocześnie w literaturze zagranicznej proponuje się wykorzystanie algorytmów ewolucyjnych do rekonfiguracji systemu dystrybucyjnego przy dużym udziale generacji rozproszonej i mechanizmów zarządzania popytem.

## 6. BIBLIOGRAFIA

- Kot A., Kulczycki J., Szypra W.: Możliwości redukcji strat w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia poprzez optymalną lokalizację rozcięć, Acta Energ., pp. 43-59, 2009.
- Sultana B., Mustafa MW., Sultana U., Bhatti AR.: Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration. Renew Sustain Energy Rev, December 2016; 66:297-310.
- Arasteh H., Sepasian MS., Vahidinasab V.: An aggregated model for coordinated planning and reconfiguration of electric distribution networks, Energy. January 2016, 94:786-98.
- Helt P., Zduńczyk P.: Distribution MV and LV Network Optimal Reconfiguration, Acta Energ., pp. 79-85, 2014.
- Coroamă I., Chicco G., Gavrilas M., Russo A., Distribution system optimisation with intra-day network reconfiguration and demand reduction procurement. Electr Power Syst Res. maj 2013; 98:29-38.
- Lubośny Z., Klucznik J.: A Paradigm for HV, MV, LV Distribution Grid Development Planning. Acta Energ. 2012;(4):42-74

## THE ISSUE OF SENSIVITY FACTOR SELECTION FOR RECONFIGURATION ALGORITHM OF THE MV DISTRIBUTION NETWORK

The dynamic development of smart grids allows the use of remote controllable switches to change the configuration of the MV distribution network. The article discusses the impact of distribution system reconfiguration on active power losses, taking into account the typical daily load profiles. Based on modified IEEE 33-bus test distribution system the article presents the method of selection the appropriate sensitivity coefficient and the configuration of the MV network. The objective function is to minimize active power losses. Studies were performed in DIgSILENT Powerfactory application for two variants of the daily load curve and for different values of sensitivity coefficient. The calculation results indicate, that ensuring adequate working configuration of MV distribution network, helps to reduce active power losses.

**Keywords:** distribution system, optimal reconfiguration, active power losses.



*XVIII Konferencja Naukowa*

**AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE APE'17**

Jastrzębia Góra, 7-9 czerwca 2017

**SYSTEM DYNAMICZNEGO ZARZĄDZANIA ZDOLNOŚCIAMI PRZESYŁOWYMI W SYSTEMACH ELEKTROENERGETYCZNYCH**

**Piotr KACEJKO<sup>1</sup>, Paweł PIJARSKI<sup>2</sup>, Michał WYDRA<sup>3</sup>,  
Wiesław NOWAK<sup>4</sup>, Jarosław KMAK<sup>5</sup>, Waldemar SZPYRA<sup>6</sup>, Rafał TARKO<sup>7</sup>**

1. Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń, tel.: +48 81 538 47 35, e-mail: p.kacejko@pollub.pl
2. Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń, tel.: +48 81 538 47 38, e-mail: p.pijarski@pollub.pl
3. Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń, tel.: +48 81 538 47 38, e-mail: m.wydra@pollub.pl
4. AGH w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki tel.: +48 12 617 28 24 e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl
5. AGH w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki tel.: +48 663 662 731, e-mail: jkmak7@wp.pl
6. AGH w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki tel.: +48 12 617 32 47 e-mail: wszpyra@agh.edu.pl
7. AGH w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki tel.: +48 12 617 36 53 e-mail: rtarko@agh.edu.pl

**Streszczenie:** W artykule omówiono wpływ obciążenia i warunków atmosferycznych na obciążalność elektroenergetycznych linii napowietrznych, oraz metody wykorzystywane do wyznaczania dynamicznej obciążalności tych linii. Przedstawiono wybrane zagadnienia dotyczące Systemu Dynamicznego Zarządzania Przesyłem (SDZP), opracowanego w ramach projektu badawczo-rozwojowego GEKON, a w szczególności algorytm wyznaczania obciążalności linii w zależności od warunków atmosferycznych oraz algorytm sterowania rozpięciem mocy, wykorzystywany gdy obciążalność niektórych linii jest w danych warunkach niewystarczająca. Przedstawiono również aspekty ekonomiczne zastosowania SDZP.

**Słowa kluczowe:** elektroenergetyczne linie napowietrzne, dynamiczna obciążalność linii, monitorowanie warunków pracy linii, sterowanie rozpięciem mocy,

## 1. WPROWADZENIE

Obciążalność elektroenergetycznych linii napowietrznych zależy m.in. od aktualnie panujących na danym terenie warunków atmosferycznych i dopuszczalnej temperatury przewodów. Warunki te zmieniają się w szerokim zakresie zarówno w czasie jak i przestrzeni. Do 1989 roku elektroenergetyczne linie przesyłowe były projektowane na temperaturę roboczą przewodów +40°C. Obecnie linie elektroenergetyczne są projektowane na dopuszczalną temperaturę przewodów +80°C. W praktyce wykorzystuje się obciążalność statyczną (np. letnią oraz zimową) określoną dla ściśle ustalonych warunków pogodowych. Takie podejście może powodować jednak ograniczenie wykorzystania zdolności przesyłowych linii, szczególnie zaprojektowanych na dopuszczalną temperaturę przewodów +40°C. W niesprzyjających warunkach atmosferycznych (temperatura otoczenia powyżej +30°C, duże nasłonecznienie i brak wiatru), temperatura przewodów może przekroczyć

temperaturę projektową linii, a zwis przewodów może przekroczyć wartość dopuszczalną i spowodować zagrożenie bezpieczeństwa ludzi i urządzeń znajdujących się pod linią lub w jej pobliżu. Powoduje to konieczność ograniczania mocy przesyłanej takimi liniami, a nawet ich wyłączenia. Z drugiej strony ograniczanie obciążenia linii do obciążalności statycznej wynikającej z temperatury projektowej w bardziej sprzyjających warunkach atmosferycznych prowadzi do niepełnego wykorzystania obciążalności linii. W efekcie, w obu przypadkach, rosną koszty usuwania ograniczeń systemowych, a tym samym koszty energii elektrycznej.

Z powyższych względów dąży się do określania dynamicznej obciążalności linii elektroenergetycznych zarówno bieżącej (na podstawie aktualnie panujących warunków atmosferycznych) jak i prognozowanej (na podstawie prognozowanych warunków atmosferycznych). Wymaga to jednak stosowania odpowiednich narzędzi. Poniżej omówiono wybrane sposoby monitorowania linii.

## 2. METODY WYZNACZANIA DYNAMICZNEJ OBCIĄŻALNOŚCI LINII NAPOWIETRZNYCH

Metody wykorzystywane do określania obciążalności linii można podzielić na dwie grupy: bezpośrednie, w których podstawą jest pomiar temperatury, zwisu lub naciągu przewodu oraz pośrednie na podstawie monitoringu warunków atmosferycznych. Najbardziej dokładną metodą jest pomiar naciągu przewodu przy pomocy czujników tensometrycznych instalowanych pomiędzy izolatorem odciągowym, a konstrukcją przewodu. Na podstawie naciągu można również określić średnią temperaturę przewodu. Dodatkową zaletą tej metody jest to, że nie występuje bezpośredni kontakt czujników z elementami znajdującymi się pod napięciem.

Dokładność różnych metod wykorzystywanych do określania dynamicznej obciążalności linii zależy m.in. od prędkości wiatru i obciążenia linii. W tabelicy 1 zestawiono zalety i wady różnych metod monitorowania dynamicznej obciążalności linii [1].

Najczęściej do wyznaczania obciążalności linii stosowane systemy wykorzystujące stacje pogodowe do pomiaru warunków atmosferycznych oraz pomiar temperatury lub naciągu przewodów. Do najbardziej znanych systemów monitorowania linii można zaliczyć opracowany w USA system CAT-1 [1], a w Polsce system DOL [2].

Tablica 1. Zalety i wady różnych metod monitorowania dynamicznej obciążalności linii

Metoda	Zalety	Wady
Pomiar warunków atmosferycznych (stacja pogodowa)	Łatwa do zastosowania Bardzo dobra dla linii o małej gęstości prądu (ok. 0.5 A/mm <sup>2</sup> ).	Może wymagać intensywnej obsługi eksploatacyjnej Mała dokładność pomiaru przy małych prędkościach wiatru
Replika przewodu	Łatwa do zastosowania	Zmierzona temperatura przewodu może nie być reprezentatywna dla całej długości linii
Bezpośredni pomiar temperatury	Efektywnie zapobiega przekroczeniu dopuszczalnej temperatury przewodu	Zmierzona temperatura przewodu może nie być reprezentatywna dla całej długości linii
Pomiar naciągu	Bardzo dobra dla linii o gęstości prądu powyżej 1 A/mm <sup>2</sup> Duża dokładność w przypadku zastosowania w linii, w której występuje dużo sekcji naciągowych o podobnym naciągu przewodów	Może wymagać intensywnej obsługi eksploatacyjnej.
Pomiar zwisu przewodu	Bardzo dobra dla linii o gęstości prądu powyżej 1 A/mm <sup>2</sup> Duża dokładność w przypadku zastosowania w linii, w której występuje dużo sekcji naciągowych o podobnym naprężeniu przewodów	Wiatr może wpływać na wartość zwisu przewodów.
Metody kombinowane	Bezpieczne i dokładne.	Wysokie koszty.

### 3. SYSTEM DYNAMICZNEGO ZARZĄDZANIA ZDOLNOŚCIAMI PRZESYŁOWYMI

System dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi został opracowany w roku 2016 w ramach programu badawczego GEKON [3]. System jest przeznaczony do wspomaganie operatorów sieci (OSP i OSD) w zakresie:

- określania aktualnych (w danej chwili czasu) obciążalności elektroenergetycznych linii napowietrznych 110kV, 220kV i 400kV,
- określania obciążalności linii (110kV, 220kV i 400kV) w krótkim horyzoncie czasowym (do kilku dni naprzód),
- możliwości niwelowania przeciążeń linii poprzez przełączenia, zmianę mocy generowanej przez źródła,
- określania zagrożeń mechanicznych dla linii ze strony szadzi i lodu na podstawie odczytów i prognoz,
- tworzenia raportów ze zbieranych przez system danych.

SDZP ma strukturę modułową, na którą składają się:

- Infrastruktura pomiarowa przęsła (IPP), składająca się z następujących elementów:
  - stacja bazowa (SB) składająca się z koncentratora danych pomiarowych z rejestratorów badawczych, stacji pogodowej, modułów komunikacji z rejestratorem oraz z serwerem, układu zasilania (akumulatory + moduł PV),
  - rejestrator badawczy (RB) składający się z czujników do pomiaru prądu płynącego w przewodzie, temperatury i nachylenia przewodu względem poziomu, modułu komunikacji ze stacją bazową oraz akumulatora zasilanego przez przekładnię;
- Moduł prognoz pogody (MPP) – udostępnia dane meteo bieżące i prognozowane i stanowi uzupełnienie dla IPP;
- Moduł przęsła opomiarowanego (MPO) – na podstawie pochodzących z IPP pomiarów oblicza:
  - prąd dopuszczalny oraz zapas obciążalności dla przęsła w danej chwili,

- prognozę krótkoterminową wielkości jak wyżej (do kilku godzin naprzód),
  - prognozę średnioterminową prądu dopuszczalnego (horyzont do kilku dni),
  - nadmierne obciążenie mechaniczne przewodu (np. w wyniku oblodzenia),
  - prognozę krótko- i średnioterminową warunków sprzyjających oblodzeniu (horyzont do kilku godzin),
  - szereg wielkości pośrednich (m.in. kształt krzywej łańcuchowej, temperaturę krytyczną, zwis przewodu margines izolacyjny),
- informuje o niezgodnościach w danych pomiarowych (rodzaj weryfikacji i wnioski np.: urwany przewód, błąd odczytu temp. przewodu) dla pojedynczego przęsła.

- Moduł przęsła nieopomiarowanego (MPN) – oblicza analogiczne wielkości jak MPO dla przęsła lub sekcji naciągowej;
- Moduł Estymacji Sieci (MES) (PolLub) - wyznacza najbardziej prawdopodobny stan sieci na podstawie bieżących pomiarów i stanów łączników pochodzących głównie z systemu SCADA. Wyniki są aktualne na moment, w którym zostały przeprowadzone pomiary.
- Moduł Optymalizacji Sieci (MOS) - za pomocą procedur optymalizacyjnych wyznacza taki stan sieci, przy którym nie ma przeciążeń elementów sieci.

System współpracuje z następującymi systemami zewnętrznymi:

- ICM - Interdyscyplinarne Centrum Modelowania Matematycznego i Komputerowego UW - dostarcza prognoz meteorologicznych z modeli numerycznych dla poszczególnych punktów geograficznych wokół linii;
- SCADA - dostarcza dla modułu MES danych do określenia bieżącego stanu sieci oraz prezentuje niektóre wielkości wyznaczone przez SDZP

Na rysunku 1 pokazano zdjęcie rejestratora badawczego na przewodzie, oraz stacji bazowej na słupie linii 400 kV.



Rys. 1. Zdjęcie rejestratora badawczego na przewodzie i stacji bazowej na słupie linii 400 kV

#### 4. MODEL CIEPLNY PRZEWODU

Dla wyznaczenia dopuszczalnej wartości prądu, który może płynąć przewodem lub zwisu przewodu, oprócz parametrów elektrycznych i mechanicznych przewodu, konieczna jest znajomość jego temperatury. Temperatura przewodu zależy od warunków atmosferycznych oraz prądu płynącego tym przewodem. Temperaturę przewodu można zmierzyć lub obliczyć rozwiązując równanie bilansu cieplnego przewodu. Na bilans cieplny przewodu składają się: moc wydzielona w przewodzie w wyniku prądu płynącego przewodem  $P_{AC}$ , moc zaabsorbowana przez przewód w wyniku promieniowania słonecznego  $P_S$  oraz moc oddawana do otoczenia w wyniku konwekcji  $P_C$ , oraz promieniowania (radiacji)  $P_R$ . Poszczególne składniki bilansu cieplnego przewodu zależą wielu zmiennych i parametrów. W modelu cieplnym przewodu można wyróżnić 9 zmiennych i 23 parametry:

$$P_{AC}(c_1, \dots, c_{15}, I_p, T_s) + P_S(N, T, c_{16}, c_{17}, c_{18}, N_s, F, c_{19}, c_{20}) - P_C(T_s, T_a, c_{16}, c_{21}, c_{22}, \varphi_w, V, c_{17}) - P_R(T_s, T_a, c_{16}, c_{23}) = 0 \quad (1)$$

gdzie:  $I_p$  – prąd płynący w przewodzie,  $F$  – albedo  $N$  – kolejny dzień roku,  $N_s$  – przeźroczystość atmosfery,  $T$  – godzina (czas uniwersalny),  $T_a$  – temperatura otoczenia  $T_s$  – temperatura przewodu,  $V$  – prędkość wiatru,  $\varphi_w$  – kąt pomiędzy kierunkiem wiatru, a osią przewodu,  $c_1 \div c_{15}$  – dane materiałowe i parametry konstrukcyjne przewodu,  $c_{16}$  – średnica zewnętrzna przewodu,  $c_{17}$  – wysokość przewodu nad poziomem morza,  $c_{18}$  – szerokość geograficzna,  $c_{19}$  – współczynnik absorpcyjności powierzchni przewodu,  $c_{20}$  – azymut przewodu,  $c_{21}$  – średnica pojedynczego drutu warstwy zewnętrznej przewodu,  $c_{22}$  – kąt nachylenia przewodu,  $c_{23}$  – współczynnik emisyjności przewodu.

Numeryczne rozwiązanie równania (1) umożliwia wyznaczenie, w zadanych warunkach atmosferycznych i środowiskowych, zarówno temperatury przewodu przy znanej wartości prądu płynącego w przewodzie, jak i dopuszczalnej wartości prądu przy zadanej temperaturze dopuszczalnej przewodu.

#### 5. EFEKTYWNOŚĆ ZASTOSOWANIA SDZP

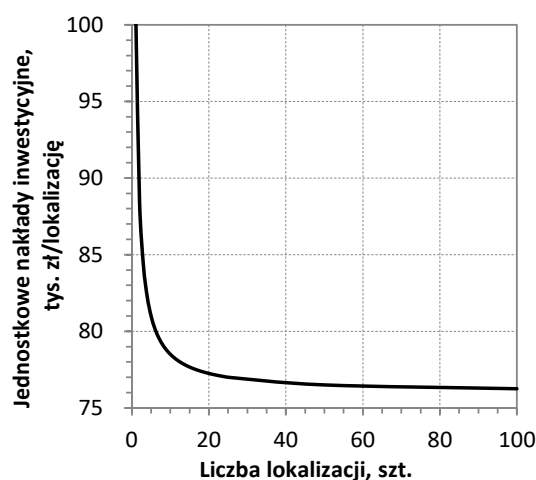
Dla oceny efektywności zastosowania SDZP konieczna jest znajomość nakładów na instalację i kosztów eksploatacji systemu oraz wymiernych korzyści wynikających z jego

zastosowania. Nakłady inwestycyjne na instalację SZDP dla jednego klienta można obliczyć z zależności:

$$K_{SDZP} = n_{SB} \cdot C_{SB} + n_{RB} \cdot C_{RB} + n_p \cdot K_{pg} + K_S \quad (2)$$

gdzie:  $C_{SB}$  – cena stacji bazowej, zł/szt.,  $C_{RB}$  – cena rejestratora, zł/szt.,  $K_{pg}$  – koszt pomiarów geodezyjnych, zł/przęsło,  $K_S$  – koszt instalacji software, zł/klienta,  $n_p$  – liczba przęseł opomiarowanych, szt.,  $n_{SB}$  – liczba stacji bazowych,  $n_{RB}$  – liczba rejestratorów, szt.

Zależność jednostkowych kosztów instalacji od liczby lokalizacji pokazano na rysunku 2.



Rys. 2. Jednostkowe nakłady inwestycyjne w zależności od liczby lokalizacji

Z rysunku 6 wynika, że przy większej od 5 liczbie lokalizacji u jednego klienta, koszty instalacji SDZP mieszczą się w przedziale 76 - 80 tys. zł/lokalizację.

Dla określenia efektywności zastosowania SDZP porównano koszty modernizacji 4 linii 110 kV (w celu ich dostosowania do wyższej temperatury roboczej przewodów) z kosztami systemu SDZP. Założono dwa warianty opomiarowania a) opomiarowanie wszystkich sekcji naciągowych, b) opomiarowanie tylko wybranych sekcji naciągowych. Założono, że każda stacja bazowa obsługuje dwie sekcje naciągowe, a w każdej sekcji zainstalowane są dwa rejestratory. Obliczono też okres po którym zdyskontowane koszty SDZP zrównają się oszczędnościami wynikającymi z odsunięcia w czasie modernizacji linii.

Sumę zdyskontowanych kosztów instalacji i 10-letniej eksploatacji systemu SDZP obliczono z zależności:

$$K_D = K_{SDZP} + (n_{SB} \cdot C_{SB} + n_{RB} \cdot C_{RB} + K_S) \cdot k_{es} \cdot \sum_{t=1}^{N_a} \left(1 + \frac{p}{100}\right)^{-t} \quad (3)$$

gdzie:  $N_a$  – okres analizy, lat.

Oszczędności wynikające z odroczenia modernizacji linii obliczono z zależności:

$$O = K_L \cdot \left[1 - \left(1 + \frac{p}{100}\right)^{-N_o}\right] \quad (4)$$

gdzie  $K_L$  – nakłady inwestycyjne na modernizację linii, zł,  $N_o$  – okres odroczenia modernizacji linii, lat.

Dane dotyczące analizowanych linii oraz wyniki obliczeń zestawiono w tabelicy 2. Dla każdej linii podano długość odcinka wymagającego modernizacji, nakłady inwestycyjne na dostosowanie tego odcinka do temperatury +80°C i/lub +60°C, liczbę sekcji naciągowych, liczbę stacji bazowych  $n_{SB}$ , liczbę rejestratorów badawczych  $n_{RB}$ , nakłady na instalację SDZP, sumę zdyskontowanych kosztów systemu SDZP za okres 10 lat, oraz okres, po którym oszczędności

wynikające z odroczenia modernizacji linii zrównają się z sumą zdyskontowanych kosztów systemu.

Z tabelicy 2 wynika, że nakłady inwestycyjne na instalację SDZP są wielokrotnie mniejsze od nakładów na dostosowanie linii do wyższej temperatury, a okres odroczenia modernizacji linii, po którym oszczędności z odroczenia zrównają się z sumą zdyskontowanych kosztów SDZP mieści się w przedziale od 1 do 4 lat.

Tabela 2. Porównanie kosztów modernizacji linii z kosztami systemu SDZP

Linia	Długość opomiarowanego odcinka [km]	Wariant		Liczba			Nakłady inwestycyjne		Zaktualizowane koszty SDZP za okres 10 lat, $K_D$ [tys. zł]	Okres odroczenia modernizacji linii, $N_o$ [lat]
		modernizacji linii – dostos. do temp.	opomiarowania	sekcji naciągowych	$n_{SB}$	$n_{RB}$	modernizację linii $K_L$ [tys. zł]	instalację systemu $K_{SDZP}$ [tys. zł]		
I	38,4	+80°C	a)	27	14	54	16 931	1 060	1250	1,00
II	20,5	+80°C	a)	14	7	28	2 689	557	658	3,64
	10,5		b)	7	4	14	2 689	300	356	1,85
III	13,4	+80°C	a)	9	5	18	1 927	376	446	3,42
	8,6	+80°C	b)	6	3	12	1 927	253	310	2,28
		+60°C					1 648			2,70
IV	18,7	+80°C	a)	13	7	26	2 918	528	624	3,13
	1,7 + 2,4	+80°C	b)	3	2	6	2 918	148	201	0,93
		+60°C					2 731			1,00

## 6. PODSUMOWANIE

System SDZP może być wykorzystany zarówno w procesie prowadzenia ruchu sieci, jak i w procesie planowania jej pracy np. dla potrzeb rynku bilansującego.

Wykorzystanie SDZP przez dyspozytorów prowadzących ruch sieci może przyczynić się do poprawy ciągłości zasilania, oraz uniknięcia zagrożeń wynikających ze zbliżenia się przewodów do ziemi lub krzyżowanych obiektów.

Zastosowanie systemu SDZP w procesie planowania może być skutecznym sposobem na wyeliminowanie części ograniczeń systemowych, a tym samym obniżenie kosztów ich usuwania na Rynku Bilansującym.

Wykorzystanie SDZP może się również przyczynić do odroczenia w czasie lub uniknięcia nakładów na dostosowanie linii do wyższej temperatury pracy. Dotyczy to w szczególności linii zaprojektowanych na dopuszczalną temperaturę przewodów +40°C i +60°C.

## 7. BIBLIOGRAFIA

1. Dino A., Ketley A.: Dynamic Transmission Line Rating. Technology Review, Hydro Tasmania Consulting, 30 July 2009, Report No 208478-CR-001
2. Dynamic Circuit Thermal Line Rating, Strategic Energy Research Consultant Report, California Energy Commission, October 1990
3. Babś A., Samotyjak T., Nagórski K.: Zwiększenie zdolności przesyłowych linii 110 kV. Monitorowanie dopuszczalnego obciążenia, ENERGIA elektryczna, luty 2010, str. 20 – 23
4. Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o., Raport Końcowy z realizacji Fazy B+R projektu „Dynamiczne zarządzanie zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznych przy wykorzystaniu innowacyjnych technik pomiarowych. SDZP GEKON1/O2/214108/19/2014, Warszawa 2016, (ID:214108)

## DYNAMIC MANAGEMENT OF TRANSMISSION CAPACITY IN POWER SYSTEMS

**Abstract:** The capacity of overhead power lines depends on, among others, the currently prevailing in the area weather conditions. These conditions may vary over a wide range in both time and space. In practice, often uses static load (eg. summer and winter) specified for the fixed weather conditions. Such an approach may result, however, limit the use of transmission lines capacity, especially designed for the allowable wire temperature + 40°C. The actual line load is the basis for optimization of the SEE and determining the participation of generating sources. When the capacity of some lines is not sufficient, it is necessary to change the distribution of power generation between power plants. This causes additional costs on the balancing market (costs of congestion management). For these reasons, the aim is to determine the dynamic allowable load of power line, which determines both the load current (at the time) based on current weather conditions and forecast in based on forecasted weather conditions. The article presents selected issues of Dynamic Power Flow Management System (SDZP), developed in the research project GECKON. It also presents the economic aspects of the use SDZP.

**Keywords:** overhead transmission lines, dynamic transmission line rating, monitoring of transmission line, power flow control.

Artykuł powstał w wyniku zrealizowanego projektu badawczego nr GEKON1/O2/214108/19/2014

## WYKORZYSTANIE ANALIZY STATYSTYCZNEJ W BADANIACH PRACY SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ W STANACH PRZEJŚCIOWYCH Z UWZGLĘDNIENIEM NIEPEWNOŚCI PARAMETRÓW

Adrian NOCON

Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki  
tel.: 32-237-17-46, e-mail: adrian.nocon@polsl.pl

**Streszczenie:** Obecnie w analizach pracy systemu elektroenergetycznego (SEE), coraz częściej wymagana jest ocena możliwości współpracy istniejących źródeł energii elektrycznej z nowoprojektowanymi źródłami. Podczas takich analiz często pojawia się problem braku wiarygodnych parametrów modeli matematycznych nowoprojektowanych i już działających źródeł w SEE. Problem ten można rozwiązać w różny sposób, między innymi poprzez przeprowadzenie obliczeń wielokrotnych (wariantowych). W artykule zaproponowano sposób ograniczenia niezbędnej liczby symulacji poprzez śledzenie współczynników statystycznych opisujących zbiór uzyskanych rozwiązań. W ramach badań przeprowadzono analizę różnych elektromechanicznych stanów przejściowych występujących w sieci średniego napięcia pracującej autonomicznie.

**Słowa kluczowe:** system elektroenergetyczny, stany przejściowe, niepewność parametrów modelu matematycznego.

### 1. WPROWADZENIE

Dynamiczny wzrost liczby źródeł rozproszonych wymusza konieczność prowadzenia badań mających na celu ocenę możliwości współpracy istniejących źródeł energii elektrycznej z nowoplanowanymi źródłami. W szczególności, ocenę możliwego niekorzystnego wpływu nowego źródła na aktualnie pracujący system oraz stopnia spełnienia wymagań np. w odniesieniu do pewności zasilania [1, 2]. Dla nowoprojektowanego źródła, głównym problemem jest ocena dotycząca poprawności współpracy wielu źródeł energii elektrycznej w stanach przejściowych. Wówczas do pełnej i wiarygodnej oceny niezbędna jest znajomość parametrów modeli matematycznych [2, 3, 4], które zazwyczaj nie są znane na etapie projektowania.

Ocena współpracy wielu źródeł może polegać na analizie odpowiednio wybranych przebiegów dynamicznych [2, 3, 5]. Zachodzi wówczas pytanie: jak wiarygodnie ocenić możliwość współpracy różnych elementów SEE, istniejących i planowanych źródeł energii elektrycznej? Problem ten można rozwiązać przyjmując w obliczeniach a priori wartości parametrów modeli matematycznych bazując na parametrach standardowych [6, 7]. W takim przypadku w badaniach symulacyjnych otrzymuje się jeden konkretny wynik, a jego wiarygodność zależy od różnicy pomiędzy wartościami przyjętymi w obliczeniach (standardowymi) a parametrami rzeczywistymi (nie znanymi na etapie projektowania). Można ponadto wykorzystać podejście prezentowane w pracy [8]. Podejście takie wymaga jednak spełnienia wielu warunków (między innymi linearyzacji modelu matematycznego

i znacznego nakładu pracy na matematyczne obliczenia symboliczne.

W niniejszym artykule zaprezentowano metodę opartą o zmodyfikowaną metodę symulacji Monte Carlo [9, 10, 11, 12]. W zaprezentowanej metodzie uzyskuje się wynik w postaci przedziału wartości (np. pasma przebiegu), w którym z dużym prawdopodobieństwem znajdować się będzie przebieg rzeczywisty. Uzyskany wynik można, więc wykorzystać do wyciągnięcia wiarygodnych wniosków i oceny współpracy elementów SEE w różnych stanach przejściowych.

### 2. MODEL MATEMATYCZNY

Analizowany w niniejszym artykule SEE stanowi kablowa sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym  $U_n = 15$  kV. Sieć obejmuje kilka hal produkcyjnych z zamontowanymi silnikami indukcyjnymi stanowiącymi ok. 95% obciążenia systemu. W sieci pracuje jednostka wytwórcza G1 z generatorem asynchronicznym o mocy znamionowej  $P_n = 1,9$  MW. Jednostka ta z przyczyn technicznych generuje stałą moc czynną. Drugą jednostką jest planowane do zainstalowania źródło G2, wyposażone w generator synchroniczny o mocy znamionowej  $P_n = 4,56$  MW.

W badaniach symulacyjnych wykorzystano następujące rodzaje modeli [6, 7, 13, 14, 15]: obwody RL do zamodelowania generatora G1 i wszystkich silników indukcyjnych, GENROU - generator G2, IEEEG1 - turbiny parowe zespołów G1 i G2. Ponadto w układzie sterowania zespołu synchronicznego G2 uwzględniono: regulator częstotliwości typu PI (AFR) w układzie sterowania turbiny oraz układ regulacji napięcia typu PID (AVR) stanowiący część układu wzbudzenia generatora synchronicznego [16, 17, 18].

W badaniach przyjęto, że niepewnymi parametrami są parametry modelu matematycznego nowoprojektowanego źródła G2. Dla przyjętej struktury modelu matematycznego SEE, sumaryczna liczba parametrów o niepewnych wartościach wynosi 36. W związku z tym na podstawie przeprowadzonej analizy wrażliwości [19] przyjęto, że parametrami niepewnymi są: przejściowa stała czasowa w osi d ( $T_{d0}$ ), reaktancja podprzejściowa w osi d ( $X_d''$ ) oraz stała czasowa inercji mechanicznej ( $H$ ) modelu GENROU generatora synchronicznego. Ponadto stała czasowa wzbudnicy ( $T_w$ ) oraz wzmocnienie ( $K_{AVR}$ ) i stałe czasowe ( $T_{I\ AVR}$ ,  $T_{D\ AVR}$ ) regulatora napięcia AVR. Symulację

przeprowadzono losując wartości poszczególnych parametrów z następujących przedziałów:  $T_{d0} - 2 \div 12$  s,  $X_d'' - 0,05 \div 0,2$  p.u.,  $H - 2 \div 12$  s,  $T_w - 0,15 \div 0,4$  s. Natomiast wszystkie parametry regulatora AVR losowano z przedziału ( $1 \pm 35\%$ ) wartości wyznaczonej zgodnie z [16, 17, 18] na podstawie przyjętych parametrów generatora G2. Ze względu na nieznaną rozkład prawdopodobieństwa niepewnych parametrów, przyjęto nieskorelowane rozkłady losowe w zadanym przedziale.

### 3. ANALIZA STANÓW PRZEJŚCIOWYCH

Wynikiem wielokrotnych badań symulacyjnych z uwzględnieniem niepewności parametrów modeli matematycznych jest wiele przebiegów. Na ich podstawie można wyznaczyć pasma przebiegów. Badania symulacyjne przeprowadzono dla przemijającego zwarcia (czas trwania zwarcia przyjęto równy 150 ms) w linii łączącej sieć z SEE.

Najszerze możliwe pasmo to obszar, w którym znajdują się wszystkie wyznaczone przebiegi. Obszar taki ograniczony jest dwoma przebiegami skrajnymi: maksymalnym  $Q_{\max}(t)$  i minimalnym  $Q_{\min}(t)$ . Przebiegi ograniczające pasmo wyznacza się zgodnie z zależnościami obowiązującymi dla  $i$ -tej chwili czasu:

$$Q_{\max}(t_i) = \max[q_1(t_i) \dots q_j(t_i) \dots q_m(t_i)]^T, \quad (1)$$

$$Q_{\min}(t_i) = \min[q_1(t_i) \dots q_j(t_i) \dots q_m(t_i)]^T, \quad (2)$$

przy czym:  $q_j(t_i)$  - przebieg dynamiczny (np. napięcie zaciskowe generatora) wyznaczony dla  $j$ -tego losowego zestawu parametrów modeli matematycznych,  $m$  - liczba losowanych zestawów parametrów modeli matematycznych (liczba przeprowadzonych symulacji).

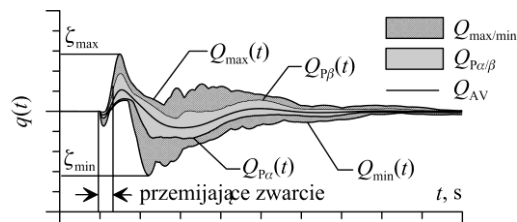
Pole pasma ograniczonego przebiegami  $Q_{\max}(t)$  i  $Q_{\min}(t)$  wyznaczono zgodnie z zależnością:

$$Q_{\min/\max} = \sum_i (Q_{\max}(t_i) - Q_{\min}(t_i)) \Delta t_i. \quad (2)$$

Pasma przebiegów mogą zostać ograniczone przez:  $\alpha$ -ty i  $\beta$ -ty percentyl [20]. Wówczas pasmo przebiegów ograniczone jest z dołu poprzez przebieg  $Q_{P\alpha}(t)$  a z góry poprzez przebieg  $Q_{P\beta}(t)$ . Przykładowo pasmo ograniczone dziesiątym ( $\alpha = 10$ ) i dziewięćdziesiątym ( $\beta = 90$ ) percentylem zawiera 80% wszystkich wyznaczanych przebiegów (interwał 80%).

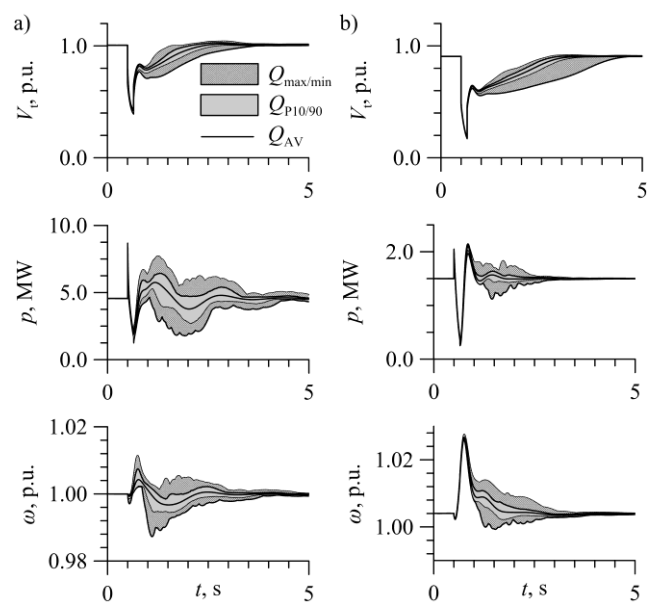
Ze względów technicznych, w analizie wyników badań symulacyjnych, warto również wyznaczyć bezwzględne maksymalne  $\zeta_{\max}$  i minimalne  $\zeta_{\min}$  wartości występujące w przebiegach  $q_j(t)$  występujące po zaniku przyczyny stanu przejściowego (np. po wyłączeniu przemijającego zwarcia). Wartości te mogą być pomocne w ocenie tłumienia kołysań elektromechanicznych i ocenie możliwości zadziałania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

Interpretację graficzną zaproponowanych wskaźników statystycznych przedstawia rysunek 1, przy czym poprzez  $Q_{AV}$  oznaczono wartość średnią wyznaczaną dla każdej  $i$ -tej chwili czasu ze wszystkich przebiegów.

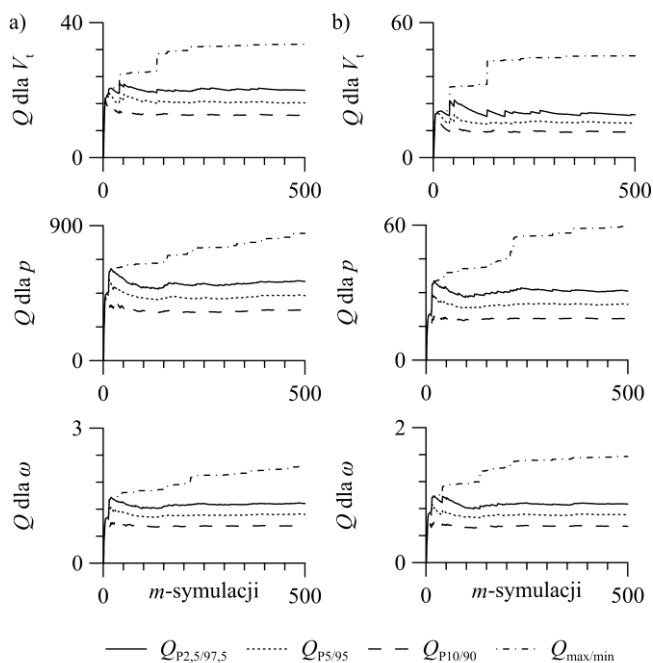


Rys. 1. Graficzna interpretacja wskaźników statystycznych

Wyznaczone pasma przebiegów napięcia zaciskowego  $V_t$ , mocy chwilowej  $p$  i prędkości kątowej  $\omega$  generatorów oraz związane z nimi wskaźniki statystyczne przedstawiono na rysunkach od 2 do 4. Badania symulacyjne przeprowadzono dla 500 losowych zestawów parametrów modelu matematycznych.

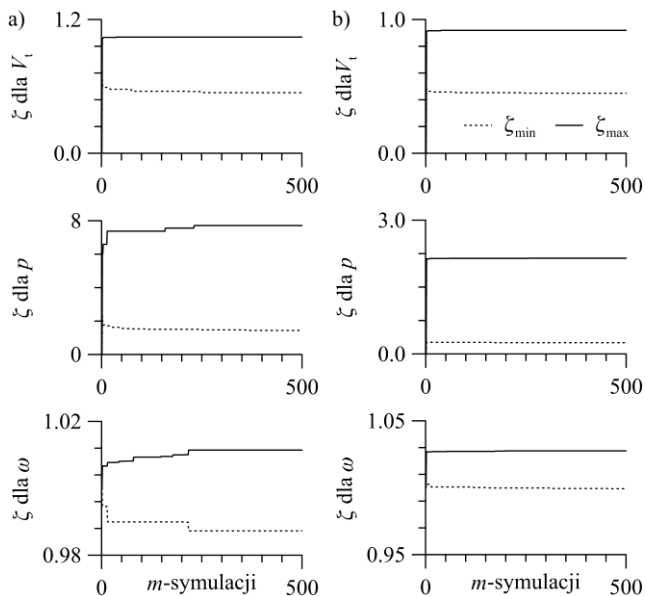


Rys. 2. Pasma przebiegów dla generatorów G2 (a) i G1 (b).



Rys. 3. Wartości wskaźników statystycznych  $Q_{\max/\min}$ ,  $Q_{P\alpha/\beta}$  (dla 80%, 90% i 95% interwału) dla generatorów G2 (a) i G1 (b)





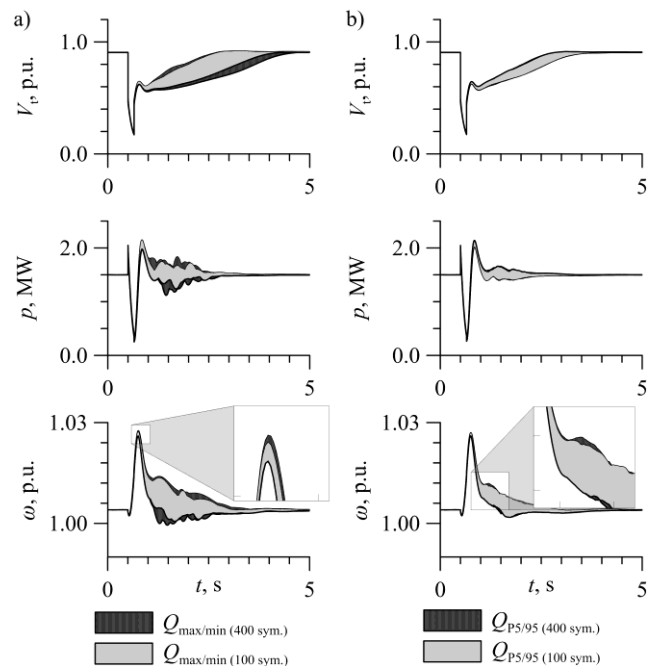
Rys. 4. Wartości wskaźników statystycznych  $\zeta_{\max}$  i  $\zeta_{\min}$  dla generatorów G2 (a) i G1 (b)

#### 4. PODSUMOWANIE

Zaproponowane w niniejszym artykule wskaźniki statystyczne ( $Q_{\max/\min}$ ,  $Q_{P\alpha\beta}$ ,  $\zeta_{\max}$ ,  $\zeta_{\min}$ ) charakteryzujące przebiegi zmieniają się wraz ze zwiększaniem liczby przeprowadzanych symulacji. Można jednak określić pewną liczbę symulacji, po której nie występują już znaczące zmiany wartości tych wskaźników. W związku z tym, po osiągnięciu stabilizacji wartości konkretnego wskaźnika, można skończyć już przeprowadzane symulacje, a uzyskane pasmo przebiegów (wynik symulacji wielokrotnej) można uznać za wiarygodne, czyli takie, w którym z dużym prawdopodobieństwem będzie znajdować się przebieg rzeczywisty. Dalsze zwiększanie liczby przeprowadzonych symulacji nie zmienia już wyniku (pasma przebiegu) w sposób znaczący, ponieważ uzyskiwane przebiegi mieszczą się w już wcześniej wyznaczonym paśmie.

W przeprowadzonych badaniach, ze zmian wskaźnika  $Q_{\max/\min}$  wynika, że zatrzymanie symulacji wielokrotnych powinno nastąpić po ok. 400 symulacjach, dla wskaźników  $Q_{P\alpha\beta}$  (niezależnie od przyjętych wartości  $\alpha$  i  $\beta$ ) po ok. 100 symulacjach. Natomiast dla wskaźników wartości maksymalnych ( $\zeta_{\max}$ ) i minimalnych ( $\zeta_{\min}$ ) zatrzymanie powinno nastąpić po ok. 250 symulacjach. Znacząca różnica pomiędzy wartościami odpowiednich wskaźników dla 100 i 400 symulacji, dotyczy tylko wartości skrajnych (tj. poniżej 2,5 i powyżej 97,5 percentyla). Zwiększenie liczby przeprowadzanych symulacji (ze 100 do 400) nie powoduje zatem znaczącej zmiany pasma przebiegów. Na rysunku 5, dla porównania, przedstawiono pasma wyznaczone na podstawie przebiegów uzyskanych ze 100 i 400 symulacji.

Z technicznego punktu widzenia, korzystne jest posiadanie informacji o możliwym najbardziej niekorzystnym przebiegu, np. napięcia zaciskowego. Problem wyznaczenia skrajnych, najbardziej niekorzystnych przebiegów (związanych z zestawem parametrów, który powoduje najmniej korzystne warunki współpracy analizowanych źródeł) można rozwiązać różnymi metodami, np. poprzez maksymalizację odpowiedniego wskaźnika jakości [21].



Rys. 5. Porównanie pasm przebiegów dla generatora synchronicznego G2 ograniczonych przebiegami  $Q_{\max/\min}$  (a) oraz  $Q_{P5/95}$  (b) wyznaczonymi dla 100 i 400 symulacji

Na podstawie przedstawionych badań i powyższej analizy można wyciągnąć następujące wnioski ogólne:

- Na podstawie wiarygodnych pasm przebiegów, można ocenić czy zostają przekroczone wartości graniczne np. dla prędkości kątowej generatora. Na tej podstawie można zaproponować środki zaradcze (np. wprowadzić stabilizatory systemowe [5, 11]) ograniczające negatywne skutki współpracy planowanego źródła i istniejącego SEE.

- Poprzez obserwację zmian zaproponowanych wskaźników istnieje możliwość wyznaczenia niezbędnej liczby symulacji, aby uzyskane na tej drodze pasma przebiegów były reprezentatywne dla analizowanego przypadku niepewności.

- Wydaje się, że najbardziej wiarygodnymi wskaźnikami służącymi do określenia niezbędnej liczby symulacji, są wskaźniki  $Q_{P\alpha\beta}$ . Wskaźniki te nie uwzględniają maksymalnych i minimalnych wartości w przebiegach (wyznaczane są po odrzuceniu założonej liczby skrajnych wartości), jednakże jednoznacznie określają pasma przebiegów.

- Wskaźniki maksymalnych i minimalnych wartości przebiegu ( $\zeta_{\max}$  i  $\zeta_{\min}$ ) mogą być interpretowane jako graniczne wartości zmian przebiegów (np. częstotliwości) występujące w analizowanym przypadku. Służą one do określania wymagań dla urządzeń przyłączanych do analizowanego SEE (np. wymaganych dopuszczalnych zakresów pracy przemienników częstotliwości).

Podsumowując, zaproponowana metoda może zostać wykorzystana do analizy pracy SEE z uwzględnieniem niepewności parametrów, umożliwia modelowanie zjawisk zachodzących w SEE z uwzględnieniem nieliniowości (np. charakterystyk magnesowania i ograniczeń w układach regulacji). Metoda ta nie jest skomplikowana pojęciowo, wymaga jednak dużych nakładów numerycznych.

## 5. BIBLIOGRAFIA

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.
2. Machowski J., Bialek J. W., Bumby J. R.: *Power System Dynamics: Stability and Control*, John Wiley & Sons, 2008.
3. Kundur P.: *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc. 1994.
4. Robak S.: Źródła niepewności w analizie systemów elektroenergetycznych, *Przegląd Elektrotechniczny*, 84(1), 2008, s. 54–57.
5. Paszek S., Nocoń A.: *Optimisation and Polyoptimisation of Power System Stabilizer Parameters*. Lambert Academic Publishing, Saarbrücken, Germany 2014.
6. de Mello F. P., Hannett L. H.: Validation of synchronous machine models and derivation of model parameters from tests. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. 100, No. 2, Feb. 1981, pp. 662–672.
7. Program PSLF User's Manual, GE 2007.
8. Emirsajłow Z., Orłowski P.: Determination of an Initial State for Uncertain Discrete Time-Varying Systems, *Proceedings of the 7th IEEE International Conference on Methods and Models in Automation and Robotics, Międzyzdroje 2001*, vol. I, pp. 315–319.
9. Kalos M. H., Whitlock P. A., *Monte Carlo methods*, WILEY Verlag GmbH & Co., Weinheim, 2008.
10. Raychaudhuri S.: Introduction to Monte Carlo simulation, in Mason S. J., Hill R. R., Mönch L., Rose O., Jefferson T., Fowler J. W. (eds): *Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference*, 978-1-4244-2708-6/08/\$25.00 ©2008 IEEE, pp. 91–100.
11. Paszek S., Nocoń A.: Parameter polyoptimization of PSS2A power system stabilizers operating in a multi-machine power system including the uncertainty of model parameters, *Applied Mathematics and Computation* 267 (2015), pp. 750–757.
12. Nanou S. J., Tzortzopoulos O. D., Papathanassiou S. A.: Evaluation of an enhanced power dispatch control scheme for multi-terminal HVDC grids using Monte-Carlo simulation, *Electric Power Systems Research*, (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.04.012>, pp. 1–8.
13. Paszek S., Berhausen S., Boboń A., Majka Ł., Nocoń A., Pasko M., Pruski P., Kraszewski T.: Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
14. Chaibakhsh A., Ghaffari A.: Steam turbine model, *Simulation Modelling Practice and Theory* 16 (2008), pp. 1145–1162.
15. Krause P. C.: *Analysis of electric machinery*, McGraw-Hill Book Company, New York, 1986.
16. Dokumentacja techniczna układów wzbudzenia i regulacji firmy Emerson.
17. Dokumentacja techniczna generatorów firm: Leroy-Somer, Stamford, Mecc Alte Spa, ABB.
18. Dokumentacja techniczna układu wzbudzenia Unitrol firmy ABB.
19. Nocoń A., Boboń A., Paszek S., Pasko M., Pruski P., Majka Ł., Szuster D., Bojarska M.: Measurement parameter estimation of the model of a synchronous generator working in thermal electric power plant, *X International Conference on "Advanced Methods in the Theory of Electrical Engineering"*, AMTEE'2011, 6-9.09.2011, Klatovy, Czech Republic, pp. VI-3–4.
20. Zimny A.: *Statystyka opisowa*, Wydawnictwo Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Koninie, Konin 2010.
21. Nocoń A., Szuster D.: Zastosowanie algorytmu genetycznego do oceny jakości regulacji mikroźródła energii elektrycznej z uwzględnieniem niepewności parametrów modelu matematycznego, *Prace Naukowe Politechniki Śląskiej, Elektryka* 2013 R. 59 z. 2-3, s. 33–

## THE USE OF STATISTICAL ANALYSIS FOR THE SIMULATION INVESTIGATION OF POWER SYSTEM DYNAMICS INCLUDING UNCERTAINTIES OF POWER SYSTEM PARAMETERS

Nowadays, when analyzing the power system (PS) operation, the assessment of the possibility of cooperation of existing power sources with newly planned ones is required more and more often. During the PS analysis, there often appears a problem of the lack of reliable parameters of the mathematical models of newly designed and already operating in PS devices. This problem can be solved in many ways, i.e. by carrying out repeated calculations for the values of unknown parameters being changed in a given search interval. In the paper, there is presented a method for estimating the reliability of the obtained results based on monitoring the statistic factors describing the set of solutions obtained. The analysis of different statistic factors was performed within the framework of the research. The analysis was made for a factory medium voltage (15 kV) power network. The investigated network included the already installed asynchronous generator of 1.9 MW rated power and a newly designed synchronous generator of 4.56 MW rated power. Low voltage induction motors were connected to the network. There were investigated the transient states associated with a transient short-circuit in a line connecting the network of the factory with a high voltage network. The uncertainty of the mathematical model parameters of the generating units and the uncertainty of the PS load state were taken into account based on the measured and recorded average values of the active power taken from the PS.

**Keywords:** power system, transient states, uncertainty of the mathematical model parameters.

*NOWE TECHNOLOGIE W SYSTEMIE  
ELEKTROENERGETYCZNYM*

---

*SEKCJA 4*



## MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ - MARZENIE CZY KONIECZNOŚĆ?

Artur WILCZYŃSKI<sup>1</sup>, Henryk WOJCIECHOWSKI<sup>2</sup>

1. Politechnika Wroclawska, Wydział Elektryczny  
tel.: 71 320 28 54, e-mail: artur.wilczynski@pwr.edu.pl
2. Politechnika Wroclawska, Wydział Elektryczny  
tel.: 71 320 39 52, e-mail: henryk.wojciechowski@pwr.edu.pl

**Streszczenie:** Układy technologiczne wykorzystujące odnawialne źródła energii do produkcji energii elektrycznej zwiększają swój udział w krajowym bilansie energetycznym. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych, fotowoltaicznych oraz wodnych cechuje dużą zmienność, mająca najczęściej charakter stochastyczny. To sprawia, że bieżące bilansowanie popytu z podażą energii elektrycznej jest utrudnione. Do zrównoważenia popytu i podaży energii konieczne zatem jest jej magazynowanie. W artykule przedstawiono techniczno-ekonomiczną analizę porównawczą magazynowania energii elektrycznej w skroplonym powietrzu i w elektrowni pompowej. Do przechowywania energii na dużą skalę może być wykorzystywany wodór. Jest to czysty i bezpieczny nośnik energii.

**Słowa kluczowe:** odnawialne źródła energii, magazynowanie energii elektrycznej, elektrownia pompowa, magazynowanie energii w skroplonym powietrzu, wodór.

### 1. WPROWADZENIE

Rosnąca liczba układów technologicznych, wykorzystujących odnawialne źródła energii, których produkcja cechuje się dużą zmiennością, stwarza operatorom systemów dystrybucyjnych problemy związane z bilansowaniem energii elektrycznej. Integracja takich układów technologicznych z magazynami energii elektrycznej o określonej zdolności magazynowania umożliwia bieżące równoważenie popytu i podaży. Magazynowanie rozważanej energii na dużą skalę dokonywane jest w elektrowniach pompowych o sprawności magazynowania (70÷73)%. Ich cechą charakterystyczną jest znaczące oddziaływanie na środowisko przyrodnicze, ponadto wymagają odpowiednio ukształtowanego terenu. Od kilku już lat do magazynowania energii elektrycznej znajduje zastosowanie magazynowanie energii elektrycznej w zbiornikach ze skroplonym powietrzu, których lokalizacja nie ma praktycznie ograniczeń i nie wymagają wykonywania raportów oddziaływania na środowisko, a ich sprawność magazynowania energii osiąga poziom (60÷70)%, natomiast przy wykorzystywaniu ciepła i chłodu odpadowego nawet 90%.

### 2. TECHNOLOGIE MAGAZYNOWANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej ma już swoją dość długą historię. Opracowano wiele sposobów takiego magazynowania, a technologie tego procesu są doskonalone i dostosowywane do wymagań konsumentów i sieci elektroenergetycznych, przede wszystkim związanych z pewnością dostaw energii. W rezultacie występuje szeroki wachlarz rozwiązań technologicznych magazynowania energii, który umożliwia tworzenie bardziej elastycznej infrastruktury energetycznej, cechującej się wyższą efektywnością ekonomiczną. Można dokonać klasyfikacji technologii magazynowania energii, biorąc pod uwagę wykorzystywane w tym procesie zjawiska fizyczne i chemiczne [1, 2, 3]:

- elektrochemię – baterie, akumulatory, odwracalne ogniwa paliwowe,
- pole elektromagnetyczne – kondensatory i superkondensatory,
- pole magnetyczne – systemy magazynowania energii magnetycznej w układach nadprzewodzących (SMES – superconducting magnetic Energy Storage),
- fizykochemiczne – magazynowanie ciepła/chłodu, magazynowanie energii w kołach zamachowych, sprężonym gazie lub powietrzu, skroplonym powietrzu oraz wodnych układach pompowych.

### 3. EFEKTY SYNERGII WYTWARZANIA I MAGAZYNOWANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z OZE

Istotnym wyzwaniem dla operatorów systemów dystrybucyjnych jest skuteczna i efektywna integracja niekonwencjonalnych układów technologicznych wykorzystujących odnawialne źródła energii, cechujących się dużą zmiennością produkcji z systemem elektroenergetycznym. Atrakcyjną odpowiedzią na to wyzwanie jest wykorzystanie rozproszonych magazynów energii elektrycznej, gromadzących nadmiar produkowanej energii z elektrowni fotowoltaicznych

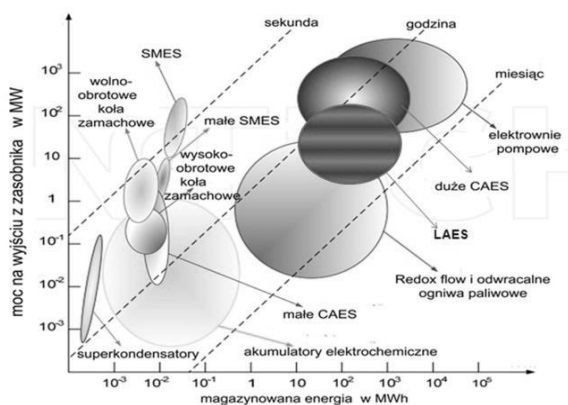
i wiatrowych. Synergia wytwarzania, w szczególności w okresach poza szczytami obciążeń, kiedy energia elektryczna ma niską cenę, oraz jej magazynowanie może być źródłem szeregu pozytywnych efektów i korzyści ekonomicznych. Magazyny umożliwiają uwolnienie energii elektrycznej w okresach o wyższym popycie na nią, czyli kiedy posiada znacząco wyższą cenę. Umożliwiają lepsze wykorzystanie technicznej infrastruktury sieci i konwencjonalnych elektrowni. Nadprodukcja energii w farmach wiatrowych w nocy może zostać załadowana do magazynów a następnie uwolniona w godzinach szczytu obciążenia systemu elektroenergetycznego.

Magazyny energii elektrycznej mogą być również wykorzystane przez operatorów sieci dystrybucyjnych do świadczenia usług w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii odbiorcom i utrzymywania jakości energii na wymaganym poziomie.

Odpowiednia ilość magazynów energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym umożliwia generację mocy w elektrowniach konwencjonalnych na w miarę stałym poziomie, zaś zbilansowanie mocy generowanej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych z zapotrzebowaniem przez odbiorców, nastąpi przez rozładowywanie i ładowanie magazynów energii elektrycznej.

#### 4. ANALIZA EFEKTYWNOŚCI EKONOMICZNEJ MAGAZYNOWANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Koszt zapewnienia prawidłowej eksploatacji i granicznych parametrów pracy, takich jak temperatura i systemy bezpieczeństwa są czynnikami, które muszą być uwzględniane przy ocenie czasu życia i kosztów całkowitych magazynowania energii. Moc na wyjściu i zdolność magazynowania energii w układzie są charakterystycznymi cechami technologii magazynowania. Szczególną uwagę na te różnice należy zwrócić przy interpretacji rys.1. Obszar poszczególnych sposobów magazynowania określa zakres energii i mocy, jaki może być uzyskany w poszczególnych technologiach magazynowania, nie uwzględniając czynników ekonomicznych. Nowe technologie magazynowania energii elektrycznej to: elektrownie pompowe posadowione w wyeksploatowanych kopalniach, magazynowanie w skroplonym powietrzu, produkcja i magazynowanie wodoru.

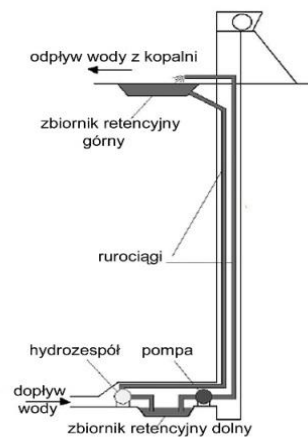


Rys.1. Moc uzyskiwana z magazynów energii [4]

SMES - magnetycznej w układach nadprzewodzących, CAES – w sprężonym powietrzu, LAES – w ciekłym powietrzu.

Podziemne zbiorniki lub zaadaptowane do tego wyrobiska w kopalniach mogą być dolnymi zbiornikami wody dla elektrowni pompowej (rys. 2). Na korzyść posadowienia elektrowni pompowej w kopalni przemawiają duże różnice wysokości pompowania, dostępna infrastruktura elektroenergetyczna oraz sprawność magazynowania energii, szacowana na poziomie (70÷75)% Wykorzystanie istniejącej instalacji do odwadniania już wyeksploatowanej kopalni, która musi być eksploatowana ze względu na możliwość zalewania wodą innych eksploatowanych kopalń, obniża nakłady inwestycyjne na instalację.

Przy przepływie wody wynoszącym 1 m<sup>3</sup>/s i spadzie 1000 m uzyskiwana moc w turbospole wodnym wynosi ok. 7 MW. Dwugodzinna praca generacyjna elektrowni pompowej o przepływie 1 m<sup>3</sup>/s, z uwzględnieniem dopływu wody do kopalni na poziomie 1 m<sup>3</sup>/s, wymaga, aby zbiornik wody na dole kopalni miał pojemność co najmniej 29 000 m<sup>3</sup>. Głębokość kopalni odgrywa ważną rolę zarówno z punktu widzenia ekonomicznego, jak i ekologicznego. Im większa wysokość spadku, tym mniej wody jest niezbędne do wytwarzania energii elektrycznej z hydrozespołów. Równie ważnym elementem przy posadowieniu elektrowni pompowej w kopalni jest brak sprzeciwu ze strony ekologów, którzy obecnie, na przykład w południowych Niemczech próbują zablokować budowę zbiorników powierzchniowych dla elektrowni pompowych [6]. Elektrownia pompowa znajdująca się pod ziemią nie będzie widoczna z powierzchni, ani nie będzie miała wpływu na przyrodę. Zanim jednak podejmie się decyzję o budowie elektrowni pompowej w kopalni, trzeba przeprowadzić analizę techniczno-ekonomiczną, uzasadniającą jej budowę.



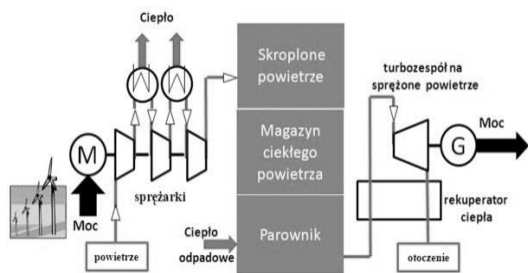
Rys.2. Elektrownia pompowa zainstalowana w podziemnej kopalni [5]

Jedną z najbardziej wydajnych metod magazynowania nadwyżek energii elektrycznej jest magazynowanie w skroplonym powietrzu LAES (ang. *Liquid Air Energy Storage*). W procesie tym powietrze zostaje sprężone, a następnie schłodzone do momentu, kiedy z pierwotnej postaci gazowej przechodzi do ciekłego stanu skupienia. Skroplone powietrze jest następnie magazynowane. Jeżeli zapotrzebowanie na energię elektryczną w sieci wzrasta, za pomocą pompy podnoszone jest ciśnienie ciekłego powietrza, które następnie paruje. Znajdujące się pod ciśnieniem powietrze w postaci gazowej jest ogrzewane i może zostać wykorzystane do wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach z turbinami na sprężone



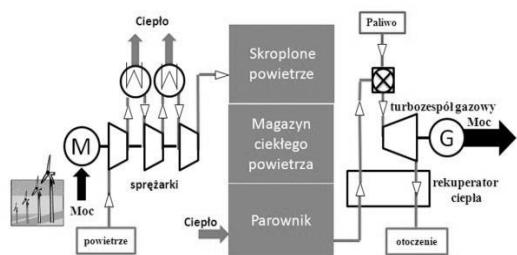
powietrze (rys. 3) lub w elektrowniach gazowych (rys.4). Technologia LAES nie podlega szczególnym wymaganiom geologicznym, co pozwala uniknąć żmudnych i skomplikowanych procedur uzyskania zezwoleń i otwiera możliwości jej szybkiego wdrożenia.

Wodór nie jest paliwem kopalnym, opracowanie taniej i wydajnej metody produkcji wodoru może zastąpić kopalne pierwotne nośniki energii. Metody produkcji wodoru: reforming benzyny, reforming metanu (mokry i suchy), elektroliza wody, metody biologiczne - algi, metoda Habera-Boscha -termiczny rozkład pary wodnej.



Rys.3. Magazynowanie energii elektrycznej w skroplonym powietrzu z turbos zespołem powietrznym

Sposoby magazynowania wodoru: sprężony w postaci gazowej, w postaci ciekłej, fizyczne wodorki metali, chemiczne wodorki metali, adsorbowanie na rurowatych strukturach węgla aktywowanego. Do otrzymania 1 kg wodoru w procesie elektrolizy wody zużywa się 43 kWh energii elektrycznej, co w elektrowni o sprawności wytwarzania energii elektrycznej 38% wymaga dostarczenia w paliwie 113,2 kWh. Ciepło spalania wodoru wynosi 39,38 kWh/kg, zatem sprawność pozyskiwania wodoru w procesie elektrolizy wody wynosi 35%. W przypadku wykorzystywania nadmiaru produkcji energii elektrycznej w elektrowniach fotowoltaicznych i elektrowniach wiatrowych do produkcji wodoru w procesie elektrolizy wody sprawność energetyczna (wytwarzania ciepła) wynosi  $39,38/43 = 91,6\%$ . Konwersja wodoru w ogniwie paliwowym na energię elektryczną w zależności od rodzaju ogniwa dokonuje się ze sprawnością (30÷60)%.



Rys.4. Magazynowanie energii elektrycznej w skroplonym powietrzu z turbos zespołem gazowym

Uśrednione koszty magazynowania energii w okresie eksploatacji LCOES (ang. *Levelized Cost of Energy Stored*) można obliczyć korzystając ze wzoru:

$$LCOES = \frac{CAPEX}{q N} \left[ \frac{p(1+p)^n}{(1+p)^n - 1} + \frac{OPEX}{CAPEX} \right] + \frac{k(1-\eta)}{\eta}$$

gdzie:

CAPEX – nakłady inwestycyjne na budowę w zł,

OPEX – koszt eksploatacyjny energii, zł/a

q – magazynowanie w cyklu, MWh/cykl

N – liczba cykli magazynowania w roku,

p – stopa kapitałowa,

k – koszt zakupu energii elektrycznej, zł/MWh,

n – okres eksploatacji magazynu energii, lata,

η – sprawność magazynowania energii.

Przykładowo, jeśli cena energii elektrycznej w godzinach szczytu sięga 200 USD/MWh (800 zł/MWh), a w nocy spada do 20 USD/MWh (80 zł/MWh), to różnica 180 USD/MWh (720 zł/MWh) może być potencjalnym zyskiem magazynu energii. Magazyn energii działający z efektywnością 70% będzie opłacalny, jeśli jego koszt użytkowania będzie mniejszy niż 126 USD/MWh (504 zł/MWh).

W tabeli 1 zestawiono jednostkowe koszty magazynowania energii w różnych technikach magazynowania energii [3].

Tabela 1. Porównanie różnych technik magazynowania energii [4,7]

Technologia	Moc nominalna w MW	Sprawność w %	Czas rozładowania	Okres eksploatacji w latach	Koszt magazynowania energii w USD/MWh	
elektrownia pompowa	100 - 5000	70 - 87	1 - 24 h	30 - 60	5 - 100	
magazynowanie w sprężonym powietrzu	50 - 300	70 - 89	1 - 24 h	20 - 40	2 - 120	
magazynowanie w skroplonym powietrzu	10 - 200	40 - 90	1 - 12 h	20 - 40+	260 - 530	
koła zamachowe	0.4 - 20	80 - 95	1 - 15 minut	15 - 20	1000 - 14 000	
magazynowanie wodoru i ogniwa paliwowe	0 - 50	20 - 85	s - 24 h	5 - 20	6 - 725	
baterie	plynne	0.03 - 3	65 - 85	s - 10 h	5 - 30+	150 - 1000
	Li-Ion	1 - 100	75 - 90	0.15 - 1 h	5 - 15 (4000-100000) **	600 - 3800
	metal-powietrze	0.01 - 50	ok.75	s - 5 h	(100-10 000) **	10 - 340
	NaS	0.05 - 34	75 - 90	s - 8 h	5 - 15 (2500-4500) **	300 - 500
	niklowe	0 - 40	60 - 90	s - 1 h	10 - 20 (1500-3000) **	800 - 1500
	kwasy-Pb	0 - 40	63 - 90	s - 10 h	5 - 20 (200-100) **	200 - 400
SMES-magazynowanie energii magnetycznej w układach nadprzewodzących	0.1 - 10	90 - 97	ms*s	20 - 30	1000 - 10000	
S.C.-magazynowanie energii w super kondensatorach	0 - 10	<75 - 98	ms*-1 h	8 - 20+	300 - 20000	

## 5. PODSUMOWANIE

Elektrownie pompowe stanowią około 99% magazynów energii na świecie, ich moc przekracza 100 GW, a całkowita moc wszystkich pozostałych magazynów energii nie przekracza 1 GW. Sprawność magazynowania (70÷73)% a koszt magazynowania (5÷100) USD/MWh.

Magazynowanie energii za pomocą sprężonego powietrza CAES (ang. *Compressed Air Energy Storage*) stosowane jest jako alternatywa dla elektrowni pompowych. Energia elektryczna o niskim koszcie, dostępna w nocy i w weekendy, wykorzystywana jest do sprężania powietrza do około 7 MPa w wielkich, podziemnych zbiornikach. Sprężone powietrze z magazynu umożliwia eliminację sprężarki powietrza wlotowego, która do napędu zużywa ok. 60% energii mechanicznej produkowanej przez turbinę. W ten sposób prawie cała energia mechaniczna turbiny gazowej jest używana do napędu generatora elektrycznego. Efektywność odzyskiwania energii w układach CAES jest rzędu (70÷89)%. Koszty magazynowania energii (2÷120) USD/MWh.

Ochładzając powietrze do -195°C można je skroplić, dzięki czemu jego objętość spada tysiąc razy, a przechowywanie staje się znacznie prostsze niż przechowywanie sprężonego powietrza. W momencie zapotrzebowania na energię ciekłe powietrze można ogrzać, co spowoduje jego zamianę w gaz pod dużym ciśnieniem, który może napędzać turbos zespoły gazowe generujące energię elektryczną. Konieczność ogrzewania ciekłego powietrza ciepłem ze spalania paliw kopalnych

sprawia, że proces jest mało efektywny energetycznie. Wykorzystanie ciepła odpadowego z elektrowni może podnieść jego efektywność do 90%, a koszty magazynowania energii wyniosą (260÷530) USD/MWh.

Wodór to czysty i bezpieczny nośnik energii, który może być wykorzystywany do przechowywania energii na dużą skalę. Można go wytwarzać z użyciem energii elektrycznej pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych oraz z ubogich w węgiel paliw kopalnych, a jego użycie nie powoduje żadnych emisji. Sprawność pozyskania i magazynowania wodoru (20 – 85)%, a koszty magazynowania (6 – 725) USD/MWh.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. European Commission. Energy Storage. A key technology for decentralized power, power quality and clean transport. Luxembourg 2001.
2. IEA. Technology Roadmap: Energy Storage. OECD, IEA (2014).
3. Wojciechowski H., Technologie wytwarzania oraz magazynowania energii elektrycznej i ciepła

w aspekcie bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju. Zadanie nr 5. PBZ-MEiN-1/2/2006. Wrocław 2008.

4. Wojciechowski H.: Magazynowanie energii. Ochrona atmosfery przez zmianę źródła energii. Dln Klub Ekologiczny, Wrocław 2016, s. 103-134.
5. Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., Wojciechowski H.: Możliwości wykorzystania zasobów wodnych i energetycznych w podziemnych kopalniach surowców mineralnych. Wyd. IGSMIE PAN nr 95, Kraków 2016, s. 47-57.
6. Parau, E.; Zillmann, A.; Niemann, A.; Realisierungskonzept für die Nutzung von Anlagen des Universität Duisburg-Essen: Steinkohlebergbau als unterirdische – Pumpenspeicher-kraftwerke -Übersicht und geotechnische Aspekte Bergbau, nr 11/2014, s. 491-497.
7. Mirek P., Technika magazynowania energii w cieplym powietrzu. Energy Policy Journal 2016. Tom 19, Zeszyt 1. str.73 – 86

## ENERGY STORAGE IN A LIQUEFIED AIR - A DREAM OR A NECESSITY?

The use of dispersed sources of renewable energy, has a growing share in the national energy balance. Production of electricity from wind power, solar or water depends on climatic conditions. Changes in this production are most often stochastic and hinder current balancing demand and supply of electricity. For this reason, that the number of renewable sources of energy constantly growing, there is the problem of their integration with the power system. For the current balance of supply and demand it becomes necessary to store electricity in distributed storage systems. In the case of such storages there are no restrictions as to the location, and the storage efficiency reaches the (60÷70)%. The paper will be presented technical-economic comparative analysis of pumping plant and storage of energy in a liquefied air (Liqued Air Energy Storage - LAES).

**Key words:** renewable energy sources, electricity storage, power pump plant, energy storage of liquefied.

## METODA LOKALIZACJI MAGAZYNÓW ENERGII W SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ ZE ZMIENNYMI PARAMETRAMI ENERGETYCZNYMI

Jarosław KORPIKIEWICZ<sup>1</sup>

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk Instytut Badawczy  
tel.: +48 58 349-82-11 e-mail: j.korpikevicz@ien.gda.pl

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono opracowaną metodę optymalnej lokalizacji zasobników energii w sieci elektroenergetycznej. W każdej chwili stan sieci elektroenergetycznej jest inny. Wybór lokalizacji powinien uwzględniać wszystkie analizowane stany sieci. Proces poszukiwania lokalizacji jest optymalizacją z ograniczeniami funkcyjnymi. Przedmiotem poszukiwań są jednocześnie lokalizacja i moce zainstalowane dodatkowych generacji wiatrowych oraz lokalizacja i moce zainstalowane elektrochemicznych magazynów energii. W tym celu zastosowano algorytmy ewolucyjne. Przeprowadzono badania na podstawie modelu przykładowej sieci elektroenergetycznej ze zmiennymi węzłami odbiorczymi, generacją klasyczną i odnawialną. Na podstawie tych badań utworzono aplikację do optymalnej lokalizacji magazynów energii dla wielu stanów sieci elektroenergetycznej.

**Słowa kluczowe:** magazyn energii, algorytmy ewolucyjne, lokalizacja, sieć elektroenergetyczna, MatPower.

### 1. WSTĘP

#### 1.1. Cel i zakres artykułu

Celem artykułu jest opracowanie metody wyboru lokalizacji zasobników energii w sieci WN w funkcji maksymalizacji zdolności przyłączania energetyki odnawialnej tj. maksymalizacji wyprowadzenia sumarycznej mocy źródeł OZE przy spełnieniu ograniczeń technicznych sieci (obciążalność i napięcia węzłów). Do badań wykorzystano 30-węzłową sieć testową IEEE. Podczas badań symulowano zmienne wartości parametrów energetyczne węzłów sieci w czasie (np. P,Q lub U). Celem pracy nie jest wyznaczanie doboru technologii lub pojemności magazynów lecz tylko ich wymaganych mocy zainstalowanych i ich lokalizacji. Przedmiotem zainteresowania jest niewielki obszar sieci dystrybucyjnej, dla którego inwestor rozważa instalację magazynów energii. Metoda nie uwzględnia pozostałych czynników analizowanych w ekspertyzach przyłączeniowych np. kryterium mocy zwarciovych. Czynniki te zostaną uwzględnione w dalszych badaniach (kolejnych wersjach metody). Oprócz wymagań technicznych należałoby uwzględnić czynniki ekonomiczne jak koszty instalacji, przyłączenia, eksploatacji i utylizacji magazynu energii. Jednak koszty te zależne są od jego dostawcy, czasu realizacji zamówienia, lokalizacji (dostępności infrastruktury sieciowej i niezbędne prace umożliwiające przyłączenie do sieci elektroenergetycznej – warunki przyłączenia). Czynniki te jednak trudno ująć bez uwzględnienia konkretnych lokalizacji. Celem artykułu jest dobór lokalizacji magazynów ze względu na pracę sieci. Artykuł powstał w ramach projektu badawczego GEKON1/02/213880/30/2015.

#### 1.2. Definicja problemu i wytyczne dla aplikacji

Przedmiotem rozważań jest znalezienie numerów węzłów do których zostanie przyłączona dodatkowa generacja FW o określonych mocach zainstalowanych oraz numerów węzłów do których zostaną przyłączone magazyny energii o określonych mocach. Jest to problem równoczesnej optymalizacji lokalizacji zarówno magazynów jak i dodatkowej generacji. Analizy sieci elektroenergetycznej wykonuje się dla pojedynczego stanu sieci. Stan sieci określony jest za pomocą parametrów energetycznych węzłów (np. mocy węzłów odbiorczych i generacyjnych) oraz jej konfiguracji. Stan sieci zmienia się w każdej chwili.

Funkcja celu i ograniczenia wyznaczane są na podstawie symulacji – rozplywów mocy. Klasyczne metody optymalizacji posiadają dodatkowe wymagania np. ciągłości lub różniczkowalności funkcji celu, funkcji celu w postaci analitycznej. Nie jest możliwe uwzględnienie ograniczeń w postaci analitycznej ponieważ ewentualne przeciążenia elementów sieci lub przekroczenia dopuszczalnych przedziałów napięć w węzłach zależny jest od samej sieci (modelu sieci), jej stanu (wartości mocy czynnych i biernych w poszczególnych węzłach, stanów łączników oraz dodatkowej generacji). Jednym ze sposobów uwzględnienia ograniczeń w optymalizacji jest zastosowanie funkcji kary.

W celu wyznaczenia wartości funkcji kary należy wykonać  $N$  obliczeń rozplywowych dla każdego stanu sieci. Wartość kary stanowi sumę funkcji kar dla każdego stanu. Idealnym rozwiązaniem jest takie, które nie powoduje przekroczeń w żadnym z  $N$  stanów sieci. Zatem jest to problem optymalizacji z ograniczeniami nieliniowymi (funkcyjnymi). Z powyższych względów do rozwiązania tego problemu zastosowano algorytmy ewolucyjne.

Algorytmy ewolucyjne są algorytmami populacyjnymi. Oznacza to, że zawierają one nie jedno lecz zbiór proponowanych (przyszłych) rozwiązań zwanych populacją. Pojedyncze proponowane rozwiązanie nazywane jest osobnikiem. Postać osobnika to połączenie wektora mocy zainstalowanych dodatkowych źródeł o długości równej licznie węzłów  $w$  i wektora mocy zainstalowanych magazynów energii o tej samej długości. Wartości różne od zera stanowią o faktycznie przyłączonych magazynach / dodatkowych źródłach w tych węzłach. Wartość funkcji celu oraz funkcji kary wyznaczana jest dla konkretnego osobnika ale dla wszystkich  $N$  stanów sieci.

Matematyczna postać problemu jest następująca jak w układzie 13 równań i nierówności. Równanie (11) określa postać  $j$ -tego osobnika w populacji. Wszystkie zależności dotyczą jednego  $j$ -tego osobnika. Równanie (1) określa

problem minimalizacji tj. maksymalizacji sumy mocy generacji dodatkowej przy minimalnej karze za przekroczenia. Równanie (2) to suma wszystkich kar za przeciążenia którekolwiek elementu sieci dla konkretnego stanu  $s$  i osobnika  $j$ . Równanie (3) to przykładowa postać funkcji kary za przeciążenie elementu sieci. Równania (4) i (5) są analogicznie ale dotyczą dopuszczalnego zakresu napięć dla węzłów. Ograniczenie (6) zapewnia zbieżność optymalizacji, ponieważ aby porównać ze sobą tylko lokalizacje to suma wartości mocy zainstalowanych powinna być taka sama. Równania (7) i (9) oznaczają, że aktualne wartości mocy czynnej w aktualnym stanie sieci muszą zawierać się w granicach wyznaczonych przez moce zainstalowane. Nierówność (8) oznacza, że wartość mocy zainstalowanej nie powinna być większa od obciążalności linii. Wylosowanie zbyt dużych wartości mogłyby powodować przeciążenia. Analogicznie nierówność (10) dotyczy mocy zainstalowanej dodatkowej generacji. Równanie (12) oznacza modyfikację modelu sieci na podstawie postaci osobnika  $X$  (m.in. dodanie węzłów generacyjnych). Ponadto na podstawie danych historycznych stworzono rozkłady mocy czynnych dla generacji OZE. Symulacja ich zmienności wykorzystuje te rozkłady mocy. Ostatnie równanie oznacza wywołanie aplikacji rozprywowej i wyznaczenie obciążenia linii oraz napięć we węzłach. Wyniki te używane są do wyliczenia funkcji kar.

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \left( -1 \cdot \sum_{i=1}^w p_{fw}(j, i) + \sum_{s=1}^N [\text{przek}_S(j, s) + \text{przek}_U(j, s)] \right) \quad (1) \\ \text{przek}_S(j, s) = \sum_{l=1}^L p_{s}(j, s, l) \quad (2) \\ p_{s}(j, s, l) = \begin{cases} a \cdot [S_{obc, j, s}(l) - S(l)], S_{obc, j, s}(l) > S(l) \\ 0, S_{obc, j, s}(l) \leq S(l) \end{cases} \quad (3) \\ \text{przek}_U(j, s) = \sum_{i=1}^w p_{u}(j, s, i) \quad (4) \\ p_{u}(j, s, i) = \begin{cases} b \cdot [V_{j, s}(i) - V_{max}(i)], V_{j, s}(i) - V_{max}(i) > 0 \\ c \cdot [V_{min}(i) - V_{j, s}(i)], V_{min}(i) - V_{j, s}(i) > 0 \\ 0, V_{min}(i) \leq V_{j, s}(i) \leq V_{max}(i) \end{cases} \quad (5) \\ \sum_{i=1}^w p_{mag}(j, i) = \text{suma}_p_{mag} \quad (6) \\ \prod_{s=1}^N \prod_{i=1}^w -1 \cdot p_{mag}(j, i) \leq p_{mag}(j, s, i) \leq p_{mag}(j, i) \quad (7) \\ \prod_{i=1}^w p_{mag}(j, i) \leq \text{MAG\_MAX} \quad (8) \\ \prod_{s=1}^N \prod_{i=1}^w 0 \leq p_{fw}(j, s, i) \leq p_{fw}(j, i) \quad (9) \\ \prod_{i=1}^w p_{fw}(j, i) \leq \text{FW\_MAX} \quad (10) \\ X(j) = \begin{bmatrix} p_{fw}(1) \\ \dots \\ p_{fw}(w) \\ p_{mag}(1) \\ \dots \\ p_{mag}(w) \end{bmatrix} \quad (11) \\ \text{mpc\_akt}(j, s) = \text{losuj}_i_{aktualizuj}(\text{mpc}, X) \quad (12) \\ [S_{obc, j, s}, V_{j, s}] = \text{rozplyw}(\text{mpc\_akt}) \quad (13) \end{array} \right.$$

gdzie:  $i$  – numer węzła sieci,  $j$  – numer osobnika z populacji,  $w$  – liczba węzłów sieci,  $l$  – numer elementu sieci (linii),  $L$  – liczba linii w sieci,  $N$  – liczba analizowanych stanów sieci,  $s$  – numer stanu sieci,  $\text{przek}_S(j, s)$  – suma kar za przekroczenie obciążalności elementów dla osobnika  $j$  i stanu  $s$ ,  $p_{s}(j, s, l)$  – kara za przekroczenie obciążalności elementu  $l$  dla osobnika  $j$  i stanu  $s$ ,  $S_{obc, j, s}(l)$  – aktualne obciążenie elementu sieci  $l$  dla osobnika  $j$  i stanu  $s$ ,  $S(l)$  – obciążalności elementu  $l$ ,  $a, b, c$  – współczynniki funkcji kary,  $\text{przek}_U(j, s)$  – suma kar za przekroczenie dopuszczalnego zakresu napięć dla osobnika  $j$

i stanu  $s$ ,  $p_{u}(j, s, i)$  – kara za niedotrzymanie napięcia w węźle  $i$  dla osobnika  $j$  i stanu  $s$ ,  $p_{mag}(j, i)$  – moc zainstalowana dla osobnika  $j$  w węźle  $i$ ,  $p_{mag}(j, s, i)$  – aktualna moc czynna magazynu energii dla osobnika  $j$  w węźle  $i$  w stanie  $s$ ,  $\text{suma}_p_{mag}$  – suma mocy zainstalowanych magazynów energii w sieci,  $p_{fw}(j, i)$  – moc zainstalowana dodatkowej generacji dla osobnika  $j$  w węźle  $i$ ,  $p_{fw}(j, s, i)$  – aktualna wylosowana moc czynna dodatkowej generacji dla osobnika  $j$  w węźle  $i$  w stanie  $s$ ,  $V_{j, s}(i)$  – aktualna wartość napięcia w węźle  $i$  dla danego osobnika z populacji o numerze  $j$  i jego analizowanym stanie  $s$ , wyznaczana w trakcie rozprywu,  $V_{min}(i)$  – dopuszczalne minimalne napięcie węzła  $i$ . Element modelu sieci,  $V_{max}(i)$  – dopuszczalne maksymalne napięcie węzła  $i$ . Element modelu sieci,  $X(j)$  – postać  $j$ -tego osobnika,  $\text{mpc}$  – model badanej sieci,  $\text{mpc\_akt}$  – zmodyfikowany model sieci na podstawie osobnika  $X$ ,  $\text{rozplyw}$  – funkcja realizująca obliczenia rozprywów mocy czynnych i biernych,  $\text{losuj}_i_{aktualizuj}$  – funkcja losująca parametry odbiorów i generacji, wykorzystująca pomiary historyczne,  $\text{FW\_MAX}$  – maksymalna moc zainstalowana dodatkowych źródeł – parametr algorytmu,  $\text{MAG\_MAX}$  – maksymalna moc zainstalowana magazynu.

W celu zbadania wzrostu możliwości przyłączenia dodatkowej generacji należy wykonać dwie symulacje. Wynikiem każdej symulacji jest suma mocy zainstalowanych dodatkowej generacji nie powodujących naruszeń ograniczeń sieciowych. Pierwsza – bez udziału magazynów, a druga z magazynem. Na ich podstawie zostanie wyznaczony wzrost możliwości przyłączenia dodatkowej generacji spowodowany udziałem magazynów jako różnica wyników obu symulacji.

### 1.3. Wybór narzędzi

Ze względu na istnienie nieliniowych i nieznanych w postaci analitycznej ograniczeń wyklucza się użycie klasycznych metod optymalizacji. Do realizacji oprogramowania użyto środowisko Matlab 2016. W celu realizacji obliczeń rozprywowych wykorzystano pakiet uruchamiany w środowisku Matlab – MatPower [1]. Język Matlab umożliwia na programowanie w dogmacie obiektowym [2]. Algorytmy ewolucyjne są dostępne w przyborniku Global Optimization Toolbox [3]. Utworzenie takiej aplikacji w języku ogólnego przeznaczenia bez dostępu do przetestowanych specjalizowanych bibliotek (metody numeryczne, obliczenia rozprywowe, algorytmy ewolucyjne) byłoby bardzo pracochłonne lub wymagałoby integracji z oprogramowaniem innych twórców. Opis algorytmów ewolucyjnych znajduje się m.in. w monografiach [4] i [5].

### 1.4. Budowa aplikacji do symulacji

Podczas projektowania algorytmu ewolucyjnego należy rozważyć następujące zagadnienia [5]:

- wybór niezbędnych cech (właściwości) pojedynczego rozwiązania,
- sposób tworzenia populacji początkowej,
- uwzględnienie ograniczeń optymalizacji,
- zbieżność (zapewnienie dostatecznej zbieżności rozwiązywania zadania; zapobieżenie zjawisku przedwczesnej zbieżności),
- rodzaj kodowania problemu (np. dwójkowy, dziesiętny lub inny uwzględniający specyfikę problemu),
- wybór standardowych / projekt specyficznych operatorów genetycznych,
- konstrukcja funkcji przystosowania. Właściwy dobór funkcji przystosowania zapewnia stabilną

pracę algorytmu i możliwość znalezienia rozwiązania,

- problematyka przekraczania ograniczeń przez niektóre rozwiązania,
- możliwość uwzględnienia specyfiki problemu i wykorzystania dodatkowych informacji w celu przyspieszenia pracy algorytmu,
- najczęściej rozwiązywany problem jest zagadnieniem optymalizacji globalnej. Algorytm powinien generować osobniki potomne, które mogą opuścić lokalne ekstrema tzw. zdolność przekraczania siodła funkcji przystosowania. Cechę tę mają algorytmy z miękką selekcją,
- warunki zatrzymania pracy algorytmu.

## 2. SYMULACJA

Symulacje zostały wykonane w ramach pracy statutowej [6], gdzie szczegółowo zaprezentowano badaną sieć oraz jej modyfikację.

### 2.1. Symulacja dla różnych postaci funkcji kary

Podczas doboru współczynników kary oraz postaci funkcji kar badano zbieżność algorytmu ewolucyjnego oraz przekroczenia w otrzymywanych rozwiązaniach. Oba wymagania są trudne do jednoczesnego spełnienia. W tym celu wykonano szereg badań symulacyjnych dla różnych postaci funkcji kary. Postacie funkcji kary zaprezentowano w tabelicy 1. Ponadto zastosowano dwie metody wyboru rozwiązania. Wyniki symulacji przedstawiono w tabeli 2.

Tabela 1. Postacie badanych funkcji kary dla różnych wersji algorytmów

Rodzaj algorytmu			
V4a	V4b	V4c	V4d
a=80	a=80	a=90	a=50
b=100	b=80	b=80	b=80
$obc = Sobc - S; \% \text{ dodatnie przeciążenia}$ $inx\_przkr = obc > 0;$ $obc(obc < 0) = 0;$ $obc = obc / S;$ $obc2 = obc;$ $obc2(inx\_przkr) = obc2(inx\_przkr) + 1;$			
$z(1:L) = a * obc + (0.02 * a * obc2)^{.4}$	$z(1:L) = a * obc + (0.03 * a * obc2)^{.4}$	$z(1:L) = a * obc + (0.02 * a * obc2)^{.4}$	$z(1:L) = a * obc + (0.012 * a * obc2)^{.5}$
$\Delta V = V - 1;$ $inx\_przkr\_U = (V < Vmin)   (V > Vmax);$ $\Delta V((V >= Vmin) \& (V <= Vmax)) = 0;$ $absV = abs(\Delta V);$ $absV2 = absV;$ $absV2(inx\_przkr\_U) = absV2(inx\_przkr\_U) + 1;$ $z(L+1:L+w) = b * absV + (0.05 * b * absV2)^{.3};$ $liczba\_przkr = sum(z > 0);$ $max\_przec = max(z);$ $przekroczenia = sum(z) / liczba\_przkr + max\_przec;$			

Tabela 2. Porównanie algorytmów ewolucyjnych z różnymi postaciami funkcji kary

Lp	Rodzaj	Rodzaj wyboru	Suma mocy czynnej generacji OZE [MW]	Wartość maksymalnego przeciążenia na linii [MVA]	Max przeciążenie znormalizowane (obciążalność) [%]	Suma wszystkich przeciążeń [MVA]	Suma wszystkich przeciążeń linii % w stosunku do ich obciążalności	Suma funkcji kary	Granica na wartość przeciążenia
Wartości wyznaczone na podstawie wszystkich stanów sieci									
1	V4A	Klasyk zne	239	8,34	18,45	49,82	175,55	129,08	-
2	V4A	OZE	243	8,34	17,38	57,95	202,81	72,74	130
3	V4B	Klasyk zne	74	9,4	14,46	48,16	129,14	114,63	-
4	V4B	OZE	86	9,58	14,75	70,16	168,52	68,72	400
5	V4C	Klasyk zne	100	9,44	14,53	60,40	183,30	158,69	-
6	V4C	OZE	111	8,95	15,96	60,79	199,12	87,90	180
7	V4D	Klasyk zne	213	8,92	18,67	60,83	268,94	50,22	-
	V4D	OZE	205	8,92	18,66	51,68	211,72	87,90	45
		MIN	74	8,3	14,5	48,2	129,1	50,2	-
		MAX	243	9,6	18,7	70,2	268,9	158,7	-

W celu porównania najlepszego i najgorszego rozwiązania zestawiono obciążenia dla wybranego stanu w tabeli 2. W żadnym z tych rozwiązań nie ma dużych przeciążeń. A przeciążenie rzędu 18% wynika z niewielkiego przeciążenia ok 3 MVA linii o małej obciążalności 16 MVA. Z tego wynika, że należy wybrać do dalszych prac algorytm w wersji V4A z wyborem rozwiązania wg wyżej opisanego kryterium.

### 2.2. Test redukcji przeciążenia

W celu przetestowania algorytmu ze względu na redukcję przeciążenia utworzono model sieci z przeciążeniem – linia 25-26 przeciążona o 170% jej obciążalności (patrz tablica 3).

Tabela 3. Obciążenie linii z przeciążeniami dla zmodyfikowanego modelu

Nr węzła OD	Nr węzła DO	S [MVA]	Obciążalność linii [MVA]	Przeciążenie	
				[MVA]	%
6	8	37,19	32	5,19	16,21%
25	26	43,31	16	27,31	170,69%
25	27	32,87	16	16,87	105,43%

Następnie uruchomiono algorytm z udziałem magazynów i uzyskano rozwiązanie (jego część przedstawiona została w tabeli 4. W wyniku znalezienia rozwiązania (lokalizacji dodatkowych generacji o sumie mocy zainstalowanej 195,5 MW oraz magazynów o sumie 19 MW) przeciążenia dla linii 25-26 z 170% zmalało do 3% (patrz tabele 3 i 5). Ze względu, że zastosowano zewnętrzną funkcję kary pojawiły się niewielkie przeciążenia poniżej 12 %. Zatem potwierdzona została skuteczność algorytmu – początkowe przeciążenie zostało zredukowane. Największa moc magazynu została przyłączona w węźle 26 (patrz tablica 4) w trybie ładowania w celu odciążenia linii 25-26 i 25-27.

Tabela 4. Znalezione rozwiązanie – lokalizacja magazynów

Nr węzła	Moc zainstalowana magazynu MW
4	2,57
26	9,98
28	2,48
29	3,97
Suma MW	19

Tabela 5. Obciążenie linii z przeciążeniami dla zmodyfikowanego modelu z przyłączonymi magazynami (stan s=1)

Nr węzła OD	Nr węzła DO	S [MVA]	Obciążalność linii [MVA]	Przeciążenie	
				[MVA]	%
12	13	72,95	65	7,95	10,9
15	23	17,64	16	1,64	9,3
23	24	17,29	16	1,29	7,4
25	26	16,50	16	0,5	3,0
27	29	17,99	16	1,99	11,04
6	28	34,20	32	2,2	6,4



### 3. WNIOSKI KOŃCOWE

- 1) Optymalizacja z wykorzystaniem algorytmów ewolucyjnych może być wykorzystana do lokalizacji magazynu energii w sieci. Wymaga to uzmiennienia modelu sieci tj. wyznaczenia parametrów węzłów dla poszczególnych stanów sieci. Jednak zmienny model sieci powoduje to, że nie dla wszystkich postaci funkcji kar i współczynników kar za przekroczenia otrzymamy zbieżny i stabilny algorytm optymalizacyjny. Jedno z badań służyło do znalezienia takiej postaci funkcji kar i wartości jej współczynników aby uzyskać zarówno zbieżność algorytmu jak i znalezione rozwiązania nie powinny naruszać w sposób istotny ograniczeń. Ze względu na fakt, że zastosowany został algorytm ewolucyjny z zewnętrzną funkcją kary znalezione rozwiązania mogą zawierać kilkunastoprocentowe przekroczenia.
- 2) Inne metody optymalizacji przy zmiennych warunkach np. metody klasyczne nie mogłyby być użyte. Jest to spowodowane tym, że ograniczeń technicznych sieci nie można przedstawić w postaci analitycznej. Zatem postać funkcji kary nie jest znana w zależności od proponowanego rozwiązania (osobnika).
- 3) Algorytmy ewolucyjne są metodami adaptacyjnymi, co umożliwia uzyskanie ich zbieżnej pracy przy odpowiednim doborze operatorów genetycznych i postaci funkcji kary. Wymaga to przeprowadzenia szeregu badań symulacyjnych.
- 4) Algorytmy ewolucyjne są metodami zrandomizowanymi. Do poprawnego uzyskania rozwiązania wymagane jest kilkukrotne uruchomienie algorytmu i wybranie najlepszego rozwiązania.
- 5) W wyniku symulacji wykonanej stwierdzono, że nie ma problemów napięciowych w żadnej wersji algorytmu. Zmiana współczynników kary oraz postać funkcji kary ma duży wpływ na wynik jego pracy tj. wielkość wprowadzanej dodatkowej generacji farm wiatrowych do sieci przy określonych przeciążeniach linii. Zbyt duże wartości współczynników kary powodowały to, że algorytm ewolucyjny tracił całkowicie zbieżność.

Objawiało się to tym, że w kolejnych generacjach nie otrzymywano lepszego wyniku funkcji celu. Nie było trendu zmian funkcji celu w kierunku mniejszych wartości. Te zjawisko nie pozwala na uzyskanie prawidłowych wyników optymalizacji. Identyczny efekt uzyskano gdy postać funkcji kary powodował to, że wartość sumarycznej kary była zbyt duża. Natomiast przy zbyt małych współczynnikach funkcji kary lub jej postaci uzyskującej zbyt małych wartości powoduje uzyskiwanie rozwiązań obciążonych dużymi przeciążeniami linii (znacznie ponad 20% ich obciążalności).

- 6) Implementacja algorytmów ewolucyjnych do problemów z ograniczeniami nieliniowymi wymaga zaprojektowania specyficznych operatorów genetycznych, co powoduje że nie jest to metoda uniwersalna.

### 4. BIBLIOGRAFIA

1. Zimmerman R.D., Murillo-Sanches C.E., Matpower 5.1. User's manual. Power System Engineering Research System, 20 marc 2015.
2. Matlab. Object – oriented programming. Matlab R2016a. The MathWorks, Inc. 2016.
3. Global Optimization Toolbox. User's guide. Matlab R2016a. The MathWorks, Inc. 2016.
4. Michalewicz Z., Algorytmy genetyczne + struktury danych = programy ewolucyjne. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2010.
5. Abras J., Wykłady z algorytmów ewolucyjnych. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2001, 2004. ISBN 83-204-2970-6.
6. Korpikiewicz J. i inni. Opracowanie metodyki wyboru lokalizacji zasobników energii w sieci WN w celu zwiększenia zdolności przyłączania energetyki odnawialnej do systemu dystrybucyjnego. Praca statutowa Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk OGS-68/16, Instytut Energetyki, Gdańsk 2016.

## METHODOLOGY LOCATION ENERGY STORAGE IN THE POWER GRID WITH VARIABLE ENERGY PARAMETERS

The paper presents a new methodology of optimal location energy storage in the power grid. At any time the state of the power grid is different. The choice of location should take into account all the analyzed states of the electrical grid. The process of siting is the optimization of the functional limitations. Functional limitations are technical limits (overload grid elements and voltage node limits). We can't present this limitation in analytical form e.g. mathematical formula. A violation of these restrictions is only possible after completing the calculation power flow. For this reason, the evolutionary algorithms selected to optimize the this problem. Possibilities for connecting additional wind generation are dependent both on its location and the location of energy storage. The subject of the research are both location and installed capacity of additional wind generation and location and installed capacity electrochemical energy storage. Studies were carried out on the basis of the model sample the grid with variable receiver nodes, classical and renewable generation. Based on these studies established the optimal location for the application of energy storage for multiple states of the electricity grid.

**Keywords:** energy storage, evolutionary algorithms, localization, power grid, MatPower.



## DODATKOWE MOŻLIWOŚCI REGULACJI ENERGOELEKTRONICZNYCH PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPÓW W TRANSFORMATORACH WN/SN

Jarosław KORPIKIEWICZ<sup>1</sup>

1. Akademia Morska w Gdyni, Wydział Elektryczny, Katedra Automatyki Okrętowej, Studium Doktoranckie  
tel.: e-mail: j.korpiiewicz@we.am.gdynia.pl

**Streszczenie:** Zaprojektowano model symulacyjny do oceny jakości regulacji napięcia za pomocą podobciążeniowego przełącznika zacze- pów (PPZ). Zakłóceniem w tym modelu są zmiany zapotrzebowania oraz zmiany napięcia zasilania transformatora. W artykule na podstawie badań symulacyjnych zaprezentowano charakterystykę porównawczą klasycznych i energoelektronicznych PPZ. Zbadano również jaki wpływ na syntezę regulatora ma zmiana klasycznego na energoelektroniczny. Na podstawie w/w analiz sformułowano dodatkowe możliwości regulacji z energoelektronicznymi przełącznikami zacze- pów. Celem artykułu jest określenie wymagań dla nowego typu regulatora półprzewodnikowych przełączników zacze- pów oraz możliwych kryteriów działania tej regulacji.

**Słowa kluczowe:** energoelektroniczny przełącznik zacze- pów, transformator WN/SN.

### 1. MODEL SYMULACYJNY

#### 1.1. Założenia budowy modeli i ich symulacji

W celu wykonania symulacji zbudowano modele w środowisku Matlab/Simulink z wykorzystaniem Simscape Power Systems. Symulacja ma za zadanie wyznaczenie wskaźnika jakości regulacji napięcia w sieci SN zadanego zależnością (1) tj. wg kryterium minimalizacji odchyłeń napięć u odbiorców.

W modelu zastosowano następujące założenia i uproszczenia:

- Łączniki półprzewodnikowe prądu przemiennego zamodelowano w sposób uproszczony. Nie uwzględniano rzeczywistych parametrów tyrystorów.

- W rzeczywistych układach po stronie WN zmienia się zarówno wartość napięcia jak i jego kąt, co można wyznaczyć za pomocą obliczeń rozplwywowych sieci WN. W symulacji ograniczono się tylko do losowych zmian wartości skutecznej napięcia w zakresie  $0,75 \div 1,25 U_N$  (patrz tablica 3 – symulacja 1).

- W regulatorach z energoelektronicznymi PPZ w celu zwiększenia liczby stopni sterowania napięciem przy założonej liczbie zacze- pów stosowane są różne techniki np. dyskretna modulacja cyklu ang. Discredited Cycle Modulation [2]. Podczas symulacji nie stosowano tej techniki, co wpłynie na niedoszacowanie pozytywnego wpływu zastosowania tych urządzeń.

- Dla klasycznego i energoelektronicznego PPZ założono taką samą liczbę zacze- pów transformatora.

- Podczas symulacji klasycznych PPZ zastosowano ograniczenia przedstawione w tabeli 1. Algorytm pracy regulatora klasycznego PPZ zaprezentowano m.in. w [1].

- Zastosowanie algorytmu z Kompensacją Spadku Napięcia na Wielu Linach Zasilających wymaga zaimplementowania nadrzędnego obszarowego sterowania napięciem np. Zintegrowanego Systemu Regulacji Napięcia i Zarządzania Mocą Bierną [3, 4]. Przedmiotem symulacji jest porównanie właściwości regulacyjnych obu typów PPZ. Nie jest celem tej pracy wyznaczenia optymalnych algorytmów sterowania PPZ.

- Odmiennie parametry klasycznych i elektronicznych PPZ i ich regulatorów ujęto w tablicach 1 i 2.

- Regulator energoelektronicznych PPZ zmienia zacze- pę sekwencyjnie.

Tablica 1 Parametry klasycznego PPZ

Lp.	Nazwa / opis	Wartość	j.m.
1	Trwałość PZ (liczba operacji łączeniowych)	$250 \cdot 10^3$	-
2	Czas przełączenia zacze- pu	8	s
3	Liczba zacze- pów (niezwartych)	33 (-16,0,+16)	-
4	U <sub>wz</sub> - względna wartość napięcia przy zmianie o jeden zacze- p	0,01875	pu
5	Opóźnienie bloku regulatora	50	s
6	Strefa nieczułości DeadBand	0,0375	pu
7	Napięcie referencyjne U <sub>ref</sub>	1,04	pu

Tablica 2 Parametry symulacji elektronicznego PZ

Lp.	Nazwa / opis	Wartość	j.m.
1	Czas przełączenia zacze- pu	0,1	s
2	Liczba zacze- pów (niezwartych)	33 (-16,0,+16)	-
3	U <sub>wz</sub> - względna wartość napięcia przy zmianie o jeden zacze- p	0,01875	pu
4	Strefa nieczułości wyrażona w U <sub>wz</sub>	$-0,5 \div +0,5$	pu
5	Okres generacji ewentualnego sygnału zmiany zacze- pu	2	s

$$J = \int_{t=0}^N \sum_{i=1}^n \frac{|U_i(t) - U_n|}{U_n} dt \quad (1)$$

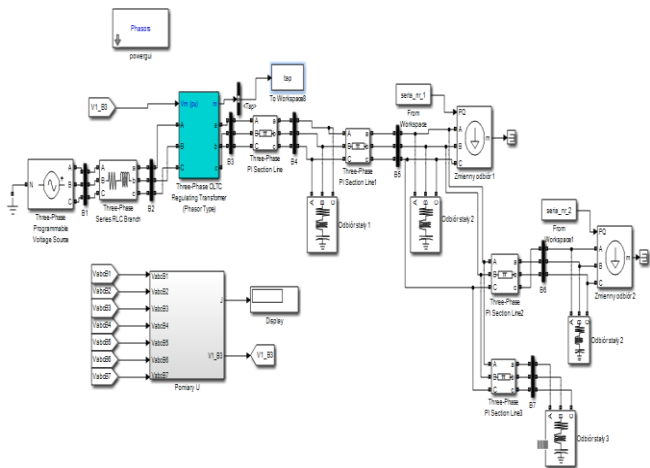
gdzie:  $U_i(t)$  - napięcie w  $i$ -tym węzle w chwili  $t$ ,  $N$  - czas końcowy symulacji,  $U_n$  - napięcie znamionowe,  $n$  - liczba monitorowanych węzłów sieci.

Tablica 3 Parametry źródła programowanego dla symulacji 1

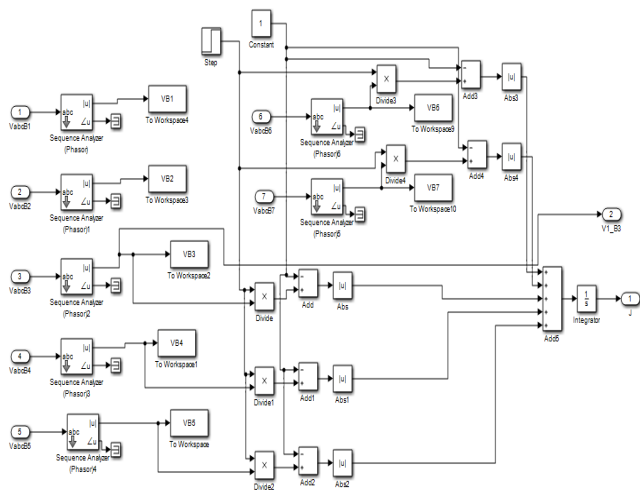
U [pu]	1	1,25	1,02	0,75
t [s]	0	200	450	700

**1.2. Model symulacyjny z klasycznym przełącznikiem zaczeów**

W pierwszym modelu (rys. 1) wykorzystano standardowy blok transformatora z klasycznym przełącznikiem zaczeów oraz regulatorem. Zmienne napięcie zasilania transformatora WN zrealizowano za pomocą programowalnego źródła trójfazowego pracującego jako węzeł bilansujący wraz z szeregową impedancją (ekwiwalent KSE). Sygnałem pomiarowym regulatora jest napięcie dolne B3. Kompensacja prądowo jest wyłączona. Zmienne obciążenia w czasie realizowane jest za pomocą bloków nazwanych zmienny odbiór wykorzystujących wektory mocy P i Q z przestrzeni Matlaba. Pomiary napięć w węzłach oraz wyznaczenie wskaźnika jakości regulacji napięcia wg zależności (1) realizowane jest przez podsystem zaprezentowany na rysunku 2.



Rys. 1. Schemat symulacyjny do badania wpływu klasycznego przełącznika zaczeów na jakość napięcia w zmiennych warunkach

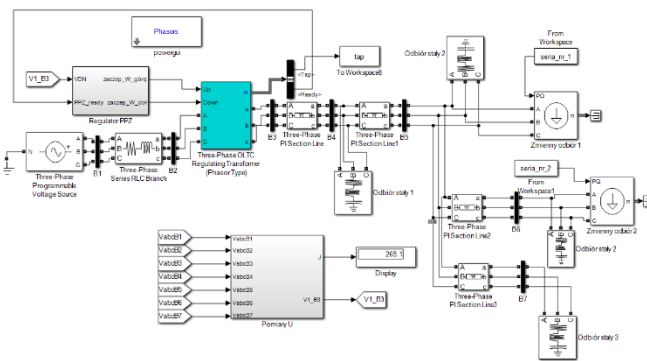


Rys. 2. Schemat podsystemu pomiarów napięć i wyznaczania wskaźnika jakości J

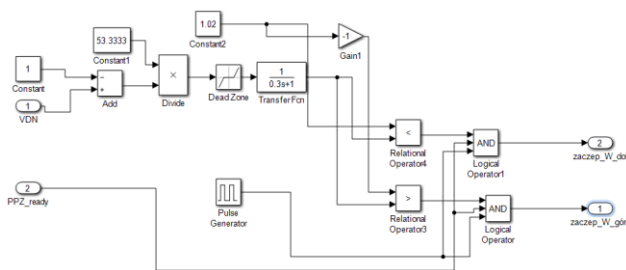
**1.3. Model symulacyjny z elektronicznym przełącznikiem zaczeów**

Model do symulacji pracy w tej samej sieci i dla tych samych danych wejściowych transformatora regulacyjnego z energoelektronicznym PPZ został przedstawiony na rysunku 3. Transformator ten pracuje w trybie sterowania

zewnętrznego (wejścia Up i Down). Jest ono realizowane przez zaprojektowany regulator PPZ, którego struktura została przedstawiona na rysunku 4. Zastosowano również podsystem pomiarowy zaprezentowany na rysunku 2.



Rys. 3. Schemat symulacyjny do badania wpływu energoelektronicznego przełącznika zaczeów na jakość napięcia w zmiennych warunkach



Rys. 4. Regulatora energoelektronicznego przełącznika zaczeów

**2. BADANIE WPLYWU RODZAJU PRZEŁĄCZNIKA ZACZEÓW NA JAKOŚĆ REGULACJI NAPIĘCIA**

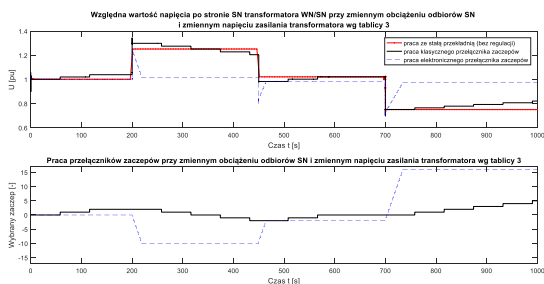
W symulacji przyjęto, że regulator energoelektronicznych PPZ sekwencyjnie przełącza zaczeopy. Uproszczenie to obniża wskaźnik jakości regulacji napięcia tych układów. W wyniku przeprowadzonych obu symulacji (klasyczny i energoelektroniczny PPZ) otrzymano wskaźniki jakości regulacji napięcia przedstawione w tabeli 4. Przeprowadzono trzy komplety symulacji różniących się zmiennością napięcia zasilającego transformator została przedstawiona w tabeli 3. Zastosowanie energoelektronicznego PPZ wraz z jego regulatorem poprawiło wskaźnik jakości regulacji napięcia ponad 3-krotnie (symulacja 1), 1,97-krotnie (symulacja 2), 1,5-krotnie (symulacja 3).

Tablica 4 Wyniki symulacji zmiennych obciążeń i zasilania na jakość napięcia w sieci SN

Rodzaj układu	Symulacja 1	Symulacja 2	Symulacja 3
Wskaźnik J dla układu z klasycznym PZ	861,6	762,7	897,5
Wskaźnik J dla układu z półprzewodnikowym PZ	280	387,9	592,7

W celu zobrazowania wpływu obu typów PPZ na napięcie po stronie SN przedstawiono jego wykres i pracę przełącznika dla zmiennych obciążeń SN i napięcia

zasilającego GPZ wg tablicy 3 na rysunku 5. Nie są to bardzo dynamiczne zmiany (zmiana wartości następuje po upływie czasu co najmniej 200 s). Linia czerwona reprezentuje pracę transformatora bez włączonej regulacji przekładni. Odzworuje ona zmiany napięcia zasilającego co oznacza niewielki wpływ zmienności zapotrzebowania na moc. Linia czarna prezentuje pracę klasycznego PPZ. Można zauważyć, że następują ciągłe zmiany przekładni. W przypadku większych zmian napięcia układ wymaga dłuższego czasu pracy w takim stanie aby zredukować uchyb. W przypadku pracy układu energoelektronicznego (linia niebieska) zmiany przekładni następują tylko w chwilach zmian napięcia SN. Większość czasu wykres ten jest bliski wartości względnej napięcia równej 1.



Rys. 5. Wpływ typu przełącznika zaczeptów na jakośc regulacji napięcia SN

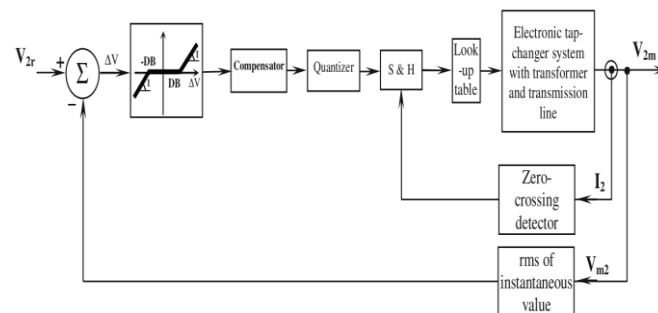
### 3. REGULATORY PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPTÓW

Klasyczne regulatory stanowią połączenie przekaźnika trójpołożeniowego z histerezą i strefą nieczułości oraz bloku opóźnienia, którego czas opóźnienia jest odwrotnie proporcjonalny do wielkości uchybu oraz układu blokad. Regulator ten ma dwa wyjścia sterujące (zaczept w górę, zaczept w dół). Synteza tych regulatorów polega na doborze szerokości strefy nieczułości, strefy histerezy oraz charakterystyki czasowej opóźnienia. Symulację klasycznego regulatora można zrealizować w klasycznym modelu Simulinka. Natomiast jego implementacja jest możliwa np. w języku C na wielu platformach sprzętowych m.in.: komputerach jednokładowych np. Raspberry Pi, 32-bitowym mikrokontrolerze np. STM32F303RE. Nie jest wymagane użycie tak zaawansowanych układów jak FPGA lub procesorów sygnałowych.

W energoelektronicznym PPZ inaczej przebiegają procesy łączeniowe. W tabeli 5 przedstawiono porównanie różnych metod modulacji stosowanej w elektronicznych przełącznikach zaczeptów do regulacji napięcia [2]. W celu ich ilościowego porównania należałoby utworzyć modele regulatorów z różnymi metodami modulacji symulowanymi w dziedzinie czasu w celu oceny jakośc napięcia (harmoniczne), jakościami regulacji napięcia oraz straty na łącznikach półprzewodnikowych.

Struktura regulatora energoelektronicznych PPZ została zaprezentowana w [2,3] na rysunku 6. Można ją porównać do budowy regulatora klasycznego. Przekaznik trójpołożeniowy zamieniono blokiem strefy nieczułości, co niweluje reakcję regulatora przy niewielkich uchybach, natomiast nie ma potrzeby nasycenia sygnału. Sygnałem wyjściowym regulatora nie jest jak w klasycznych zaczeptach w górę albo zaczept w dół lecz numer zaczeptu. Blok dynamiczny (opóźnienia) zastąpiono ogólniejszym blokiem kompensatora. Blok kwantyzatora wyznacza numer zaczeptu (zmiana o zadaną liczbę numeru zaczeptu) na podstawie

uchybu napięcia – większość energoelektronicznych ma możliwość niesekwencyjnej zmiany zaczeptu.



Rys. 6. Struktura elektronicznego regulatora przełącznika zaczeptów [2]

Tablica 5 Porównanie metod modulacji zastosowanej w komutacji półprzewodnikowych PZ [2]

Lp.	Metoda modulacji	Powstawanie zniekształceń (harmoniczne)	Rodzaj regulacji napięcia	Straty łączeniowe
1	Fazowa	Niskiej	Ciągła	średnie
2	Dyskretna	częstotliwości	Dyskretna	średnie
3	Impulsowa	Wysokiej częstotliwości	Ciągła	wysokie
4	Brak	-	Dyskretna	niskie

Wykorzystanie środowiska Matlab/Simulink wraz przybornikami umożliwia przeprowadzenie syntezy dowolnego regulatora i jego implementacji za pomocą jednego środowiska zgodnie z metodyką Model-Based Design w której definiujemy wymagania, walidujemy je (poprawność sprecyzowanych wymagań), weryfikujemy (sprawdzamy czy zaprojektowany układ spełnia postawione wymagania), automatycznie tworzymy kod implementujący regulator i testujemy zaprojektowany regulator symulacyjnie i w układzie fizycznym.

Systemy sterowania w przeciwieństwie do komputerów biurowych są systemami czasu rzeczywistego, których wynik przetwarzania zależy również od czasu tj. chwili, w której wynik ten się pojawi. Układ sterowania łącznikami półprzewodnikowymi jest systemem czasu rzeczywistego, ponieważ ich załączenie zbyt późno lub zbyt wcześnie może spowodować ich uszkodzenie i niewłaściwą pracę całego urządzenia. W pracy [5] zaprezentowano pojęcie krytycznych czasowo obiektów sterowania przy pomocy względnej szybkości sterowania. Aby ocena była niezależna od klasy obiektów, układów sterowania jest ona wyznaczana dla całego układu – obiektu wraz z urządzeniami sterującymi następująco [5]:

- $\tau_s \ll T_o$  – obiekt względnie wolny, spełniona zasada przyczynowości,
- $\tau_s < T_o$  – obiekt średnio szybki, niespełniona zasada przyczynowości,
- $\tau_s > T_o$  – obiekt względnie szybki, niespełniona zasada przyczynowości,

gdzie:  $\tau_s$  – czas zamknięcia pętli sprzężenia zwrotnego (czas obsługi wejść+czas sterowania /wykonania algorytmu/+czas obsługi wyjść),  $T_o$  – okres próbkowania (czas reakcji układu dyskretnego). Najbardziej wskazaną sytuacją jest gdy obiekt jest względnie wolny. W ostatnim przypadku należy zmienić algorytm sterowania lub platformę sprzętową. Jest to ważny etap syntezy regulatora.

#### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

Przeprowadzone symulacje w zmiennych warunkach (zmiennie napięcie zasilania WN, zmiennie obciążenia) wykazują znaczną przewagę energoelektronicznych PPZ w porównaniu do klasycznych. Wykazano istotną poprawę wskaźnika jakości dla elektronicznych PZ w stosunku do klasycznych, co pokazano na rysunku 5. Klasyczne PPZ nie „nadążają” z przełączaniem zaczepek nawet przy niezbyt dynamicznie zmieniającym się napięciu zasilania transformatora WN/SN. Natomiast energoelektroniczne PPZ zmieniają zaczepek w momentach zmian napięcia SN. Niektóre konstrukcje energoelektroniczne PPZ nie wymagają sekwencyjnego przełączania zaczepek, co wpłynie na wzrost jakości regulacji napięcia.

W układach klasycznych ze względu na trudność wyznaczenia impedancji  $Z_k$  nie stosuje się kompensacji prądowej [3,4]. Ponadto w sieciach SN z przyłączonymi źródłami najwyższe napięcie nie musi występować w GPZ.

Algorytm pracy oraz wymagania regulatorów klasycznych oraz energoelektronicznych PPZ są odmienne. Klasyczne regulatory wymagają jako sygnału wejściowego pomiar wartości skutecznej jednego z napięć po stronie SN. Pomiar ten może być realizowany w ciągu kilku np. 10-ciu okresów napięcia, co nie indukuje wysokich wymagań dla układu pomiarowego. W przypadku sterowania półprzewodnikowymi łącznikami wymagane jest precyzyjne sterowanie. W celu eliminacji prądów wyrównawczych wymagana jest np. detekcja przejścia przez zero. Niewłaściwa praca łączników może powodować pogorszenie się jakości energii elektrycznej.

Zastosowanie modulacji w celu zwiększenia liczby stopni regulacji napięcia (lub uzyskania płynnej regulacji) powoduje pogorszenie jakości energii dostarczanej odbiorcom zasilanych z tego transformatora (harmoniczne) oraz wzrost strat łączeniowych. Jej ewentualne zastosowanie powinno odbyć po m.in. symulacji w dziedzinie czasu oraz analizie zjawisk komutacyjnych.

Podczas syntezy regulatora należy uwzględnić jakie właściwości dynamiczne posiada cały układ za pomocą względnej szybkości sterowania.

Implementacja regulatora może odbywać się na różnych platformach sprzętowych – aplikacja bezpośrednio na niej

pracująca (duża wydajność, możliwość użycia platform o mniejszej wydajności niepozwalającej zastosowanie systemu operacyjnego, większa złożoność aplikacji, konieczność obsługi programowej wykorzystywanych peryferii) lub z wykorzystaniem systemu operacyjnego czasu rzeczywistego (mniejsza złożoność aplikacji sterującej, większe wymagania sprzętowe, obsługa wątków i procesów, jednorodna obsługa urządzeń I/O). Wybór sposobu implementacji, środowiska programistycznego i wykorzystywanych bibliotek są bardzo ważnymi decyzjami projektowymi.

Zastosowanie środowiska Matlab/Simulink ułatwia syntezę regulatora od sprecyzowania wymagań dla regulatora, ich walidacji i weryfikacji oraz automatycznego testowania otrzymanego regulatora na poziomie symulacji oraz otrzymanego urządzenia.

#### 5. BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2007.
2. Faiz J., Siahkolah B., Electronic tap-changer for distribution transformers. Power Systems. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2011.
2. Faiz J., Siahkolah B., Differences Between Conventional and Electronic Tap-Changers and Modifications of Controller. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 21, NO. 3, JULY 2006.
3. Czapla Ł., Jemielity J. Opracowanie koncepcji i założeń technicznych do realizacji system zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID). Praca statutowa Instytutu Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk, Gdańsk 2010.
4. Czapla Ł., Ogryczak T. System zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID). Elektro.info nr 7-8/2012.
5. Piątek P., Wykorzystanie specjalizowanych architektur sprzętowych do realizacji krytycznych czasowo zadań sterowania. Praca doktorska AGH, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki, Kraków 2007.

### NEW POSSIBILITY OF FULL ELECTRONIC TAP-CHANGER CONTROL IN HV/MV TRANSFORMERS

In article designed simulation model to assess the quality of voltage regulation using the on-load tap changer. In this paper present structure of classic and semiconductor on-load tap changer. Disturbance in this model are changes in power demand and changes in supply voltage transformer. In the article on the basis of simulation presented comparative characteristics of classic tap changers and semiconductor. Also examined the impact on the synthesis of the regulator is to change the classic switch on the semiconductor. Based on this analysis formulated new possibilities of semiconductor switches tap. The aim of this article is to define the requirements for the new controller type semiconductor tap changers, and the possible criteria for the operation of this regulation. The usefulness of the application of the Matlab / Simulink to the synthesis regulators. When selecting a hardware platform is significant relative speed control. When selecting a hardware platform is significant relative speed control.

**Keywords:** full electronic tap-changer, transformer HV/MV.

## WPLYW WYBRANYCH KONCEPCJI REKONFIGURACJI SIECI ŚREDNIEGO NAPIĘCIA NA POZIOM STRAT ENERGII

Andrzej KAŁKOL

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 34 98 132 e-mail: a.kakol@ien.gda.pl

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono propozycję wykorzystania łączników zdalnie sterowalnych do obniżenia strat energii elektrycznej w sieci SN przy uwzględnieniu dobowych zmian zapotrzebowania. Porównano wartości strat energii elektrycznej na analizowanym fragmencie sieci przy założeniu braku ingerencji dyspozytora w układ pracy sieci, rekonfiguracji sieci zgodnie z opracowanym wcześniej harmonogramem oraz rekonfiguracji sieci w odpowiedzi na aktualne zmiany zapotrzebowania.

**Słowa kluczowe:** Sieci dystrybucyjne, automatyzacja, optymalizacja.

### 1. INFORMACJE WSTĘPNE

Temat optymalnego doboru punktów podziału sieci nie jest tematem nowym i był dotychczas szeroko opisywany w literaturze, m.in. w [1] i [2]. W tym artykule przedstawiono wyniki badań, których celem była ocena skuteczności zastosowania rekonfiguracji sieci SN do ograniczenia dobowych strat energii elektrycznej. Symulacje wykonano dla trzech koncepcji wykorzystania łączników sterowalnych zdalnie do zmiany konfiguracji pracy sieci elektroenergetycznej.

W koncepcji pierwszej (K1) miejsca podziału sieci nie ulegały zmianom. Rozmieszczenie punktów podziału sieci zostało dokonane dla pomiarów historycznych.

W koncepcji drugiej (K2) przygotowano dobowy harmonogram rekonfiguracji sieci. Harmonogram przygotowano wykorzystując historyczne pomiary zapotrzebowania w stacjach odbiorczych.

W koncepcji trzeciej (K3) zmiany układu pracy sieci były wprowadzane w odpowiedzi na bieżące (symulowane) zmiany zapotrzebowania. W efekcie proces wyszukiwania optymalnych miejsc podziału był uruchamiany w każdym kwadransie doby. W każdym dniu zrealizowany cykl operacji łączeniowych może być inny.

Do zweryfikowania efektywności trzech rozpatrywanych koncepcji należało:

- przygotować model sieci elektroenergetycznej SN,
- wyznaczyć charakterystyczne profile zapotrzebowania w stacjach odbiorczych SN/nn z wykorzystaniem danych historycznych,
- przeprowadzić symulacje dobowej pracy sieci przy uwzględnieniu charakterystycznych profili zapotrzebowania i wyznaczyć jeden układ pracy sieci (koncepcja K1) oraz harmonogram zmian konfiguracji pracy sieci (koncepcja K2),

- wyznaczyć punkty podziału sieci dla każdego kwadransu doby (koncepcja K3).

Na zakończenie dokonano oceny skuteczności zastosowania trzech koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowalnych do ograniczenia strat energii elektrycznej. Ocena została wykonana dla pięciu wybranych dni, dla których były dostępne rejestracje dobowych profili obciążenia.

### 2. DOBOWA ZMIENNOŚĆ ZAPOTRZEBOWANIA

Sieci elektroenergetyczne SN są opomiarowane w sposób niewystarczający do odwzorowania zmian zapotrzebowania w jej głębi. Pomiary i rejestracje profili zapotrzebowania są realizowane w polach liniowych rozdzielni SN stacji WN/SN [3]. W prezentowanej w artykule pracy wykorzystano roczne pomiary zapotrzebowania w stacjach SN/nn wykonane z 15-minutową rozdzielczością do weryfikacji skuteczności koncepcji wykorzystania łączników. Wykorzystanie tych pomiarów pozwoliło na odwzorowanie zmian w rozkładzie zapotrzebowania na analizowanym obszarze w okresie pojedynczej doby [4].

Dla każdego odbioru wyznaczono charakterystyczny, dobowy profil zapotrzebowania z 15-minutową rozdzielczością. Jako wartości charakterystyczne w danym kwadransie doby przyjęto medianę spośród wartości zarejestrowanych w tym kwadransie w okresie jednego roku.

Dokonano analizy zmian dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną w stacjach SN/nn. Wyniki analizy zostały przedstawione jako tabela na rysunku 1. Kolejne kolumny reprezentują pojedyncze punkty pomiarowe, czyli stacje transformatorowe SN/nn, natomiast wiersze to kolejne dni roku. Z powodu rozmiaru tabeli komórki zostały wyróżnione zgodnie z następującą procedurą:

- kryteria do wyróżnienia komórek zostały wyznaczone osobno dla każdego punktu pomiarowego,
- wyznaczono wartości zapotrzebowania dla 1 i 3 kwartyła rozkładu zmiennej losowej – dobowego zużycia energii elektrycznej w stacji SN/nn,
- wypełnieniem jednolitym oznaczono te dni, w których zużycie energii elektrycznej w danej stacji było większe od wartości trzeciego kwartyła,
- wypełnieniem kropkowanym oznaczono te dni, w których zużycie energii elektrycznej w danej stacji było mniejsze od wartości pierwszego kwartyła,



- e) komórki niepokolorowane oznaczają dni, w których wartość dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną była pomiędzy wartościami 1 i 3 kwartyla.



Rys. 1. Roczny rozkład zapotrzebowania na dobową energię elektryczną w wybranych stacjach transformatorowych SN/nn

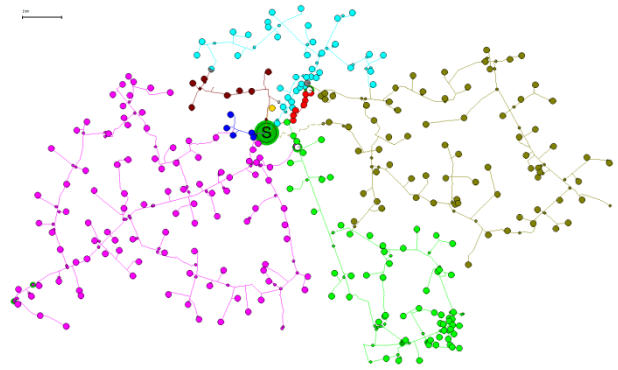
Ocena koncepcji zmian układu pracy sieci została przeprowadzona dla pięciu wybranych dni, w których dobowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w stacjach odbiorczych charakteryzowało się zróżnicowanym rozkładem zapotrzebowania (dni D1 i D2) oraz wysokim, niskim i średnim zapotrzebowaniem (dni, odpowiednio, D3, D4 i D5).

### 3. MODEL OBLICZENIOWY

Wykorzystany w artykule model sieci elektroenergetycznej odwzorowuje rzeczywisty fragment sieci SN zasilany z jednego GPZ. Struktura sieci została odwzorowana z zachowaniem geograficznego przebiegu tras linii oraz rozmieszczenia stacji SN/nn. W modelu odwzorowano 273 stacji SN/nn, ponad 1100 odcinków linii o łącznej długości 430 km oraz ponad 1300 węzłów – słupów i muf. Dodatkowo, dla 3 stacji określono wymóg zachowania dwustronnego zasilania z osobnych pól liniowych w GPZ. Schemat układu sieci elektroenergetycznej z zachowaniem współrzędnych geograficznych został zamieszczony na rysunku 2. Symbolem S oznaczono stację GPZ.

Sieć nn została zamodelowana w sposób uproszczony, jako zastępcze odbiory przyłączone do transformatorów SN/nn po stronie wtórnej. Każdemu zastępczemu odbiorowi przypisano dobowe profile zapotrzebowania dla wybranych dni w roku z 15-minutową rozdzielczością.

Charakterystyczne, dobowe profile zapotrzebowania zostały wykorzystane do wyznaczenia układu pracy sieci elektroenergetycznej. W miejscach podziału sieci elektroenergetycznej oraz w głębi sieci rozmieszczono łączniki zdalnie sterowalne. Tak przygotowany model sieci został wykorzystany do wyznaczenia harmonogramu zmian punktów podziału sieci.



Rys. 2. Schemat sieci elektroenergetycznej

### 4. DEFINICJA PRZESTRZENI ROZWIĄZAŃ

W opisanym wyżej procesie należało rozwiązać problemy optymalizacyjne: 1) wyboru miejsc podziału sieci elektroenergetycznej oraz 2) rozmieszczenia łączników zdalnie sterowalnych. Rozwiązaniem problemów optymalizacyjnych 1) i 2) jest zbiór łączników zdalnie sterowalnych rozmieszczonych na modelowanym obszarze sieci, który tworzy przestrzeń rozwiązań dla problemu optymalnej rekonfiguracji sieci (koncepcje K2 i K3).

W koncepcji K1 układ pracy sieci nie ulega zmianom w okresie jednej doby. Do opisu rozwiązania oznaczonego symbolem  $\bar{X}$  jest wystarczający wektor  $X$  z identyfikatorami łączników pracujących w pozycji otwartej. W koncepcji K2 poszukiwany jest dobowy harmonogram pracy sieci elektroenergetycznej. Do opisu rozwiązania  $\bar{X}$  zastosowano zbiór par: identyfikator kwadransa doby  $t_s$ , w którym należy dokonać rekonfiguracji oraz wektor  $X_s$ . W rezultacie opis rozwiązania dla pojedynczej doby ma postać:  $\bar{X} = \begin{bmatrix} X_1, X_2, \dots, X_S \\ t_1, t_2, \dots, t_S \end{bmatrix}$ . Do opisu rozwiązania dla koncepcji K3 zastosowano taką samą postać wektora  $\bar{X}$  z liczbą kolumn  $S = 96$ .

W literaturze są proponowane różne koncepcje opisu wektora  $X = [x_1, x_2, \dots, x_M]^T$ . W [5] elementy  $x_n$  wektora  $X$  odwzorowują stany przypisanych im elementów łączeniowych. Rozmiar  $M$  wektora jest równy liczbie łączników zdalnie sterowalnych. W [2] rozmiar przestrzeni rozwiązań jest równy liczbie podziałów sieci, a elementy wektora reprezentują kolejne oczka w strukturze sieci. Wartości  $x_m$  umożliwiają identyfikację elementów pracujących w pozycji otwartej w  $m$ -tym oczku sieci.

W tym artykule zastosowano rozwiązanie pośrednie. Elementy wektora rozwiązań  $x_m$  reprezentują kolejne elementy łączeniowe rozmieszczone szeregowo pomiędzy węzłami sieci SN a łączniki pracujące w pozycji otwartej są identyfikowane zgodnie z zasadą opisaną w [2]. Wadą przyjętego rozwiązania jest zwiększenie rozmiaru przestrzeni rozwiązań, natomiast zaletą – wykorzystanie opracowanej wcześniej procedury przeszukiwania i identyfikacji struktury sieci.

### 5. FUNKCJA CELU I OGRANICZENIA

Do oceny warunków pracy sieci elektroenergetycznej zastosowano kryterium strat energii elektrycznej. Oceniano wartość strat energii elektrycznej za okres jednej doby zgodnie ze wzorem (1).



$$Q(\bar{X}) = \frac{1}{4} \cdot \sum_{t=1}^{96} \Delta P_{loss}(X_t, t) \quad (1)$$

Gdzie:  $\Delta P_{loss}(X_t, t)$  – wartość strat mocy czynnej

Zbiór dostępnych rozwiązań problemu optymalizacyjnego był ograniczony do rozwiązań spełniających następujące wymagania:

- 1) utrzymać napięcia w dozwolonych granicach,
- 2) utrzymać obciążenia poniżej wartości dopuszczalnej długotrwale,
- 3) zachować dostępność napięcia w każdej stacji SN/nn,
- 4) zachować układ promieniowy pracy sieci,
- 5) zachować kryterium dwustronnego zasilania wskazanych stacji odbiorczych.

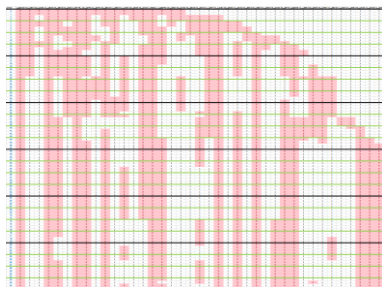
## 6. ALGORYTM OPTIMALIZACYJNY PSO

W 1995 r Kennedy i Eberhard zaprezentowali ideę algorytmu optymalizacji rojem cząstek, który naśladuje zachowanie istot stadnych i ich wzajemnych relacji [6]. Algorytm, przeznaczony początkowo do rozwiązywania problemów zdefiniowanych w ciągłej przestrzeni rozwiązań, został przystosowany do rozwiązywania problemów zdefiniowanych w przestrzeniach binarnych a następnie dyskretnych [6].

## 7. WYNIKI

Przeprowadzono obliczenia rozplywowe przy założeniu dobowej zmienności zapotrzebowania w dniach D1 ÷ D5. Następnie dokonano oceny efektywności analizowanych koncepcji wykorzystania łączników zdalnie sterowalnych.

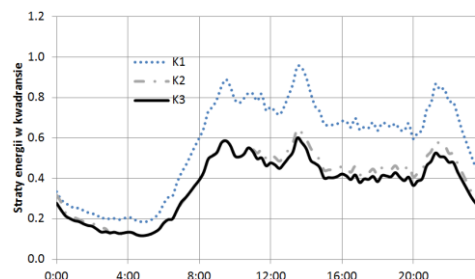
Na rysunku 3 pokazano rezultat działania procedury wyszukiwania miejsc podziału dla podczas symulacji dla obciążeń z dnia D1. Wynik procedury został zaprezentowany w postaci tabeli, której kolumny to kolejne łączniki zdalnie sterowalne natomiast wiersze to kolejne kwadransy doby. Na rysunku zostały wskazane tylko te łączniki, które w trakcie doby pracowały w pozycji otwartej. Wyróżniono te kwadransy doby, w których dany łącznik pracował w pozycji otwartej. Cienkie linie poziome wyróżniają kolejne godziny doby, natomiast linie grube – czterogodzinne przedziały czasowe.



Rys. 3. Program pracy łączników zdalnie sterowalnych dla dnia D1

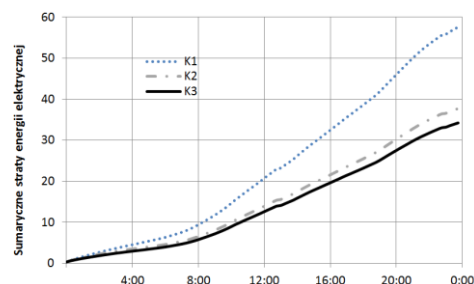
Na rysunku 4 pokazano wykres zmienności strat energii elektrycznej, wyrażonej w MWh, w dniu D1 dla trzech analizowanych koncepcji. Jest widoczne obniżenie wartości strat w każdym z kwadransów doby przy zastosowaniu rekonfiguracji sieci w cyklu dobowym. Na skutek zmienności rozkładu zapotrzebowania w stacjach SN/nn zastosowanie

pojedynczego układu pracy sieci SN podczas całej doby jest nieefektywne (koncepcja K1). Na rysunku 5 pokazano zmienność skumulowanej wartości strat zapotrzebowania dla symulacji pracy sieci w dniu D2. Na wykresie tym jest widoczny zysk w postaci dobowego ograniczenia wartości strat energii elektrycznej stosując rekonfigurację sieci. Kolejne ograniczenie w wartości strat energii elektrycznej ma miejsce w przypadku zastosowania koncepcji K3 sterowania.



Rys. 4. Zmienność straty energii elektrycznej w [MWh] za kwadrans w dobie D1 zapotrzebowania

Prezentowane na rysunkach 4 i 5 zmienności strat energii elektrycznej zostały wyznaczone dla dni, których rozkład zapotrzebowania różnił się w sposób istotny od rozkładu charakterystycznego. W przypadku dni, dla których rozkład zapotrzebowania jest zbliżony do rozkładu charakterystycznego, różnice w zastosowaniu koncepcji K2 i K3 są mniejsze. Wyniki analiz dla pozostałych dni zostały zamieszczone w tabeli 1.



Rys. 5. Skumulowany wykres zmienności strat energii elektrycznej w [MWh] w dobie 2 zapotrzebowania

Tablica 1. Wartości strat energii elektrycznej za okres doby dla wybranych dni kalendarzowych

	Model zapotrzebowania	K <sub>1</sub> [MWh]	K <sub>2</sub> [MWh]	K <sub>3</sub> [MWh]
1	Model referencyjny	46,75	31,11	—
2	Dzień D1	53,99	36,48	34,29
3	Dzień D2	57,60	37,73	34,23
4	Dzień D3	46,34	30,22	27,80
5	Dzień D4	64,91	42,53	42,73
6	Dzień D5	44,48	30,46	29,62
7	Średnia	53,46	35,48	33,73

Otrzymane wyniki potwierdzają możliwość ograniczenia strat energii elektrycznej przy zastosowaniu rekonfiguracji sieci w cyklu dobowym. Wielkość (i wartość) potencjalnych oszczędności jest uzależniona od charakterystycznego rozkładu zapotrzebowania. Im mniej zróżnicowany jest rozkład zapotrzebowania od rozkładu charakterystycznego tym mniejsze korzyści z zastosowania koncepcji rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej w cyklu dobowym.

Korzystając z dostępnych danych pomiarowych można przygotować profile charakterystyczne zapotrzebowania osobno dla dni roboczych, sobót i dni świątecznych. Profile te mogą być wyznaczone dla sezonów np. wiosna–lato i jesień–zima. Otrzymane profile mogą być wykorzystane do wyznaczenia harmonogramów operacji łączeniowych w sieci SN dla dedykowanych dni lub okresów (sezonów).

## 8. WNIOSKI

Dokonano oceny skuteczności zastosowania rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej do ograniczenia dobowych strat energii. Z powodu ograniczonej objętości artykułu, prezentacja wyników analiz została ograniczona do oceny wpływu wybranych koncepcji sterowania na wartość dobowych strat energii elektrycznej przy braku generacji rozproszonej.

Zastosowanie rekonfiguracji sieci w cyklu dobowym prowadzi do ograniczenia strat energii elektrycznej na analizowanym obszarze i dla analizowanych dni o ponad 30%. Efektywność operacji łączeniowych realizowanych zgodnie z ustalonym harmonogramem jest uzależniona od rozkładu zapotrzebowania. Im większa rozbieżność pomiędzy profilem charakterystycznym, dla którego został opracowany harmonogram łączy, a bieżącymi warunkami pracy sieci, tym mniejsza efektywność tej koncepcji. Właściwości tej nie stwierdzono w koncepcji zmiany konfiguracji sieci przy wykorzystaniu aktualnych pomiarów.

Wykazano, że zmiana punktów podziału w cyklu dobowym zwiększa efektywność pracy sieci SN i prowadzi do obniżenia strat energii elektrycznej. Rekonfiguracja sieci może być realizowana zgodnie z opracowanym wcześniej harmonogramem zmian, a więc z pominięciem aktualnych warunków pracy sieci. Rozwiązaniem alternatywnym jest zastosowanie rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej z wykorzystaniem aktualnych pomiarów. W rezultacie potencjalne zmiany konfiguracji sieci nie będą powodowały zagrożeń dla pracy sieci w postaci przekroczeń obciążalności dopuszczalnej długotrwale oraz dopuszczalnego zakresu napięć, ponieważ warunki te są częścią procedury optymalizacyjnej.

Istotny wpływ na wyniki analiz ma stopień nasycenia sieci łącznikami zdalnie sterowanymi, ponieważ zmiany punktów podziału sieci mogły zachodzić jedynie pomiędzy tymi łącznikami. Spodziewany jest wzrost nasycenia sieci

elektroenergetycznej łącznikami wyposażonymi w moduł telesterowania w celu skrócenia czasu przerw w zasilaniu odbiorców końcowych. Przy małym nasyceniu sieci łącznikami zdalnie sterowanymi możliwości dokonania rekonfiguracji sieci w odpowiedzi na zmiany rozkładu zapotrzebowania mogą być ograniczone.

W związku z przylączaniem źródeł generacji rozproszonej do sieci SN ulegnie wzrostowi dynamika zmian warunków pracy sieci. W rezultacie ulegnie zmianie efektywność zastosowania koncepcji zmian układu sieci zgodnie z opracowanym wcześniej harmonogramem. Opracowywane harmonogramy zmian w konfiguracji pracy sieci elektroenergetycznej będą coraz mniej dostosowane do aktualnie panujących warunków pracy, ponieważ warunki te będą ulegały szybszym zmianom na skutek zmiany generacji ze źródeł rozproszonych spowodowanych zmianą np. nasłonecznienia czy wietrzności. Przy takich warunkach jest preferowana koncepcja zmiany konfiguracji sieci przy uwzględnieniu aktualnych pomiarów.

## 9. BIBLIOGRAFIA

1. Kot A., Kulczycki J., Szpyra W.L.: Możliwości redukcji strat w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia poprzez optymalną lokalizację rozcięć. *Acta Energetica*. 2009, 2/2009.
2. Swankar A., Gupta N., Niaz K.R.: Reconfiguration of Radial Distribution Systems with Fuzzy Multi-Objective Approach using Adaptive Particle Swarm Optimization. *Power and Energy Society General Meeting : IEEE, 2010*
3. Gonzalez R., i inni: State estimation in MV distribution networks; experiences in the Spanish smart grid project PRICE-GDI. Paryż : CIGRE, 2016.
4. Ito T., i inni: Advancing the method of estimating the distribution system condition by utilizing smart meters. Paryż : CIGRE, 2016.
5. Bezerra J.R., Barroso G.C., Leao R.P.S.: Switch Placement Algorithm for Reducing Customers Outage Impact on Radial Distribution Networks. *IEEE Region 10 Conference: TENCON 2012 : IEEE, 2012*.
6. Khalil Selim T.M., Gorpnich A.V., Vasiak I.: A selective particle swarm optimization for large scale practical distribution system reconfiguration. Lyon : CIRED, 2015.

## MV GRID RECONFIGURATION SIMULATION WITH VARYING DAILY DEMAND CONDITIONS

DSOs are seeking for MV grid reliability improvements in order to decrease occurrence of power supply interruptions and improve voltage quality. As a result, the automatization of medium voltage grid is progressing. In parallel, independently from grid improvements plans, the amount of distributed generation installed power is increasing. This leads to loading and voltage variations. The inversed power flows are more common as they are depended on the correlation between demand and availability of energy source, like wind and sunshine. There is an expectation that battery energy storage and electric vehicle, new types of objects connected to power system, will have a crucial impact on the grid performance at near future.

There is a need to develop smart solutions due to fact, that MV grid development is not economically effective way to deal with all new problems. The proposal of MV grid operation improvement will be presented in the article. Remote controlled switches together with measurement devices will be utilized to reconfiguration of the grid as a response to varying demand. The scheduled and on-line reconfiguration operation schemes will be taken into consideration. Finally, the grid performance for aforementioned operation schemes will be executed and compared.

**Keywords:** distribution grids, automatization

*XVIII Konferencja Naukowa*

**AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE APE'17**

Jastrzębia Góra, 7-9 czerwca 2017

**WYKORZYSTANIE INFRASTRUKTURY SYSTEMU AMI W MONITOROWANIU  
I STEROWANIU SIECIAMI NISKIEGO NAPIĘCIA**

**Krzysztof DOBRZYŃSKI<sup>1</sup>, Zbigniew LUBOŚNY<sup>1</sup>, Jacek KLUCZNIK<sup>1</sup>, Sławomir NOSKE<sup>2</sup>, Dominik FALKOWSKI<sup>2</sup>**

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki,  
tel.: 58 347 1798, e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl  
tel.: 58 347 1641, e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl  
tel.: 58 347 1798, e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl
2. ENERGA-OPERATOR SA, ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk  
tel.: 58 778 8058, e-mail: slawomir.noske@energa.pl  
tel.: 58 778 8059, e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

**Streszczenie:** W referacie przedstawiono wybrane zagadnienia z prac prowadzonych w ramach europejskiego grantu UPGRID realizowanego przez konsorcjum firm z siedmiu państw europejskich, w tym również z Polski, który dotyczy między innymi optymalizacji pracy sieci niskiego napięcia przy wykorzystaniu danych z liczników AMI.

**Słowa kluczowe:** sieć niskiego napięcia, monitoring i sterowanie sieci, optymalizacja

## 1. WSTĘP

Wiedza operatora dystrybucyjnego na temat aktualnego stanu pracy sieci niskiego napięcia jest obecnie bardzo skromna. Oznacza to, że operator dystrybucyjny nie dysponuje informacjami na temat aktualnych napięć i obciążeń elementów sieciowych w sieci niskiego napięcia, albo jest to wiedza szczątkowa, obejmująca tylko wybrany, testowy obszar sieci. Pojawienie się na szeroką skalę infrastruktury AMI sprawiło, że obecnie operatorzy badają możliwości wykorzystania liczników AMI do innych celów niż tylko rozliczeń rzeczywistego zużycia energii elektrycznej. Liczniki AMI, w zależności od modelu, mają zdolność rejestrowania różnych wielkości elektrycznych, takich jak np.: chwilowe wartości napięć, chwilowe wartości mocy, zdefiniowane zdarzenia (np. chwilowe obniżenie napięcia), itp. Połączenie wymienionych własności liczników AMI z możliwością zdalnego pobierania pomiarów sprawia, że rozważane są kolejne obszary, w których można wykorzystać tę infrastrukturę. Zweryfikowanie nowych zastosowań infrastruktury AMI jest złożonym przedsięwzięciem, w którym z jednej strony należy zaangażować wiele zasobów przedsiębiorstwa, a z drugiej strony potrzebne jest wsparcie firm zewnętrznych, potrafiących zrealizować zagadnienia niebędące domeną operatora, np. stronę programistyczną.

Z początkiem roku 2015 ENERGA-OPERATOR SA, Politechnika Gdańska, Instytut Elektroenergetyki oraz Atende SA rozpoczęły współdziałanie w realizacji grantu europejskiego o akronimie UPGRID<sup>5</sup> realizowanego w ramach programu

Horyzont 2020 [1]. W grancie tym, oprócz polskich partnerów uczestniczy jeszcze 15-u innych z 7-u różnych państw europejskich. W swoim założeniu grant ten dotyczy realizowalności systemu zdalnego monitorowania i sterowania siecią niskiego i średniego napięcia. Przy czym dopuszczona jest tu pewna elastyczność wyboru przez operatorów realizowanych zagadnień zdefiniowanych w ramach przyjętych tematów. Operator dystrybucyjny w danym kraju precyzuje, które zagadnienia realizuje. Jest to uzasadnione istniejącymi różnicami pomiędzy operatorami, zarówno w sferze technologicznej posiadanej struktury AMI jak i posiadanych już doświadczeń. Polski operator skoncentrował się na zagadnieniach związanych z siecią niskiego napięcia.

Niniejszy referat przedstawia wybrane zagadnienia realizowane w ramach przedmiotowego grantu przez polskich partnerów [2], a są to między innymi:

- monitorowanie i sterowanie siecią nn,
- obliczanie rozptyłu mocy w sieci nn,
- estymacja stanu sieci nn,
- optymalizacja punktów podziału sieci nn,
- prognozowanie temperatury transformatora SN/nn.

Powyżej wymienione zagadnienia stanowią w projekcie niezależnie rozważane funkcjonalności wchodzące w skład realizowanego systemu DMS (Distribution Management System).

## 2. CHARAKTERYSTYKA OBSZARU TESTOWEGO SIECI NISKIEGO I ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

Idea przedmiotowego grantu polega na sprawdzeniu realizowanych zagadnień w rzeczywistej sieci dystrybucyjnej. Do analiz zdefiniowano zatem określony demonstracyjny obszar sieci średniego i niskiego napięcia znajdujący się w dzielnicach miasta Gdynia: Witomino, Działki Leśne oraz Chwarzno. Na obszar ten składają się:

- linie kablowe średniego napięcia o łącznej długości 33,71 km,

<sup>5</sup> UPGRID – This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 646.531.

- linie kablowe niskiego napięcia o łącznej długości 90,75 km,
- linie napowietrzne niskiego napięcia o łącznej długości 26,68 km,
- 54 stacje transformatorowe wewnętrzne SN/nn, z których zasilanych jest 300 obwodów niskiego napięcia.

Wszystkie stacje SN/nn znajdujące się na demonstracyjnym obszarze posiadają infrastrukturę AMI, w skład której wchodzi między innymi: koncentrator zbierający pomiary z liczników komunalnych i licznik bilansujący realizujący pomiary na szynach głównych rozdzielnic nn.

### 3. PLANOWANE FUNKCJONALNOŚCI W SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA

#### 3.1. Monitoring i sterowanie siecią nn

Jak wspomniano powyżej, obecnie monitorowanie i sterowanie sieci nn przez polskich operatorów dystrybucyjnych odbywa się w zasadzie tylko w ramach obszarów pilotażowych, gdzie testowane są wybrane rozwiązania. W tym przypadku, w zasadzie po raz pierwszy, prace skierowane są na odtworzenie demonstracyjnego obszaru sieci niskiego napięcia w systemie SCADA, z którego to systemu korzysta ENERGA-OPERATOR. W ramach realizacji niniejszej funkcjonalności w systemie SCADA przewidziano między innymi pokazywanie:

- napięć w węzłach sieci nn,
- przepływów prądów i mocy w poszczególnych odcinkach linii oraz transformatorach SN/nn,
- stanów łączników nn sterowanych ręcznie,
- stanów pracy mikroźródeł wraz z wartością generowanej mocy,
- informacji o przepaleniu wkładki bezpiecznikowej chroniącej obwód nn (stacja SN/nn).

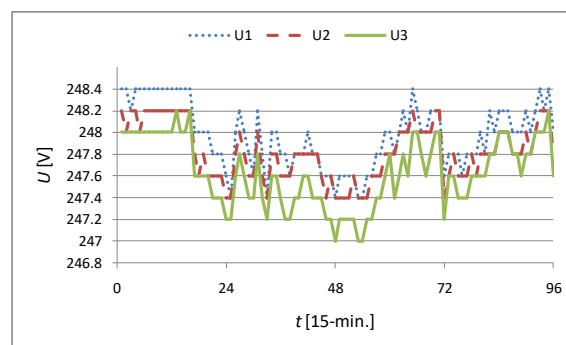
Przewidziano również możliwość zdalnego wykonywania sterowań z poziomu systemu SCADA. Dotyczy to mikroźródeł, które można zdalnie załączać lub wyłączać.

Część z powyżej wymienionych informacji nie będzie pochodziła z bezpośrednich pomiarów. W przypadku rozprywu prądów i mocy w odcinkach linii wartości te będą wynikiem obliczeń wykonanych przez estymator stanu sieci nn. Z kolei w przypadku zmiany stanu łączników sterowanych ręcznie informacja będzie pochodziła od brygad pogotowia energetycznego. Pozostałe wielkości będą efektem pomiarów. W przypadku napięć, wartości dla złącz kablowych będą pochodziły z liczników komunalnych. Napięcia na dolnych szynach transformatora SN/nn oparte będą o pomiary realizowane przez licznik bilansujący. Należy tu wspomnieć, że pewnym problemem jest efektywność pozyskiwania pomiarów z liczników komunalnych przy wykorzystaniu technologii PLC (Power Line Communication), która w ogólności charakteryzuje się zwiększaniem czasu uzyskania pomiaru z licznika komunalnego wraz z odległością elektryczną jego umiejscowienia względem koncentratora znajdującego się w stacji SN/nn. Jest to o tyle niekorzystna cecha, że do sprawnego prowadzenia bieżącego ruchu w sieci potrzebna jest informacja o stanie sieci uzyskana w możliwie najkrótszym czasie. Pożądany czas zwykle lokuje się w przedziale sekund. Niestety pozyskanie danych pomiarowych znajdujących się głębiej w sieci mogą sięgać kilkunastu, a w skrajnych przypadkach kilkudziesięciu minut, co sprawia, że taki pomiar staje się dla dyspozytora nieprzydatny. Pojawiła się zatem konieczność estymowania

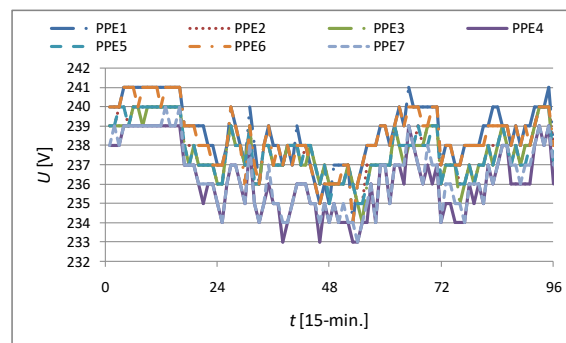
wartości napięć, których nie uda się pozyskać w akceptowalnym czasie. Realizowane będzie to z wykorzystaniem estymatora stanu sieci nn, który pokrótce został opisany w rozdziale 3.3. Przyjęto przy tym graniczny czas przekazywania informacji do systemu SCADA na poziomie 15 minut.

Pewnym problemem jest również brak informacji, do której fazy dany licznik komunalny jednofazowy jest przyłączony. Nie ma również informacji o kolejności faz dla liczników komunalnych trójfazowych. W takim przypadku operator widząc w systemie SCADA wartości maksymalną i minimalną napięcia dla danego węzła sieci nn, nie otrzyma informacji, której fazy dana wartość dotyczy. Podjęcie analizy napięć rejestrowanych przez liczniki komunalne spowodowało, że aktualnie rozważane jest podjęcie próby identyfikacji przypisania tych liczników do poszczególnych faz. Taka identyfikacja mogłaby przebiegać dwuetapowo. W pierwszym etapie, należy w ramach poszczególnych węzłów sieci nn (złącz kablowych), do których przyłączonych jest wiele liczników komunalnych jednofazowych i trójfazowych, dokonać przyporządkowania do poszczególnych, umownych faz. Następnie, posługując się wartościami napięć rejestrowanymi przez licznik bilansujący (napięcia dolnej strony transformatora SN/nn), gdzie kolejność faz jest wiadoma, ocenić przyporządkowanie do poszczególnych faz: L1, L2 i L3.

Na rysunku 1 przedstawiono przebieg napięć rejestrowanych przez licznik bilansujący w przykładowej stacji SN/nn. Na rysunku tym widoczna jest wyraźna rozbieżność pomiędzy poszczególnymi fazami, która utrzymuje się przez całą dobę.



Rys. 1. Napięcia w poszczególnych fazach zarejestrowane w liczniku bilansującym, wartości chwilowe rejestrowane co 15 minut za okres doby (05.07.2016)



Rys. 2. Napięcia liczników komunalnych przyłączonych do wspólnego złącza kablowego, wartości chwilowe rejestrowane co 15 minut za okres doby (05.07.2016), PPE – licznik komunalny

Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku liczników komunalnych. Na rysunku 2 przedstawiono przebieg napięć dla siedmiu takich liczników przyłączonych do jednego

złącza kablowego. Liczniki te zasilane są ze stacji, której napięcia pokazano na rysunku 1. Analizując powyższe rysunki można doszukać się analogii, zarówno w zakresie zmienności napięcia, jak i różnic pomiędzy poszczególnymi licznikami. Analiza dłuższego okresu, np. całego roku, powinna pozwolić z dużym prawdopodobieństwem dookreślić przyporządkowanie do faz poszczególnych liczników komunalnych.

### 3.2. Wyznaczenie rozplywu mocy

Moduł obliczania rozplywu mocy w sieci nn jest przeznaczony do funkcji związanych z planowaniem lub analizą pracy sieci, a więc tam gdzie wykorzystuje się dane historyczne lub prognozowane. Algorytm został oparty o powszechnie stosowaną metodę iteracyjną Newtona-Raphsona [3], która charakteryzuje się dużą zbieżnością. Istotą tej metody jest rozwiązanie nieliniowego układu równań, w którym dla każdego z węzłów sieci muszą być spełnione równania na moc czynną  $P_i$  i bierną  $Q_i$ , generowaną lub pobieraną:

$$P_i = U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{j \in n_i} U_j (B_{ij} \sin \delta_{ij} + G_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_i = -U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{j \in n_i} U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2)$$

gdzie:  $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$  – różnica kątów napięć węzłowych;  $U_i$  – napięcie w węźle  $i$ ;  $G_{ij}$ ,  $B_{ij}$  – elementy macierzy impedancyjnej.

Danymi wejściowymi w przypadku implementacji powyższej metody są:

- parametry techniczne elementów sieciowych (odcinków linii i transformatorów),
- topologia sieci,
- stan łączników,
- wartości napięć dolnej strony transformatorów SN/nn,
- moce pobierane przez odbiory i generowane przez mikroźródła.

Z uwagi na promieniowy charakter sieci nn obliczenie rozplywu mocy można dekomponować na podsieci zasilane z transformatora SN/nn. W implementacji metody należy dokonać podziału węzłów na odpowiednie typy: generacyjne, odbiorcze, bilansujące. Można jednocześnie pominąć węzły generacyjne, ponieważ mikroźródła instalowane w sieci nn nie są w stanie zapewnić regulacji napięcia w węźle, do którego są przyłączone. Zatem wszystkie węzły są traktowane jako węzły odbiorcze, gdzie przyjmuje się moce czynne  $P_i$  i bierne  $Q_i$  jako zadane. Wyjątkiem są szyny dolnej strony transformatora SN/nn, które traktowane są jako węzeł bilansujący. Dla tego węzła przyjmuje się moduł napięcia zadanego (np. z prognozy, z trendów historycznych, czy z pomiarów) oraz kąt tego napięcia równy zero lub inny, dowolny kąt odniesienia.

W efekcie zastosowania metody Newtona-Raphsona uzyskuje się następujące wielkości:

- prądy płynące w poszczególnych odcinkach linii oraz transformatorach zdefiniowanego obszaru sieci,
- napięcia we wszystkich węzłach zdefiniowanego obszaru sieci,
- moce czynne i bierne na początku i końcu każdego odcinka liniowego,
- moce czynne i bierne płynące przez transformatory,
- straty mocy czynnej i biernej we wszystkich odcinkach linii.

### 3.3. Estymacja stanu sieci nn

Jak wspomniano wcześniej, w przypadku sieci niskiego napięcia operator obecnie nie posiada bieżącej wiedzy na temat jej stanu. Przy pomocy infrastruktury AMI można pozyskać tę wiedzę, ale z określonymi ograniczeniami. Głównym ograniczeniem jest tu efektywność pozyskiwania danych pomiarowych z liczników komunalnych. Z tego też powodu nie jest możliwe wykorzystanie modułu rozplywu mocy i trzeba się posłużyć estymatorem stanu sieci, który na podstawie niepełnych pomiarów oszacuje pomiary brakujące. Aktualnie na podstawie przeprowadzonych analiz szacuje się, że w założonym 15-minutowym przedziale czasu uda się pozyskać pomiary z większości liczników komunalnych, ale nie ze wszystkich. Powyższe powoduje, że należy zastosować rozwiązanie, które w oparciu o niepełne dane przedstawi wiarygodny obraz pracy sieci nn.

Dane wejściowe opracowanego algorytmu w zasadzie pokrywają się z danymi potrzebnymi w module wyznaczającym rozplyw mocy w sieci (Rozdział 3.2). W tym przypadku nie są wymagane moce pobierane przez odbiory i generowane przez mikroźródła. Dodatkowo jednak wymagane są pomiary napięć w wybranych licznikach komunalnych i pomiary energii z liczników bilansujących. Podstawą działania algorytmu jest macierz admitancyjna kwadratowa o rozmiarze odpowiadającym liczbie węzłów danej podsieci:

$$\underline{\mathbf{Y}} = \underline{\mathbf{Y}}_y + \underline{\mathbf{Y}}_z \quad (3)$$

gdzie:  $\underline{\mathbf{Y}}_y$  – macierz zawierająca elementy podłużne sieci;  $\underline{\mathbf{Y}}_z$  – macierz zawierająca elementy poprzeczne sieci.

W niniejszym algorytmie odwrócono problem obliczeniowy w stosunku do klasycznego obliczania rozplywu mocy. W tym przypadku na podstawie pomiarów napięć wyznaczone są wartości mocy. W pierwszym kroku algorytmu uzupełniane jest równanie wiążące napięcia i prądy:

$$\underline{\mathbf{I}} = \underline{\mathbf{Y}}\underline{\mathbf{U}} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}}_l \\ \underline{\mathbf{0}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Y}}_a & \underline{\mathbf{Y}}_b \\ \underline{\mathbf{Y}}_c & \underline{\mathbf{Y}}_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{U}}_l \\ \underline{\mathbf{U}}_x \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie:  $\underline{\mathbf{I}}_l$  – wektor prądów w złączach kablowych, gdzie dostępny jest pomiar napięcia;  $\underline{\mathbf{U}}_l$  – wektor mierzonych napięć;  $\underline{\mathbf{U}}_x$  – wektor poszukiwanych napięć.

W kolejnym kroku wyznaczone są wartości mocy węzłowych:

$$\underline{\mathbf{S}} = \underline{\mathbf{P}} + j\underline{\mathbf{Q}} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{U}}_l \\ \underline{\mathbf{U}}_x \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}}_l \\ \underline{\mathbf{0}} \end{bmatrix} \quad (5)$$

W powyższej metodzie pewnym problemem jest dostępność tylko modułu napięcia, ponieważ liczniki AMI zainstalowane na obszarze demonstracyjnym nie mają możliwości pomiaru kąta napięcia. To powoduje, że uzyskiwany wynik obarczony jest błędem. Dlatego też w kolejnych krokach algorytm estymuje kąty napięć węzłowych. Przeprowadzane jest to w oparciu o współczynnik zmiany kąta pomiędzy węzłem początkowym, a węzłem końcowym każdego odcinka liniowego  $\alpha_{kl}$ , który zdefiniowany jest jako pochodna zmian kąta względem mocy czynnej odcinka liniowego. Wartości te określane są dla sieci o określonej topologii jednorazowo przed rozpoczęciem procesu estymacji z wykorzystaniem

losowych obciążeń sieci. Pozwala to uzyskać rozkład zmian wartości kątów napięć w funkcji mocy gałęzi, który jest następnie uśredniany z wykorzystaniem regresji liniowej. Następnie wyznaczane są poprawki kątów napięć węzłowych, w zależności od mocy płynącej przez gałąź. W kolejnym kroku iteracji zmierzone napięcia  $U_1$  korygowane są o obliczony dla każdej gałęzi kąt, wyznaczany jest nowy wektor mocy węzłowych, nowe przepływy mocy w gałęziach i nowe poprawki kątów. Iteracje powtarzane są do chwili uzyskania żądanej dokładności obliczeń.

### 3.4. Optymalizacja punktów podziału sieci nn

Sieci niskiego napięcia budowane są jako sieci oczkowe, przy czym pracują jako sieci promieniowe. Dodatkowo stosowana praktyka budowy sieci niskiego napięcia przez operatorów zakłada, że w zasadzie prawie każde złącze kablowe powinno umożliwiać sekcjonowanie sieci. Dzięki temu relatywnie łatwo jest odseparować np. uszkodzony odcinek linii. Obecnie, głównie ze względów kosztowych, do sekcjonowania sieci nn nie są wykorzystywane łączniki zdalnie sterowane. Samo sekcjonowanie odbywa się „ręcznie” przez brygady pogotowia energetycznego.

Kolejną funkcjonalnością, która będzie realizowana w ramach projektu jest optymalizacja punktów podziału w sieci nn. W tym przypadku algorytm umożliwia poszukiwanie nowej konfiguracji sieci przy spełnieniu następujących warunków kryterialnych:

- napięcia w analizowanym obszarze sieci nn zawierają się w dopuszczalnym zakresie, przy czym zakres ten jest parametrem uwzględnianym w obliczeniach,
- nie jest przekroczona obciążalność dopuszczalna długotrwale elementów sieciowych (linii i transformatorów SN/nn).

Optymalizowana może być tu różna funkcja celu, w tym między innymi:

- likwidacja przeciążeń występujących w zdefiniowanym obszarze sieci nn,
- likwidacja przekroczeń napięciowych występujących w zdefiniowanym obszarze sieci nn,
- poszukiwanie nowego podziału sieci powodowanego koniecznością wyłączenia spod napięcia określonego elementu lub obszaru sieci, np. na potrzeby usunięcia awarii lub wykonania prac planowych,
- minimalizacja strat technicznych w zdefiniowanym obszarze sieci nn.

Algorytm wykonuje obliczenia dla aktualnej konfiguracji zdefiniowanego obszaru sieci nn z uwzględnieniem prognozowanych obciążeń w określonym przedziale czasu i ze zdefiniowanym interwałem czasu. Następnie poszukiwane są nowe konfiguracje sieci spełniające warunki kryterialne, które przedstawiane są w postaci listy rankingowej.

### 3.5. Prognozowanie temperatury transformatora SN/nn

W stacjach SN/nn pomiary przepływu mocy przez transformator realizowane są przez licznik bilansujący z interwałem 15-minutowym. Pomiary te są przesyłane do systemu AMI i tam gromadzone, dzięki czemu dostępna jest historia obciążenia transformatora. Na podstawie zmierzonych wartości mocy można dokonać oceny przybliżonej temperatury transformatora w umownym, najgorętszym jego miejscu [4], [5].

Na podstawie historii obciążenia transformatora można z wykorzystaniem funkcji prognozowania (nieopisanej w tym referacie, ale realizowanej w projekcie) przewidzieć obciążenie transformatora np. na następne 12 godzin. Przy czym określenie tej prognozy możliwe jest tylko przy spełnieniu warunku niezmienności podsieci zasilanej przez transformator, w stosunku do pomiarów z poprzednich lat. Jeżeli ten warunek nie jest spełniony, to należy posłużyć się prognozą wykonaną dla poszczególnych liczników komunalnych, aktualnie zasilanych z rozważanego transformatora.

## 4. WNIOSKI

Istniejąca infrastruktura AMI skłania operatorów dystrybucyjnych do podejmowania działań mających na celu wykorzystania możliwości oferowanych przez tą infrastrukturę, innych niż tylko rozliczenia za energię elektryczną. ENERGA-OPERATOR SA razem z partnerami, w ramach grantu europejskiego UPGRID, jest na etapie wdrażania na obszarze demonstracyjnym rozwiązań dotyczących monitorowania i sterowania w sieci nn. Celem jest zdobycie wiedzy i doświadczeń dotyczących wykorzystania infrastruktury AMI.

## 5. BIBLIOGRAFIA

1. [www.upgrid.eu](http://www.upgrid.eu)
2. Lubośny Z., Dobrzyński K., et al, Real proven solutions to enable active demand and distributed generation flexible integration, through a fully controllable LOW Voltage and medium voltage distribution grid. Demonstration 4 in real user environment: ENERGA – Poland. System Design, w ramach grantu 646531 – UPGRID – H2020-LCE-2014-2015/H2020-LCE-2014-3, Gdańsk 2016
3. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, WNT 1996
4. PN IEC 60354: 1999, Przewodnik obciążenia transformatorów olejowych
5. PN EN 60076-2: 2011, Przyrosty temperatury dla transformatorów olejowych

## SYSTEM AMI USED TO MONITORING AND CONTROLING OF LOW VOLTAGE GRID

The paper describes selected functions being applied to LV grid as result of UPGRID project realization. The project covers the use of AMI system for increase observability and controllability of the low voltage grid.

**Keywords:** low voltage grid, control, optimization.



*GENERACJA ROZPROSZONA  
I ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII*

---

*SEKCJA 6*



## ANALIZA LOKALIZACJI BIOGAZOWNI METODAMI ANALITYC HIERARCHY PROCESS (AHP) I TAKSONOMII NUMERYCZNEJ –PORÓWNANIE METOD

Alicja STOLTMANN<sup>1</sup>, Paweł BUĆKO<sup>2</sup>

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
tel.: 58 347 12-54 e-mail: alicja.stoltmann@pg.gda.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
tel.: 58 347 17-81 e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

**Streszczenie:** Artykuł przedstawia porównanie wielokryterialnej metody Analytic Hierarchy Process (AHP) oraz taksonomii numerycznej na podstawie analizy wyboru lokalizacji biogazowni. Wykazano, że analiza lokalizacji biogazowni metodą AHP oraz metodą taksonomii numerycznej wskazuje jednakowe uporządkowanie rozpatrywanych lokalizacji, przy jednocześnie różnych wagach kryteriów wpływających na podjęcie decyzji. W artykule przedstawiono również badanie wrażliwości obu metod na zmianę liczby kryteriów i wariantów decyzyjnych. W metodzie AHP, po redukcji liczby kryteriów, wskazano to samo kryterium jako posiadające największy wpływ na wybór lokalizacji biogazowni. Metoda taksonomii numerycznej, po redukcji kryteriów, wskazała, że kryteria zmieniły swoje znaczenie względem analizowanej lokalizacji. Z tego względu metoda taksonomii numerycznej okazała się wrażliwą na zmianę liczby kryteriów.

**Słowa kluczowe:** Biogazownia, bioenergetyka, metody analizy wielokryterialnej.

### 1. WSTĘP

#### 1.1. Wprowadzenie

Polska zobowiązana jest do spełnienia wymagań polityki energetycznej (realizującej wymagania dyrektyw unijnych) mającej na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. W związku z tym opracowano strategię rozwoju sektora energetycznego zawartą w dokumencie Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku [1]. W dokumencie założono, że udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w całkowitej produkcji energii będzie wynosić 15% do 2020 roku. Inwestycje w OZE przynoszą korzyści zarówno gospodarcze, jak i środowiskowe [2]. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne definiuje OZE jako takie, które wykorzystuje w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu [3]. Ze względu na szczególne uwarunkowania, Polska spośród państw UE może stać się liderem w produkcji energii pochodzącej z biogazowni, w szczególności z biogazowni produkującej energię z substratów rolniczych [4], [5]. Biogazownie zaliczane są do źródeł generacji rozproszonej energii elektrycznej i ciepła [6]. Obecnie, ośrodki badawcze w Polsce badają skuteczne sposoby uzyskiwania, wzbogacania i wykorzystywania biogazu [7]. Biogaz wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej, ciepła, chłodu, do produkcji biometanu wprowadzanego do sieci gazowej lub do napędu pojazdów.

W wyniku wprowadzenia systemu wsparcia dla instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii, w tym biogaz, moc zainstalowana w instalacjach biogazowych w Polsce, wg danych URE [8], w latach 2006-2016 charakteryzuje się tendencją wzrostową.

Pomimo wzrostu zainteresowania wytwórców energią wytwarzaną w instalacjach wykorzystujących biogaz, stanowił on zaledwie 5% całkowitej produkcji energii elektrycznej pochodzącej z instalacji zaliczanych do odnawialnych źródeł energii w 2016 roku, według danych URE [10].

Charakter biogazowni ustalany jest na etapie inwestycyjnym ze względu na konieczność określenia docelowej lokalizacji obiektów, planowanej mocy i technologii instalacji oraz sposobów zagospodarowania wyprodukowanego ciepła. Wymagania dotyczące surowca do przetworzenia w procesie biofermentacji dotyczą ilości, rodzaju, kosztów oraz logistyki dostaw. Zakłada się, że ze względu na koszty transportu, źródło biomasy nie powinno być położone w większej odległości niż 20 km od biogazowni [9]. Zagrożeniem dla inwestycji w biogazownie może być brak akceptacji społecznej oraz problem z występowaniem ewentualnych, ponadnormatywnych uciążliwości. Dlatego też proces inwestycyjny biogazowni powinien być poprzedzony dokładną analizą warunków koniecznych do spełnienia w trakcie trwania fazy inwestycyjnej, fazy budowy oraz fazy eksploatacyjnej. Warunki te, inaczej określane jako kryteria, związane są z wymaganiami środowiskowymi, ekonomicznymi, technicznymi, prawnymi oraz społecznymi [10]. Narzędziem pozwalającym na uwzględnienie jednocześnie wielu, często sprzecznych lub wzajemnie wykluczających się, wymagań są metody analizy wielokryterialnej (z ang. Multi-criteria decision analysis – MCDA), wśród których należy wyróżnić metodę analizy hierarchicznej (z ang. Analytic hierarchy proces – AHP) oraz metodę taksonomii numerycznej. W niniejszym opracowaniu dokonano porównania obu metod na przykładzie lokalizacji biogazowni.

Porównywane metody (AHP i taksonomii numerycznej) są metodami rankingu, tzn. takimi które wynik analizy przedstawiają za pomocą rankingu rozpatrywanych wariantów decyzyjnych. Metoda AHP bazuje na porównaniu parami kryteriów według dziewięciostopniowej skali porównań, zaś metoda taksonomii numerycznej wykorzystuje odległość od rozwiązania idealnego, tzw. wzorca. Poniżej streszczono główne założenia obu metod.

## 1.2. Przegląd literatury

Wybór parametrów oraz lokalizacji biogazowni jest tematem podejmowanym w literaturze. W [11] scharakteryzowano modelowy tok postępowania inwestorskiego podczas budowy biogazowni rolniczej. Zauważono, że w Polsce nie występuje ujednoczony tok postępowania inwestorskiego i zależy on indywidualnie od danego projektu. W [12] dokonano porównania różnych typów oraz rozmiarów biogazowni rolniczych pod względem opłacalności wytwarzania biogazu. Zwrócono uwagę na konieczność skorzystania z dofinansowania, z zewnętrznego źródła finansowania na poziomie 60-70% w celu poprawy opłacalności inwestycji. Ze względu na złożony charakter zagadnienia lokalizacyjnego źródeł wytwórczych energii elektrycznej i ciepła analitycy wspomagają się metodami analizy wielokryterialnej w poszukiwaniu najlepszego rozwiązania danego problemu. Dla przykładu, wielokryterialne metody PROMETHEE [13] i VIKOR [14] wykorzystano do wyznaczenia najlepszego scenariusza rozwoju OZE. Efektem analizy jest wybór scenariuszy zakładających znaczny udział energii pochodzącej z biogazu i biomasy. W [15] wykorzystano metodę ELECTRE TRI do porównania wydajności 41 biogazowni rolniczych. W [16] za pomocą metod MAGBETH i rozmytej postaci metody AHP stworzono hierarchię 15 kryteriów wpływających na lokalizację odnawialnych źródeł energii, w tym biomasy, oraz wytypowano ranking źródeł energii elektrycznej, wskazując że dla obszaru Turcji, w przypadku obu metod ranking źródeł był taki sam. Z powyższego przeglądu literatury można wywnioskować, że metody analiz wielokryterialnych są wykorzystywane do analiz związanych z wykorzystaniem biogazu, w sektorze wytwórczym.

## 2. OPIS METOD

### 2.1. Metoda AHP

W celu rozwiązania problemu natury wielokryterialnej, w wielu dziedzinach analitycy najczęściej korzystają z metody AHP, która została opracowana przez T. L. Saaty'ego w 1980 roku [17]. Głównym założeniem metody jest porównanie parami kryteriów i wariantów decyzyjnych na podstawie dziewięciostopniowej skali porównań, w której preferencje decydenta odpowiadają konkretnym wartościom liczbowym [17].

Porównania zostają umieszczone w macierzy porównań parami (**A**). Porównania dokonuje się poprzez wskazanie wpływu elementów z lewej strony macierzy (*i*) na elementy znajdujące się na górze macierzy (*j*) otrzymując wynik porównania  $a_{ij}$ . Poniżej głównej diagonalnej znajdują się odwrotności porównań parami. Wzór na macierz **A** zamieszczono poniżej:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ \frac{1}{a_{12}} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{1}{a_{1n}} & \frac{1}{a_{2n}} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Składowe wektora własnego macierzy **A** wyznaczają wektor priorytetów (**w**) kryteriów:

$$\mathbf{w} = \sum_{j=1}^n w_j a_{ij} \quad (2)$$

Zaletą metody AHP jest możliwość wyznaczenia konsekwencji i spójności porównań parami, poprzez wyznaczenie współczynnika zgodności CR. W celu uznania wyników za zgodne współczynnik CR nie może przekroczyć

0,10, w przeciwnym wypadku porównania należy uznać za niezgodne.

### 2.2. Metoda taksonomii numerycznej

Taksonomia numeryczna wywodzi się z nauk biologicznych, gdzie była wykorzystywana do klasyfikacji organizmów żywych na podstawie ich cech. Jest stosowana do opisu zjawisk ekonomiczno-przyrodniczych oraz pozwala ustalić relacje między badanymi obiektami redukując nadmiar informacji oraz porządkując je. Zadania taksonomiczne mogą prowadzić do porządkowania, grupowania lub wyboru np. obiektów. Podstawa metody jest utworzenie macierzy danych **X**, która zawiera zbiór obiektów  $O = \{o_1, o_2, \dots, o_n\}$  (lokalizacje) oraz zbiór cech  $X = \{X_1, X_2, \dots, X_m\}$  (kryteria). Macierz **X** przedstawiono poniżej:

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} X_1 & X_2 & \dots & X_m & o_1 \\ x_{1,1} & x_{1,2} & \dots & x_{1,m} & o_2 \\ x_{2,1} & x_{2,2} & \dots & x_{2,m} & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ x_{n,1} & x_{n,2} & \dots & x_{n,m} & o_n \end{bmatrix} \quad (3)$$

gdzie:  $x_{ij}$ -elementy macierzy danych **X**, wartość  $X_j$ -tej cechy dla  $o_i$ -tego obiektu ( $i = 1, \dots, n$  oraz  $j = 1, \dots, m$ ).

W celu dokonania rankingu obiektów, należy dokonać normowania cech, tak aby były one ze sobą porównywalne oraz nadać im wagi aby uzyskać hierarchię ważności cech. Kolejnym krokiem jest wyznaczenie macierzy odległości obiektów od tzw. obiektu wzorcowego za pomocą rzutu ortogonalnego punktu na prostą wyznaczoną przez współrzędne wzorca.

## 3. UWARUNKOWANIA LOKALIZACYJNE BIOGAZOWNI

Dobór lokalizacji biogazowni decyduje o powodzeniu realizacji inwestycji oraz jej opłacalności ekonomicznej. Na potrzeby niniejszej analizy przyjęto 8 kryteriów decydujących o ocenie danej lokalizacji. Kryterium K1 związane jest z dostępnością i koniecznością zakupu surowców pierwotnych, z których produkowany jest biogaz. Kryteria K2 i K3 związane są kolejno z dostępem do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia oraz dostępnością do sieci ciepłowniczej. Kryterium K4 określa kompletność dokumentów planistycznych związanych z obszarem biogazowni, dotyczy umieszczenia biogazowni w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego oraz możliwość nabycia praw do dysponowania terenem na cele inwestycyjne. Odległość biogazowni od terenów narażonych na hałas, zagrożenie uciążliwym zapachem oraz tereny ochrony wód są określone w kryterium K5. Odległość od terenów do zagospodarowania resztek pofermentacyjnych określono w kryterium K6. Ostatnie dwa kryteria, K7 i K8, dotyczą mocy instalacji kolejno dla energii elektrycznej i ciepła. Analizie poddano 3 potencjalne lokalizacje biogazowni rolniczych, których charakterystykę względem kryteriów przedstawiono w tablicy 1.

Tablica 1. Charakterystyka lokalizacji względem kryteriów

Numer kryterium	Lokalizacja 1	Lokalizacja 2	Lokalizacja 3
K1	pełny dostęp	konieczność dokupu 30% substratu	konieczność substratu 100%
K2	do 5 km	5-10 km	do 2 km
K3	powyżej 5 km	brak	powyżej 10 km
K4	komplet dokumentów	komplet dokumentów	podpisano wstępną umowę z właścicielem działki ewidencyjnej
K5	0,5 km	powyżej 1 km	100 m
K6	do 1km	powyżej 1km	powyżej 5km
K7	10000 kW	7876,116 kW	9000 kW
K8	9600 kW	8199,36 kW	9300 kW

#### 4. WYNIKI ANALIZY WIELOKRYTERIALNEJ

Pierwszym krokiem w celu uszeregowania lokalizacji jest dobór kryteriów oraz wskazanie ich hierarchii. Uszeregowanie kryteriów determinujących lokalizację biogazowni nie jest takie same w przypadku zastosowania metody AHP oraz taksonomii numerycznej. Metodą AHP wykazano, że przeważającym kryterium jest jak najmniejsza odległość biogazowni od terenów narażonych na hałas, zagrożenie uciążliwym zapachem oraz tereny ochrony wód, zaś metoda taksonomii numerycznej wykazała, że najważniejszym kryterium jest dostęp do sieci ciepłowniczej. W rzeczywistości, bliska odległość do sieci ciepłowniczej nie jest kryterium decydującym o powodzeniu realizacji inwestycji w biogazownię. W przypadku kryteriów charakteryzujących się najmniejszym wpływem na decyzję o lokalizacji biogazowni metody także wskazały różne kryteria. Dla metody AHP najmniej wpływowe okazało się kryterium dotyczące odległości od terenów do zagospodarowania resztek pofermentacyjnych, zaś dla metody taksonomii numerycznej najmniej wpływowe okazały się wysokości mocy instalacji. Omówione różnice przedstawiono na rysunku 1.

Jak wspomniano, metoda AHP umożliwia wyznaczenie współczynnika zgodności CR, który w analizowanym przypadku wyniósł 0,093 (poniżej 0,1), oznaczając że porównanie parami jest konsekwentne i spójne. W przypadku taksonomii numerycznej nie ma możliwości obiektywnego sprawdzenia czy wyniki, które otrzymano są spójne. Bez względu na różnicę w wyznaczonych wagach kryteriów obie metody wskazały, że preferowaną lokalizacją jest lokalizacja 1. W przypadku metody AHP różnica w ocenie między lokalizacją L1 a drugą w rankingu lokalizacją L2 jest większa niż w metodzie taksonomii numerycznej. Kolejność wariantów jest taka sama.

#### 5. ANALIZA WRAŻLIWOŚCI

W celu porównania metody AHP oraz taksonomii numerycznej analizowano wrażliwość metod na zmianę liczby wariantów decyzyjnych i kryteriów. Analiza wrażliwości umożliwia sprawdzenie wpływu zmiany liczby kryteriów na wybór kryteriów o szczególnym znaczeniu oraz zmiany liczby wariantów decyzyjnych na ranking lokalizacji. W celu zbadania wrażliwości obu metod na zmianę liczby kryteriów dokonano powtórnie analizy wskazania rankingu lokalizacji biogazowni przy założeniach:

- kryteria K2 i K3 zostaje zastąpione kryterium K2\* i oznacza zarówno dostęp do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia oraz sieci ciepłowniczej
- kryteria K7 i K8 zostaje zastąpione kryterium K7\* oznaczające moc instalacji, obejmującą łącznie produkcję energii elektrycznej i ciepła.

Wykazano, że w przypadku metody AHP, redukcja liczby kryteriów (obejmujących zbliżone cechy) nie ma wpływu na ostateczny ranking kryteriów. Zmianie ulegają jednak wartości wag poszczególnych kryteriów. W przypadku taksonomii numerycznej redukcja tych samych kryteriów spowodowała znaczącą zmianę w ich rankingu, wskazując kryterium K6 (odległość od terenów do zagospodarowania resztek pofermentacyjnych) jako najistotniejsze, rysunek 1.

W przypadku obu metod, zmiana liczby oraz wag kryteriów nie wpłynęła na uszeregowanie lokalizacji.

W celu zbadania wrażliwości metod na zmianę liczby wariantów dodano dodatkową, czwartą, lokalizację biogazowni. Proponowana biogazownia znajduje się w odległości powyżej 10 km od sieci elektroenergetycznej średniego napięcia oraz w odległości do 5 km od sieci ciepłowniczej. W procesie produkcyjnym należy dokupić 60% kiszonki. Powyżej 1 km znajdują się tereny wrażliwe ze względu na hałas, zasady higieny lub ochronę wód. Moc biogazowni przewidywana jest na poziomie ok. 8500 kW e oraz 8750 kW t.

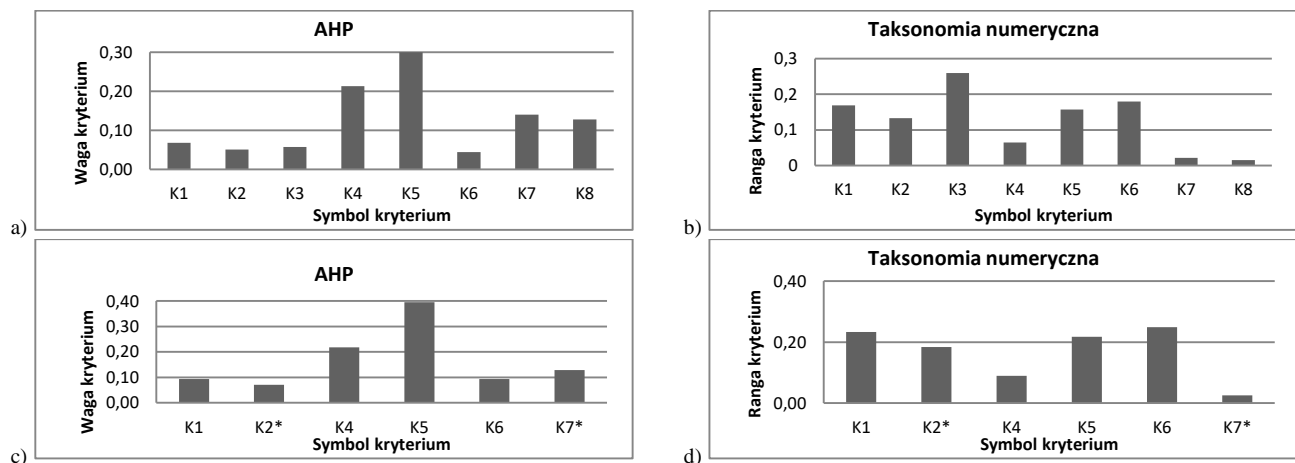
W wyniku powtórnie przeprowadzonej analizy wykazano, że obie metody nie są wrażliwe na dodanie dodatkowego wariantu decyzyjnego w postaci czwartej lokalizacji biogazowni. Oznacza to, że uszeregowanie pierwszych trzech lokalizacji pozostało bez zmian. Wyniki przedstawiono w tablicy 2. Warto zwrócić uwagę, że w metodzie AHP dodany wariant L4 został wyżej oceniony od wariantu L2 (inaczej niż w przypadku taksonomii numerycznej).

Tablica 2. Wynik badania wrażliwości metody AHP i taksonomii numerycznej na zmianę liczby wariantów decyzyjnych.

Nazwa metody	AHP	Taksonomia numeryczna
Uszeregowanie lokalizacji biogazowni	L1 -> L4 -> L2 -> L3	L1 -> L2 -> L4 -> L3

#### 6. PODSUMOWANIE

W artykule wykazano, że przeprowadzenie analizy lokalizacji biogazowni metodą AHP oraz metodą taksonomii numerycznej wskazuje jednakowe uporządkowanie rozpatrywanych lokalizacji, przy jednocześnie różnych wagach kryteriów wpływających na podjęcie decyzji. Dzięki możliwości wyznaczenia wskaźnika CR, metoda AHP wskazała ranking kryteriów odpowiadający przewidywaniom wynikającym z doświadczenia autorów. Metoda taksonomii numerycznej wskazała kryterium związane z odległością biogazowni od sieci ciepłowniczej jako strategiczne dla realizacji inwestycji, co zdaniem autorów nie jest zgodne z rzeczywistością. W artykule przedstawiono badanie wrażliwości obu metod na zmianę liczby kryteriów i wariantów decyzyjnych. Wykazano, że obie metody nie są wrażliwe na dodanie dodatkowego wariantu decyzyjnego. W metodzie AHP, po redukcji liczby kryteriów, wskazano to samo kryterium jako posiadające największy wpływ na wybór lokalizacji biogazowni.



Rys. 1. A) i b) Wagi kryteriów wpływających na decyzję o lokalizacji biogazowni wyznaczone metodą AHP i taksonomii numerycznej c) i d) Wyniki wyznaczenia wag kryteriów dla badania wrażliwości metod na zmianę liczby kryteriów

Metoda taksonomii numerycznej, po redukcji kryteriów, wskazała, że kryterium, które wcześniej miało niewielki wpływ na realizację inwestycji, okazało się mieć największy wpływ. Z tego względu metoda taksonomii numerycznej okazała się wrażliwą na zmianę liczby kryteriów. Podsumowując, autorzy skłaniają się ku metodzie AHP jako tej, która daje lepsze rezultaty analizy decyzyjnej.

## 7. BIBLIOGRAFIA

- Ministerstwo Gospodarki: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów Z dnia 10 listopada 2009 r., 2009.
- Woźniak E.: Występowanie elektrowni biogazowych w Polsce i czynniki ich lokalizacji, 2015.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348, 2006
- Jasiulewicz M., Janiszewska D.: Potencjał biomasy województwa zachodniopomorskiego w aspekcie wykorzystania do celów energetycznych, Zesz. Nauk. SGGGW w Warszawie Probl. Rol. Światowego, Nr 1, s. 83–93, 2012.
- Piwoń A.: Biogazownie rolnicze w w Polsce - lokalizacja i parametry, Tech. Rol. Ogród. Leśna, Nr 6, s. 7–9, 2014.
- Paska J.: Distributed generation and renewable energy sources in Poland, 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, 2007, s. 1–6.
- Igliński B., Iglińska A., Kujawski W., Buczkowski R., Cichosz M.: Bioenergy in Poland, Renew. Sustain. Energy Rev., Nr 6, 2011, s. 2999–3007.
- Urząd Regulacji Energetyki: Moc zainstalowana OZE 2016, 2016.
- Zarębski P.: Uwarunkowania przestrzenne lokalizacji biogazowni w Polsce, Stow. Ekon. Rol. i Agrobiznesu, Nr 16, s. 331–336, 2012.
- Franc-Dąbrowska J., Jarka S.: Specyficzne uwarunkowania inwestycji w biogazownie rolnicze w Polsce, Roczn. Nauk. Ekon. Rol. i Rozw. Obsz. Wiej., Nr 4, s. 19–28, 2014.
- Maj G., Piekarski W.: Modelowy tok postępowania inwestycyjnego jako element prawidłowego zarządzania projektem budowy biogazowni rolniczej, Innowacje w zarządzaniu i inżynierii produkcji., Polskie Towarzystwo Zarządzania Produkcją, 2014, s. 867–878.
- Kosewska K., Kamiński J. R.: Analiza ekonomiczna budowy i eksploatacji biogazowni rolniczych w Polsce, Inżynieria Rol., Nr 99, s. 189–194, 2008.
- Madlener R., Kowalski K., Stagl S.: New ways for the integrated appraisal of national energy scenarios: The case of renewable energy use in Austria, Energy Policy, Nr 12, s. 6060–6074, 2007.
- San Cristobal J. R.: Multi-criteria decision-making in the selection of a renewable energy project in Spain: The Vikor method, Renew. Energy, Nr 36, s. 498–502, 2011.
- Madlener R., Antunes C. H., Dias L. C.: Assessing the performance of biogas plants with multi-criteria and data envelopment analysis, Eur. J. Oper. Res., Nr 197, s. 1084–1094, 2009.
- Ertay T., Kahraman C., Kaya I.: Evaluation of renewable energy alternatives using MACBETH and fuzzy AHP multicriteria methods: the case of Turkey, Technol. Econ. Dev. Econ., Nr 19, s. 38–62, 2013.
- Saaty T. L., Vargas L. G., Dellmann K.L.: The allocation of intangible resources: The analytic hierarchy process and linear programming, Socioecon. Plann. Sci., Nr 37, s. 169–184, 2003.

## ANALYSIS OF THE BIOGAS PLANT LOCATION USING ANALYTIC HIERARCHY PROCESS (AHP) AND NUMERICAL TAXONOMY METHODS - METHODS COMPARISON

The article presents a comparison of the multicriteria Analytic Hierarchy Process method and numerical taxonomy based on the location of the biogas power plant. Biogas power plants were included in the group of energy sources which will contribute to the implementation of the energy-climate package for Poland until 2030. Energy security can be greatly enhanced by increasing the production of energy from renewable sources, eg. biogas power plants, which acquire energy from biogas of various origins. Therefore, the location of the biogas power plants is influenced by multiple factors, such as an environmental impact, availability and origin of biogas, technological aspects, and the possibility of utilization of produced energy. The problem of locating biogas power plants, due to a multitude of factors, is multicriteria. The AHP method is a mathematical method with a high level of advancement. The result of the analysis is to determine the rank vector of the considered options. The numerical taxonomy method is much less complex. It consists in determining the distance between the considered solutions and the hypothetically ideal solution, thus forming ranking solutions. The methods were compared in terms of sensitivity to changing options and decision-making criteria.

**Keywords:** Biogas power plant, bioenergy, multi-criteria decision analysis



## KONCEPCJA FUNKCJONOWANIA WIRTUALNEJ ELEKTROWNI INTEGRUJĄCEJ ROZPROSZONE ŹRÓDŁA ENERGII JAKO DOSTAWCY USŁUG SYSTEMOWYCH

Rafał MAGULSKI<sup>1</sup>

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: r.magulski@ien.gda.pl

**Streszczenie:** Intensywny rozwój generacji rozproszonej, wykorzystującej źródła OZE oraz skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, jest efektem realizacji europejskiej i krajowej polityki energetycznej. Wzrost znaczenia źródeł rozproszonych w zaspokajaniu zapotrzebowania na energię elektryczną, powoduje, że ich rola w zapewnieniu bezpieczeństwa i minimalizacji kosztów funkcjonowania KSE również będzie musiała się zwiększać. W artykule przedstawiono koncepcję współdziałania rozproszonych źródeł energii w ramach wirtualnej elektrowni, w celu możliwości świadczenia usług systemowych, adresowanych uczestnikom rynku energii (operatorzy OSP, OSD, podmioty oferujące bilansowanie handlowe oraz świadczące usługi zarządzania popytem). Koncepcja uwzględnia aspekty techniczne oraz organizacyjne wynikające z właściwości źródeł wytwórczych oraz z uwarunkowań rynków energii i usług systemowych.

**Słowa kluczowe:** wirtualna elektrownia, generacja rozproszona, usługi systemowe.

### 1. WSTĘP

Tradycyjne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego opiera się na założeniu jednokierunkowego przepływu mocy od dużych jednostek wytwórczych, poprzez sieci przesyłowe wysokich napięć do węzłów średniego napięcia i dalej do odbiorców końcowych. Rozwój i rozpowszechnienie źródeł odnawialnych, a w szczególności generacji rozproszonej wykorzystującej lokalne zasoby energetyczne, dodatkowo wzmocniony europejską polityką energetyczną, dającą przywileje odnawialnym źródłom energii zmienił tę ugruntowaną sytuację. Liberalizacja sektora energetycznego oraz wprowadzenie rynków energii zaowocowały dalszymi zmianami w systemie elektroenergetycznym zarówno w sferze technicznego wyposażenia, jak i zarządzania i sterowania siecią.

Wirtualna elektrownia jest nowym elementem zarządzania rozproszonymi zasobami wytwórczymi, który może przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

Obserwowany rozwój rozproszonych źródeł energii, w szczególności odnawialnych źródeł energii (OZE) będzie przyczyniał się do coraz większego udziału tych źródeł w strukturze produkcji energii elektrycznej, kosztem jednostek konwencjonalnych. Wysoki udział źródeł o zmiennej mocy wyjściowej, uzależnionej od aktualnych warunków pogodowych ma niekorzystny wpływ na regulacyjność KSE. W przypadku okresów niskiego zapotrzebowania na moc tj. doliny nocnej czy dni świątecznych zagrożone może być utrzymanie minimalnej wymaganej liczby pracujących

jednostek konwencjonalnych oraz minimalnego wymaganego poziomu mocy dyspozycyjnej pracujących jednostek konwencjonalnych. Planowana do pracy liczba jednostek w ciągu dnia, dla każdej godziny wynika, m.in. z minimalnej liczby bloków w poszczególnych:

- elektrowniach, ze względu na bezpieczeństwo elektrowni (systemowe ograniczenia elektrowniane);
- węzłach sieci dla spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (systemowe ograniczenia sieciowe).

Decydującym elementem ukierunkującym reorganizację systemu elektroenergetycznego jest Rynek Bilansujący, będący narzędziem równoważenia produkcji i zużycia energii elektrycznej. Obecnie w Polsce Rynek Bilansujący funkcjonuje jedynie w obszarze rynku hurtowego. Niezbędne jest jednak wprowadzenie w obszarze sieci dystrybucyjnej mechanizmów bilansowania, tak aby zapewnić efektywny rozwój generacji rozproszonej oraz niezawodne i ekonomicznie uzasadnione zaopatrzenie odbiorców w energię elektryczną.

### 2. UWARUNKOWANIA FORMALNO - PRAWNE

Wdrażane w ramach UE kodeksy sieciowe stanowią instrument w celu stworzenia jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej. Kodeks sieciowy dotyczący wymagań dla wytwórców (ang. *Requirements for Generators*, RFG NC) definiuje wspólny zestaw wymagań w zakresie przyłączania do systemu elektroenergetycznego obiektów wytwórczych. Zapisy kodeksu powinny być stosowane do wszystkich nowych jednostek wytwórczych oraz istniejących, uznanych za znaczące.

Spełnienie nowych wymagań stawianych jednostkom wytwórczym może przyczynić się do bardziej aktywnego udziału tych jednostek w świadczeniu usług na żądanie operatora systemu. Kluczowe dla kodeksu sieci jest określenie dla jednostek wytwórczych, w zależności od progów mocy osiągalnej, wymagań dotyczących m.in.:

- stabilności częstotliwościowej i napięciowej;
- odporności na występujące zakłócenia w sieci;
- odbudowy systemu po wystąpieniu zakłócenia;
- prowadzenia ruchu (systemy sterowania i nastawy regulatorów, systemy zabezpieczeń i nastawy EAZ);
- zdolności do generacji mocy biernej przez poszczególne typy jednostek wytwórczych.

Tabela 1 Próg mocy, powyżej którego następuje kwalifikacja jednostki wytwórczej [ 4]

Typ JW	Moc JW	Napięcie sieci	Opis
A	0,8 kW	< 110kV	Podstawowy poziom wymagań, niezbędny do zapewnienia zdolności wytwarzania. Ograniczony zakres regulacji mocy oddawanej do sieci. Nie powodują utraty istotnych mocy w systemie w czasie występowania zdarzeń krytycznych
B	1 MW	< 110kV	Wymagania mają na celu zapewnienie szerszego w stosunku do jednostek typu A, poziomu automatycznej regulacji, pozwalającego na złagodzenie skutków krytycznych zdarzeń występujących w systemie elektroenergetycznym
C	50 MW	< 110kV	Wymagania mają na celu zapewnienie stabilnego i bardzo dobrze kontrolowanego (w czasie rzeczywistym) procesu wytwarzania oraz świadczenia usług systemowych, których celem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii oraz skutecznie przeciwdziałanie, zarządzanie i reagowanie na występujące w systemie elektroenergetycznym zdarzenia krytyczne
D	75 MW	< 110kV	Wymagania mają celu zapewnienie stabilnego działania połączonych systemów elektroenergetycznych. Umożliwienie wykorzystania usług systemowych świadczonych przez dowolne jednostki wytwórcze w Europie.
	niezależnie od mocy	>=110 kV	

Zapisy kodeksu precyzują wymagania techniczne dla źródeł wytwórczych już od 0,8 kW. Wynika z nich, że jednostki typu B (moc w przedziale od 1 MW do 50 MW) będą wyposażone w układy umożliwiające zarówno regulację mocy czynnej i bierniej, jak i automatykę pozwalającą na utrzymanie w pracy podczas zwarć w sieci przez określony czas. Źródła wytwórcze przyłączane obecnie do sieci SN muszą spełniać warunki określone w IRiESD.

Generacja rozproszona w sieciach średnich i niskich napięć przy zakłóceniach i warunkach pracy innych od znamionowych najczęściej jest wyłączana. Jednostki tego typu nie są wykorzystywane do świadczenia jakichkolwiek usług regulacyjnych. Obecnie obowiązujący katalog regulacyjnych usług systemowych w głównej mierze dostosowany jest do możliwości ich świadczenia przez duże systemowe elektrownie ciepłe.

Aktualnie większa część rynku usług systemowych zintegrowana jest z Rynkiem Bilansującym, z racji tego że służą one realizacji podobnej funkcji techniczno-handlowej. OSP pozyskuje za ich pomocą środki techniczne do zapewnienia niezbędnego poziomu rezerw mocy oraz bilansowania chwilowych wartości mocy w systemie. Pozyskanie usług regulacyjnych z jednostek wytwórczych odbywa się głównie w ramach procesów Rynku Bilansującego a warunki ich świadczenia wynikają z wymagań technicznych sformułowanych w IRiESP oraz w bilateralnych umowach przesyłania.

Z tego względu uczestnictwo generacji rozproszonej w rynku regulacyjnych usług systemowych wymagałoby bezpośredniego i aktywnego uczestnictwa w Rynku Bilansującym. Oznaczałoby to konieczność spełnienia szerokiego zakresu wymagań, zbliżonego do tego jaki obowiązuje jednostki wytwórcze centralnie dysponowane.

Dostosowanie pojedynczej instalacji OZE do samodzielnego świadczenia usług regulacyjnych wiązałoby się prawdopodobnie ze znacznym wzrostem kosztów funkcjonowania. Dlatego z perspektywy opłacalności świadczenia usług systemowych, uzasadnionym byłoby łączenie w ramach jednej jednostki grafikowej, uczestniczącej w Rynku Bilansującym, możliwie dużej liczby źródeł rozproszonych.

Obecnie OSP nie wykorzystuje potencjału regulacyjnego generacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej. Wynika to m.in.: z niewielkich mocy jednostek w porównaniu do potrzeb systemowych, utrudnionego dostępu do jednostek, konieczności pozyskiwania rezerw ze znacznej ilości źródeł (skomplikowany proces organizacyjny, komunikacyjny, konieczność rozbudowy systemów teleinformatycznych, itp.). W przyszłości przy rosnącym udziale w systemie źródeł OZE można oczekiwać wzrostu zapotrzebowania na moce

regulacyjne. Zainteresowanie możliwościami źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnych wystąpi wtedy, gdy OSP wyczerpie możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez źródła systemowe, a usługi oferowane przez nowych dostawców będą spełniały wymagania techniczne i wykazały konkurencyjność cenową.

Kompleksowa nowelizacja Ustawy o odnawialnych źródłach energii wprowadzona 2016 r. wnosi szereg zmian istotnych dla możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną. Wprowadza ona dwie nowe formy przedsiębiorczości tzw. klastry oraz spółdzielnie energetyczne. Celem porozumienia w zakresie klastra energii musi być wytwarzanie i równoważenie zapotrzebowania, dystrybucja lub obrót energią z OZE lub z innych źródeł w ramach sieci dystrybucyjnej. Obszar działania klastra nie może przekraczać granic jednego powiatu lub 5 gmin.

Spółdzielnia energetyczna to zrzeszenie, które ma na celu produkcję energii na użytek własny (członków) oraz ewentualną sprzedaż nadwyżek do sieci. Sumaryczna produkcja energii wewnątrz spółdzielni limitowana jest w zależności od nośnika energii (dla energii elektrycznej - moc jednostek do 10 MWe). Ponadto członkowie spółdzielni muszą być zlokalizowani na terenie jednej gminy.

Rozwiązania te, koncentrując się na kwestiach maksymalizacji zużycia energii w pobliżu miejsca jej wytworzenia, są korzystne z perspektywy bezpieczeństwa i niezawodności funkcjonowania KSE i mogą stać się w przyszłości podstawą do tworzenia lokalnych obszarów bilansowania, współdziałających z operatorami sieci dystrybucyjnych. Jednak wskazane ograniczenia terytorialne oraz limity łącznej mocy w zagregowanej jednostce mogą stanowić barierę dla możliwości świadczenia usług regulacyjnych na rzecz OSP (zbyt mały potencjał regulacyjny).

Nowelizacja Ustawy wprowadza również nowy model rozliczeń za energię odnawialną wyprodukowaną w mikroinstalacjach prosumenckich, w którym taryfy gwarantowane zastąpiono systemem tzw. opustów. Oznacza to, że wprowadzone do sieci nadwyżki energii nie podlegają sprzedaży, lecz są rozliczane łącznie z energią pobraną przez prosumenta, w okresach kiedy jego zapotrzebowanie nie mogło być pokryte przez własne źródło wytwórcze. Zewnętrzna sieć energetyczna działa w tym wypadku jak magazyn energii i prosument wprowadzając do niej 1 kWh energii może odebrać 0,8 (lub 0,7) kWh, unikając płatności w części odpowiadającej cenie energii oraz zmiennym stawkom za dystrybucję. W takim modelu dysponentem nadwyżek energii jest sprzedawca zobowiązany i jedynie on może być zainteresowany możliwością agregacji tego typu źródeł w ramach wspólnej jednostki grafikowej.

Pozostałe instalacje OZE, o ile chcą korzystać z prawa do sprzedaży wyprodukowanej energii sprzedawcy zobowiązanemu, w celu rozliczenia ilości wyprodukowanej energii odnawialnej, muszą być „obserwowalne” indywidualnie bądź w sposób zagregowany, w ramach grupy jednostek wytwórczych OZE. Z tego względu nie jest możliwe tworzenie wirtualnej elektrowni, na którą składać się będą jednocześnie instalacje OZE oraz konwencjonalne jednostki wytwórcze. Ograniczenie to przestanie obowiązywać z początkiem 2018 roku, w przypadku odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej powyżej 500 kW, które przestaną podlegać obowiązkowi zakupu energii przez sprzedawcę zobowiązanego i będą musiały znaleźć nabywców na rynku konkurencyjnym.

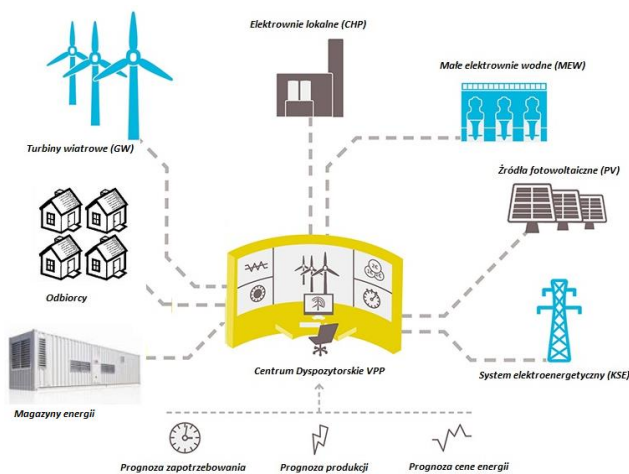
### 3. KONCEPCJA WIRTUALNEJ ELEKTROWNI WYKORZYSTUJĄCA USŁUGI SYSTEMOWE Z ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Wirtualna elektrownia (ang. *Virtual Power Plant – VPP*) to centralnie optymalizowany i sterowany zespół rozproszonych jednostek wytwórczych i/lub odbiorczych, które na żądanie agregatora sterującego pracą wirtualnej elektrowni są w stanie zmienić wielkość mocy czynnej.

W skład wirtualnej elektrowni mogą wchodzić jednostki różnych typów:

- sterowalne i dobrze prognozowalne jednostki wytwórcze, t.j. elektrociepłownie wytwarzające ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną (CHP), elektrownie wodne zbiornikowe, oraz biogazownie, jeżeli posiadają możliwość magazynowania biogazu;
- źródła o ograniczonych możliwościach precyzyjnego prognozowania mocy oddawanej do sieci, sterowalne tylko w zakresie ograniczania mocy oddawanej do sieci, takie jak wszystkie źródła OZE, zależne od warunków atmosferycznych (elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne);
- odbiorcy o przewidywalnym poborze mocy, najczęściej przemysłowi, mogący na określony okres czasu zmienić zużycie energii wpływając na proces produkcyjny, np. ciepłownie (zmiana zużycia energii przez pompy obiegowe i wentylatory wyciągu, wykorzystanie możliwości akumulacji ciepła w zładzie sieci ciepłowniczej);
- zagregowanie odbiorcy indywidualni np. blok, osiedle, mający możliwości sterowania zużyciem (DSM/DR);
- zasobniki energii, mogące pracować zarówno jako źródło wytwórcze (tryb rozładowania) lub być wykorzystywane w trybie odbiorczym (ładowanie zasobnika).

O pracy poszczególnych jednostek decyduje Agregator, który zgodnie z realizowanymi przez siebie celami optymalizuje pracę wszystkich jednostek. Może nim być podmiot władający zasobami regulacyjnymi lub posiadający wiedzę rynkową lub techniczną o stanie sieci, umożliwiającą optymalne dysponowanie zasobami regulacyjnymi. Ogólną koncepcję struktury systemu zarządzania VPP przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1 Ogólna koncepcja struktury systemu zarządzania VPP

Prognozowanie warunków pracy VPP jest jednym z najważniejszych elementów umożliwiających zwiększenie bezpieczeństwa KSE. Prognozowanie powinno obejmować wszystkie źródła nie posiadające lub posiadające ograniczoną

zdolność magazynowania paliwa i/lub produkcji oraz sterowalne zapotrzebowanie na moc odbiorców, wliczając w to prognozy możliwości zmiany zapotrzebowania na moc elastycznych odbiorców. W ramach systemu prognozowania powinny być realizowane następujące funkcje:

- prognoza zapotrzebowania na usługi regulacyjne,
- prognoza dyspozycyjności usług regulacyjnych ze źródeł OZE,
- prognoza warunków otoczenia rynkowego.

W oparciu o powyższe dane realizowane jest planowanie (optymalizacja) wykorzystania dostępnych zasobów dla pokrycia prognozowanego zapotrzebowania na usługi regulacyjne.

Zagregowanie zasobów wytwórczych w ramach VPP w szczególności trudnoprognozowalnych źródeł tj. farm wiatrowych czy elektrowni fotowoltaicznych, pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa KSE poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy mocy. Agregacja źródeł będzie przyczyniać się bowiem do kompensowania błędów prognoz i zmienności generacji OZE zależnej od warunków atmosferycznych (ang. *smoothing effect*).

Dzięki zastosowaniu systemów kontroli oraz mechanizmów regulacyjnych generacji oraz sterowalnych odbiorów możliwe będzie świadczenie przez źródła rozproszone regulacyjnych usług systemowych na rzecz operatorów systemów. W zależności od możliwości technicznych źródeł usługi mogą być dostarczane w zakresie:

- regulacji częstotliwości i mocy czynnej - związane z krótkoterminowym bilansowaniem energii i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym. W ramach usług wykorzystuje się układy regulacji o zróżnicowanych czasach aktywacji oraz dostępnych pasmach regulacji. Regulacja częstotliwości i mocy czynnej jest realizowana automatycznie (regulacja pierwotna i wtórna oraz trójna). Powyższe usługi świadczone są przede wszystkim przez jednostki wytwórcze. Mogą być również dostarczane przez inne podmioty, np.: odbiory lub systemy magazynowania;
- regulacji napięć i mocy biernej - usługi niezbędne do utrzymania wymaganego poziomu napięcia w sieci. Usługa polega na wytwarzaniu mocy biernej (pojemnościowej lub indukcyjnej). Regulacja odbywa się z wykorzystaniem generatorów synchronicznych (jednostki wytwórcze, dynamiczne kompensatory synchroniczne) i elementów pasywnych (baterie kondensatorów, transformatory z możliwością regulacji przekładni);
- wykorzystywania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa systemu i awaryjnych (gotowość do pracy wyspowej oraz do odbudowy systemu po awariach systemowych - gotowość do "blackstartu").

Wykorzystywanie możliwości regulacyjnych źródeł OZE poprzez świadczenie regulacyjnych usług systemowych jest szeroko stosowane w wielu krajach europejskich.

Działania te są powszechnie wykorzystywane przez operatorów sieci przesyłowej na obszarze Niemiec (Amprion, Tennet, Transnet BW i 50Hertz). Usługi regulacyjnych rezerw mocy czynnej (pierwotna, wtórna oraz trójna) są wykorzystywane na otwartym rynku usług systemowych. Zakup poszczególnych usług jest realizowany w ramach mechanizmu aukcyjnego.

Usługi regulacyjne na rzecz OSD, oprócz dużych jednostek systemowych, są świadczone również przez

agregatorów usług systemowych. Część z nich świadczy pełen zakres usług regulacyjnych.

Dostawcy usług systemowych dla OSP przechodzą procedurę, tzw. wstępnej kwalifikacji. Procedura ma za zadanie weryfikację technicznych zdolności źródła w celu spełnienia wymagań OSP w zakresie świadczenia usług regulacyjnych. Procedurą objęci są nie tylko agregatorzy, ale także wszystkie zagregowane źródła planowane do świadczenia usług regulacyjnych. Obecnie w ramach wirtualnych elektrowni wykorzystuje się przede wszystkim techniczne możliwości biogazowni, elektrociepłowni oraz elektrowni wodnych, w mniejszym stopniu generacji wiatrowej oraz fotowoltaiki.

## 5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Obecnie występująca dynamika wzrostu szczytowego zapotrzebowania powoduje, że coraz większym wyzwaniem staje się pokrycie zapotrzebowania na moc w szczycie przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), pracujące w dolinie krzywej obciążenia. W KSE podstawowym dostawcą usług regulacyjnych zapewniających bezpieczeństwo pracy KSE i niezawodność dostaw energii do odbiorców są jednostki wytwórcze ciepłne, wykorzystujące paliwa węglowe. Są to jednostki o określonych parametrach technicznych, które w wielu przypadkach nie pozwalają na szybką reakcję wynikającą ze zmian mocy np. generacji wiatrowej. Skutkiem coraz większej zmienności zapotrzebowania odbiorców na moc jest wzrost zapotrzebowania na usługi regulacyjne świadczone obecnie wyłącznie przez JWCD.

Podobnie jak w przypadku odbiorców energii, błędy prognoz i związane z nimi rosnące zapotrzebowanie na rezerwy dotyczą również źródeł OZE, w szczególności technologii uzależnionych od zmiennych i trudno prognozowalnych warunków pogodowych.

Wzrost mocy zainstalowanej w źródłach OZE, w szczególności źródeł o niestabilnym charakterze generacji, będzie powodował wzrost ich udziału w strukturze produkcji energii elektrycznej, przy zmniejszającym się udziale generacji w jednostkach konwencjonalnych. Wysoki udział źródeł o zmiennej mocy wyjściowej, uzależnionej od aktualnych warunków pogodowych, ma niekorzystny wpływ na regulacyjność KSE, w szczególności w okresie niskiego zapotrzebowania (dolina nocna, dni świąteczne). Zagrożone może być wówczas utrzymanie minimalnej wymaganej liczby pracujących jednostek konwencjonalnych oraz minimalnego wymaganego poziomu mocy dyspozycyjnej JWCD dla pokrycia zapotrzebowania na moc i zapewnienia rezerwy w kierunku zwiększania generacji.

W horyzoncie kilku ostatnich lat, w pracy KSE daje się obserwować niekorzystne trendy stwarzające coraz większe wyzwania związane z dobowym bilansowaniem systemu. Sukcesywnie maleje zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w dolinie, rośnie zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w szczycie oraz rośnie poziom rezerw mocy wymaganych ze względu na bezpieczeństwo i niezawodność pracy KSE. Konieczne jest zatem poszukiwanie nowych rozwiązań m.in. poprzez wykorzystanie możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną zagregowaną w ramach VPP. O ile pojedyncze źródła posiadają niewielki potencjał regulacyjny o tyle ich agregacja w ramach VPP umożliwi zniwelować te wady.

Budowa kompletnego systemu VPP jest złożonym zadaniem, które wymaga nakładów inwestycyjnych związanych z: projektem i budową systemu informatycznego zarządzającego pracą elektrowni, budową infrastruktury komunikacyjnej oraz modernizacją układów automatyki elektrowni. Jednoznaczne oszacowanie wielkości ewentualnych zysków wynikających z zaimplementowania funkcjonalności VPP wymaga uwzględnienia wielu zmiennych czynników, łącznie z uwzględnieniem możliwości i ograniczeń technicznych źródeł.

Doświadczenia krajów europejskich wskazują, że generacja rozproszona jest technicznie przystosowana do świadczenia usług regulacyjnych a przedstawione działania są stosowane.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dn. 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, tekst ujednolicony w Departamencie Prawnym i Rozstrzygania Sporów URE na dzień 1 sierpnia 2016 r.
2. Ustawa z dn. 20 lutego 2015 o odnawialnych źródłach energii, Kancelaria Sejmu, opracowanie na podstawie Dz. U. z 2015 poz. 478, 2365, z 2016 r. poz. 925
3. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, wersja 1.0, tekst obowiązujący od dnia 01.07.2016 r.
4. ENTSO-E Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG), kwiecień 2016

## CONCEPT OF VIRTUAL POWER PLANT INTEGRATING DISTRIBUTED ENERGY SOURCES AS A ANCILLARY SERVICES PROVIDER SYSTEM

Intensive development of distributed generation, using renewable energy sources and combined production of electricity and heat, is a result of European and national energy policy. The growing importance of distributed sources in meeting the demand for electricity, makes their role in ensuring security and minimizing the costs of the NPS will also have to increase. The article presents the concept of interoperability of distributed energy resources in the virtual power plant, in order to be able to provide system services, addressed the participants of the energy market (operators TSO, DSO, companies offering commercial balancing and demand side management service providers). The concept takes into account technical, economic and organizational arising from the generation sources properties and the conditions of energy and ancillary services markets.

**Keywords:** virtual power plant, distributed generation, ancillary services.

## MOŻLIWOŚCI REGULACYJNE FARM WIATROWYCH W KONTEKŚCIE USŁUG REGULACYJNYCH ZDEFINIOWANYCH W IRIESP

Bogdan CZARNECKI<sup>1</sup>

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

**Streszczenie:** W referacie przedstawiono zdolności regulacyjne nowoczesnych siłowni wiatrowych w kontekście wymagań technicznych stawianych dostawcom usług regulacyjnych przez Operatora Systemu Przesyłowego. Wykazano, że są one zdolne do świadczenia usług w zakresie regulacji mocy czynnej oraz mocy biernej. Wskazano również na korzystne z punktu widzenia potrzeb KSE właściwości techniczne najnowszych siłowni wiatrowych, które nie zostały zdefiniowane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej jako usługi regulacyjne

**Słowa kluczowe:** usługi regulacyjne, siłownie wiatrowe .

### 1. WSTĘP

Rozwój generacji wiatrowej (GW) stanowi z jednej strony wyzwanie z punktu widzenia bezpieczeństwa prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego. Z drugiej strony, nowoczesne siłownie wiatrowe oferują szerokie możliwości regulacyjne, które mogą być wykorzystywane przez OSP w warunkach zmniejszającej się liczby pracujących równocześnie JWCD, które są obecnie niemal jedynym dostawcą usług regulacyjnych w KSE.

Ocenę możliwości regulacyjnych turbin wiatrowych przeprowadzono w oparciu o dane pozyskane od producentów: GE, Nordex, Senvion, Siemens i Vestas. W referacie ograniczono się do usług regulacyjnych, które mogą być oferowane przez turbiny wiatrowe.

### 2. USŁUGI REGULACYJNE ZDEFINIOWANE W INSTRUKCJI RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

#### Regulacja mocy czynnej i częstotliwości

Na regulację mocy czynnej w SEE składają się następujące rodzaje regulacji:

- pierwotna - regulacja częstotliwości mająca na celu ustabilizowanie częstotliwości poprzez zrównanie generacji z zapotrzebowaniem mocy w systemie
- wtórna - regulacja częstotliwości i mocy wymiany z sąsiednimi SEE, mająca na celu przywrócenie częstotliwości znamionowej, utrzymanie wymiany międzysystemowej na zaplanowanym poziomie, oraz odbudowę rezerwy pierwotnej,
- trójna - regulacja mająca na celu odbudowę rezerwy wtórnej

Wymienione typy regulacji mocy czynnej współpracują w ramach wielopoziomowego systemu regulacji mocy i częstotliwości w SEE, tworząc kolejne poziomy regulacji o coraz dłuższych czasach aktywacji usługi i pełnej odpowiedzi układu.

#### Regulacja mocy biernej i napięcia

Obecnie za regulację napięć w KSE odpowiadają przede wszystkim generatory systemowe przyłączone do sieci NN, wyposażone w układy regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE) oraz układy ARST instalowane są w stacjach transformatorowych NN/NN oraz NN/WN.

### 3. REGULACJA PIERWOTNA CZĘSTOTLIWOŚCI

Usługa regulacji pierwotnej jest świadczona przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD). Jej celem jest utrzymywanie w obszarze synchronicznym równowagi między wytwarzaniem a zużyciem energii elektrycznej. Ma charakter autonomiczny i jest realizowana przez układ regulacyjny bloku reagujący na zmiany częstotliwości. Polega ona na dostosowaniu mocy bloku do aktualnej częstotliwości systemu zgodnie z charakterystyką statyczną mocy w funkcji częstotliwości. Rozpoczęcie działania regulacji pierwotnej powinno nastąpić kilka sekund od momentu wystąpienia zakłócenia, przy czym do 50% pasma mocy regulacyjnej musi być uaktywnione w czasie nie dłuższym niż 15 s, a pozostałe 50% musi być uaktywnione do 30 sek. od zburzenia [5]. Regulacja nie przywraca wartości znamionowej częstotliwości.

Minimalna wielkość rezerwy regulacji pierwotnej wyznaczona jest zgodnie z wytycznymi ENSTO-E dla wszystkich systemów Europy kontynentalnej, zawartymi w ENSTO-E/UCTE Operation Handbook [6]. Zakres regulacji pierwotnej w Polsce powinien wynosić  $\pm 170$  MW [6].

Tablica 1 Parametry usługi regulacji pierwotnej wg IRIESP [5]

Parametr	Wartość	
Szerokość pasma regulacji $\Delta P(\Delta f)$	5% P <sub>n</sub>	
Czas aktywacji 50% pasma regulacji	s	t < 15 s
Czas aktywacji 100% pasma regulacji	s	t < 30 s
Dokładność regulacji	$\delta p$	$\pm 1\%$ P <sub>n</sub>
Strefa nieczułości	$\Delta f_i$	$\pm 10$ mHz
Cykl pomiaru częstotliwości	1/s	
Zakres zmian statyzmu regulatora	2...8%	
Zakres zmian strefy martwej częstotliwości	$\Delta f_0$	$\pm 10 \dots \pm 50$ 0 mHz

Turbiny wiatrowe są zobowiązane do implementacji niesymetrycznych charakterystyk statycznych mocy



oddawanej do sieci w funkcji częstotliwości, powodujących automatyczną redukcję mocy powyżej zadanego progu częstotliwości. Przy świadczeniu rezerwy pierwotnej przez JWCD wymagany jest symetryczny zakres regulacji: w kierunku zmniejszania (przy wzroście częstotliwości) i zwiększania (przy spadku częstotliwości w KSE) mocy oddawanej do sieci, co wymaga pracy z mocą mniejszą od dyspozycyjnej.

Tablica 2 Parametry usługi regulacji pierwotnej oferowanej przez turbiny wiatrowe

Parametr	Pasma regulacji	Czas aktywacji	Pełna odpowiedź	Uchyb regulacji	Strefa nieczułości	Próbkowanie
	$\Delta P(\Delta f)$ %P <sub>N</sub>	s	s	$\delta_p$ %P <sub>N</sub>	$\Delta f_i$ mHz	s
<b>IRiESP</b>	5	15	30	±1	± 10	1
<b>Modele turbin wiatrowych</b>	1	95	10	±2	10	b.d.
	2	90	15	±0,5	10	b.d.
	3	90-95	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
	4	60-75	10	±2	b.d.	0,1

W wierszach 1 do 4 przedstawiono parametry turbin deklarowane przez producentów, które należy odnosić do wartości wymaganych przez IRiESP. W przypadku braku deklaracji producenta dot. wartości parametru regulacji, w tabelicy oznaczono to symbolem braku danych (b.d.)

Możliwości techniczne turbin wiatrowych pozwalają na świadczenie rezerwy pierwotnej zgodnie z wymaganiami technicznymi zawartymi w IRiESP, w szczególności w paśmie redukcyjnym przy wzroście częstotliwości. Wynika to z dostosowania parametrów technicznych farm wiatrowych do obowiązujących przepisów IRiESP. Wg. producentów siłowni wiatrowych nie ma barier technicznych umożliwiających symetryczne świadczenie usługi w całym paśmie regulacyjnym zgodnie z symetryczną charakterystyką statyczną. Turbiny wiatrowe (TW) w większości są technicznie przystosowane do równoczesnej:

- redukcji mocy o zadaną wartość,
- regulacji mocy w funkcji częstotliwości.

Wiąże się to w szczególności z koniecznością zaniżenia mocy oddawanej do sieci w stosunku do aktualnych warunków meteorologicznych z równocześnie aktywnym trybem regulacji związanej z częstotliwością, pozwalającym zarówno na dodatkowe zmniejszanie jak i zwiększanie mocy farmy - stosownie do zmian częstotliwości w sieci.

#### 4. REGULACJA WTÓRNA CZĘSTOTLIWOŚCI

Regulacja wtórna w warunkach normalnej pracy systemu jest realizowana automatycznie poprzez skoordynowane oddziaływanie regulatora centralnego na indywidualne regulatory wybranych JWCD w ramach centralnego systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy wymiany. Regulacja wtórna jest realizowana przez OSP w oparciu o regulator centralny LFC (ang. Load Frequency Control) wysyłający indywidualne sygnały regulacyjne wartości zadanej mocy czynnej do JWCD. Regulacja jest zrealizowana

poprzez sygnał regulacyjny  $\Delta P_{w\_zadane}$ . Na wielkość sygnałów regulacyjnych wpływ mają częstotliwość w SEE i odchylenie mocy wymiany z połączonymi systemami od wartości zaplanowanej. Zadaniem regulacji wtórnej jest przywrócenie częstotliwości w systemie i mocy wymiany międzysystemowej do wartości zadanych.

Rekomendowana wielkość rezerwy wtórnej zależna jest od przewidywanego zapotrzebowania na moc w KSE i wynika z zasad określonych w ENSTO-E/UCTE Operation Handbook. Przyjmuje się, że powinna ona pokryć niezbilansowanie wynikające ze zmienności zapotrzebowania i generacji w systemie oraz utraty generacji największej JWCD w systemie.

Odpowiedź jednostek wytwórczych biorących udział w regulacji wtórnej na zmianę sygnału regulacyjnego musi spełniać następujące wymogi:

- zadziałanie regulacji następuje co najwyżej po upływie 30 sek. od zakłócenia i trwa co najmniej 15 min.;
- zakres regulacji na blokach systemowych musi wynosić co najmniej +/-5% mocy znamionowej bloku.

Tablica 3 Parametry usługi regulacji wtórnej wg IRiESP [1]

Parametr	Wartość
Zakres regulacji	% P <sub>n</sub>
Dostępność pasma regulacji wtórnej (zakresu)	s
Czas pełnej aktywacji regulacji wtórnej (zakresu)	s
Gradient zmiany mocy w trybie regulacji wtórnej	% P <sub>n</sub>

W celu zapewnienia symetrycznego pasma regulacji, umożliwiającego zmniejszenie lub zwiększenie mocy w zależności od potrzeb KSE, farma wiatrowa świadcząca usługi regulacji wtórnej musiałaby pracować z trwale obniżoną mocą w stosunku do aktualnych warunków pogodowych. W przypadku farmy wiatrowej, w odróżnieniu od JWCD, nie można mówić o planowaniu pracy na dobę następną. W związku z powyższym świadczenie rezerwy wtórnej wymagałoby:

1. Utrzymywania stałego odstępu pomiędzy mocą możliwą do osiągnięcia i mocą oddawaną do sieci. Odstęp pomiędzy mocą oddawaną do sieci a mocą możliwą do osiągnięcia powinien wynosić 5% P<sub>n</sub>. Różnica pomiędzy JWCD konwencjonalnymi i FW polega na tym, że JWCD otrzymują bazowy punkt pracy (tzw. bieżący punkt pracy BPP) z systemu SOWE administrowanego przez OSP, natomiast elektrownie wiatrowe musiałby bazowy punkt pracy określać samodzielnie na podstawie pomiarów meteorologicznych.
2. Korygowania bazowego punktu pracy w oparciu o sygnał regulacyjny otrzymywany od OSP.

Wszystkie z rozpatrywanych modeli turbin wiatrowych posiadają takie możliwości, a parametry usługi znacznie przewyższają wymagania IRiESP. Większość producentów turbin i SCADA elektrowni wiatrowych deklaruje, że istnieje możliwość oszacowania mocy możliwej do osiągnięcia w danych warunkach meteorologicznych (produkcji utraconej) w trakcie zaniżenia mocy elektrowni.



Tablica 4 Możliwość redukcji mocy czynnej turbin i farm

Wyszczególnienie		Model turbin wiatrowych				
		1	2	3	4	5
Redukcja mocy	Turbina	-	Tak	Tak	-	-
	Farma	Tak	Tak	-	Tak	Tak
Wartość zadana redukcji	P [MW]	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak
	% P <sub>N</sub>	Tak	Tak	Tak	Tak	-
	% Pos	Tak	Tak	-	Tak	-

Tablica 5 Możliwości regulacyjne farm wiatrowych w zakresie zmian mocy czynnej

Parametr	IR iESP	Model turbin wiatrowych				
		1	2	3	4	5
Zakres regulacji [% P <sub>N</sub> ]	5	95	90	95	75	-
Gradient mocy [%P <sub>N</sub> /min]	1	20	-	20	100	-

## 5. REGULACJA TRÓJNA MOCY CZYNNEJ

Zadaniem regulacji trójnej (godzinowej) jest odtworzenie rezerw pierwotnej i wtórnej w przypadku ich wykorzystania oraz dobowo-godzinowe bilansowanie obciążenia w KSE. Regulacja trójna wykorzystuje rezerwę tworzoną przez podmioty, które mogą dostarczyć wymaganą moc regulacyjną w czasie do 15 minut od pojawienia się takich potrzeb. W chwili obecnej usługa nie jest uwzględniona w katalogu usług systemowych. Wykorzystanie rezerwy trójnej (tzw. godzinowej) odbywa się w ramach mechanizmów Rynku Bilansującego przez dobór Biejących Punktów Pracy (BPP) JWCD w oparciu o oferty przyrostowe i redukcyjne na rynku bilansującym.

Technicznie, podobnie jak w przypadku regulacji wtórnej turbiny i farmy wiatrowe są w stanie prewencyjnie zaniżyć moc oddawaną do sieci a następnie uczestniczyć w Rynku Bilansującym składając oferty na zwiększenie lub zmniejszenie generacji. Wiązało by się to jednak z produkcją utraconą i jej kosztami

## 6. REGULACJA NAPIĘCIA I MOCY BIERNEJ

Układy ARNE są wykorzystywane do regulacji napięcia po stronie wysokiej transformatora blokowego przy wykorzystaniu zakresu generacji mocy biernej generatorów przyłączonych do tej rozdzielni systemowych. Układy te mają również wprowadzoną funkcjonalność układów ARST i mogą być wykorzystane do sterowania przepływem mocy biernej przez transformatory sprzęgające różne systemy szyn zbiorczych oraz do regulacji przekładni tych transformatorów.

W automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej obowiązkowo uczestniczą JWCD wyposażone w automatyczne układy regulacji napięć w węzłach wytwórczych (ARNE). Zdolność do udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej oznacza utrzymywanie sprawnych układów ARNE. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich jednostek wytwórczych uczestniczących na Rynku Bilansującym w sposób aktywny.

Instrukcje ruchu operatorów sieci określają wymagania w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej przez podanie zakresu nastaw współczynnika mocy w miejscu przyłączenia

oraz charakterystyki regulacji napięcia i mocy biernej. Wartość współczynnika jest określana różnie przez operatorów, np.: PSE, ENERGA-Operator SA określa cosφ w granicach 0,95ind do 0,95poj, PGE Dystrybucja SA w granicach 0,975ind do 0,975poj.

Tablica 6 Wymagania dotyczące układów ARNE w regulacji napięcia i mocy biernej [5]

Parametr	Wartość
Regulacja odchyłki napięcia do wartości zadanej	w czasie krótszym niż 3 minuty
Nastawianie granicznej wartości napięcia jednostki wytwórczej	zgodnie z zależnością $U_{gmax} < 1,1 U_{gn}$ (napięcia znamionowego jednostki wytwórczej)
Nastawy statyzmu regulatora napięcia	w granicach od 0 do 3%
Błąd regulacji napięcia	< 0,5%
Nastawy strefy nieczułości	w granicach od 0,1 do 1%
Nastawy marginesów bezpieczeństwa	2,5 - 5% Q <sub>gmax</sub> (tak by zmiana mocy biernej nie powodowała trwałego działania ograniczników jej regulacji)
Czasów przerwy między impulsami sterującymi	t <sub>p</sub> > 5 s

Ponadto farmy wiatrowe przyłączane do sieci przesyłowej oraz przyłączane do sieci dystrybucyjnej o mocy ≥50 MW muszą posiadać system zdalnego sterowania napięciem i mocą bierną zarówno w trybie autonomicznym oraz we współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej (ARST), (analogicznie jak JWCD)

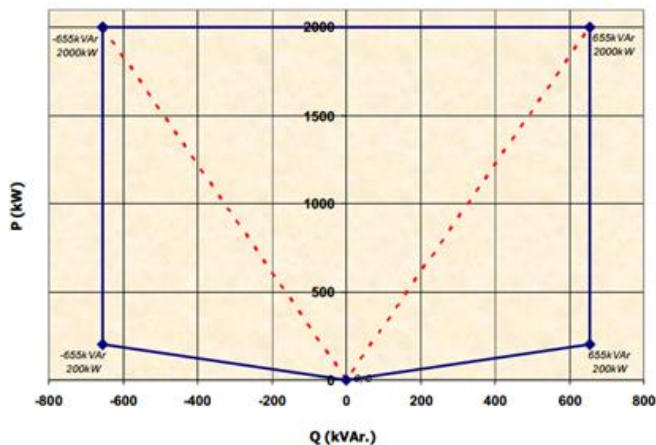
Z informacji pozyskanych od producentów turbin wiatrowych wynika, że aktualnie wykorzystywane systemy SCADA turbin i elektrowni wiatrowych umożliwiają zdalne sterowanie napięciem i mocą bierną w różnych trybach regulacji. Wszyscy dostawcy zapewniają komunikację z OSD/OSP oraz możliwości sterowania (załączanie układu regulacji napięcia w oparciu o charakterystykę statyczną Q=f(U), wartość zadaną napięcia, mocy biernej pobieranej lub oddawanej do sieci lub współczynnika mocy cosφ)

Tablica 7 Zdolności regulacyjne TW/FW w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej

Parametr	IRiESP	TW/FW
Czas odpowiedzi na ukadu regulacji	< 3 minut	< 10 s
Graniczna wartości napięcia	< 1,1 U <sub>gn</sub>	zgodnie z charakterystyką statyczną
Statyzm regulatora napięcia	< 3%	
Strefa nieczułości	0,1% do 1%	
Błąd regulacji napięcia	< 0,5%	0,5% do 2%
Współpraca z ARNE/ARST	Wymagany	TAK
Generacja mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej	NIE	TAK (Opcja)

Energoelektronika siłowni wiatrowych jest dobierana w taki sposób, by przy pracy siłowni z mocą czynną równą znamionowej, elektrownia wiatrowa spełniała wymagania IRiESP/IRiESD dotyczące zakresu regulacji mocy biernej. W przypadku, gdy siłownia pracuje z mocą mniejszą od znamionowej (większość czasu pracy siłowni wiatrowej)

możliwości regulacji mocy biernej wykraczają ponad wymagania instrukcjami ruchu cosφ. Generacja mocy biernej w warunkach bezwietrznych jest możliwa, ale wymaga zaimplementowania funkcji STATCOM.



Rys. 1 Krzywa PQ siłowni wiatrowej DFIG [3]. Kolor granatowy – w każdym z punktów w granicach obszaru siłownia może pracować w sposób ciągły, czerwony – odniesienie do wartości współczynnika mocy 0,95

## 7. MOŻLIWOŚCI REGULACYJNE TURBIN WIATROWYCH NIE ZDEFINIOWANE W IRiESP

Szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (Fast Frequency Response - FFR) polega na zwiększeniu generacji mocy czynnej w reakcji na zakłócenie częstotliwości, aktywowane w czasie poniżej 2 sekund od zakłócenia (przed zadziałaniem rezerwy pierwotnej) i utrzymywane przynajmniej przez 15 sekund. Jako naturalną cechą generatorów synchronicznych, właściwość nie jest zdefiniowana w IRiESP jako usługa, natomiast w przypadku siłowni wiatrowych implementacja tzw. sztucznej inercji (ang. *Artificial Inertia*) wymaga instalowania dodatkowych układów sterowania. Wzrost mocy oddawanej do sieci następuje praktycznie natychmiast po detekcji spadku częstotliwości. Towarzyszy temu spowolnienie prędkości obrotowej turbiny.

Zdolność do szybkiej generacji składowej zgodnej prądu zmiennego (ang. *Fast Reactive Current Injection*) jest istotna z punktu widzenia utrzymania równowagi dynamicznej systemu oraz jakości napięcia. Z pozyskanych danych wynika, że obecnie produkowane turbiny wiatrowe charakteryzują się możliwościami generowania prądu biernego z czasem reakcji rzędu 40-50 milisekund.

## 8. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Spśród skatalogowanych w IRiESP usług regulacyjnych, turbiny wiatrowe oraz grupy turbin

zagregowanych w ramach elektrowni (farm) wiatrowych spełniają wymagania techniczne stawiane:

- Regulacji pierwotnej częstotliwości
- Regulacji wtórnej częstotliwości i mocy wymiany
- Regulacji trójnej.
- Regulacji napięcia i mocy biernej.

Oprócz tego turbiny wiatrowe mogą być wyposażone w dodatkowe urządzenia, przez co mogą oferować funkcjonalności, które nie są skatalogowane jako usługi regulacyjne, ale mogą być wykorzystywane dla poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE:

- Szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (Fast Frequency Response).
- Szybka generacja prądu biernego
- Regulacja napięcia i mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej.

Z pośród wymienionych powyżej potencjalnych możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez FW, wydaje się, że ze względu na popyt ze strony PSE SA oraz cenę za oferowane usługi, realne wykorzystanie generacji wiatrowej może dotyczyć:

- Pół-pasma regulacji wtórnej w kierunku zmniejszania generacji, w godzinach nocnych
- Regulacji napięcia, początkowo w przez FW przyłączone w stacja NN/WN, a docelowo WN/Sn

Świadczenie pozostałych usług wiązało by się wysokimi kosztami utraconej produkcji OZE

## 9. BIBLIOGRAFIA

- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi; wersja 1.0, tekst obowiązujący od dnia: 01.01.2015;
- www.pse-operator.pl
- Czarnecki B., Kakol A. i inni: Analiza potencjału rynku usług regulacyjnych dla potrzeb OSD, możliwych do wytworzenia przez lokalne źródła energii elektrycznej w sieci SN; Instytut Energetyki O/Gdańsk, Gdańsk 2012
- Gamesa, Krzywa wytwarzania mocy biernej przez siłownię wiatrową G8x, 2009
- Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z dnia 15 grudnia 2011 r.
- Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE – Załącznik 1: Regulacja mocy i częstotliwości, PSE SA, 2004

## POSSIBILITY OF CONTROL OF WIND FARMS IN THE CONTEXT OF REGULATORY SERVICES DEFINED IN TRANSMISSION GRID CODE

The paper presents the regulatory capabilities of modern wind turbines in the context of the technical requirements posed by regulatory service providers to the Transmission System Operator. It has been shown that they are able to provide services in the field of regulation of active power and voltage and reactive power.

Also points to the beneficial from the point of view of the KSE technical properties latest wind turbines that are not defined in the Operation and Maintenance Manual Transmission Grid as a service adjustment.

**Keywords:** regulatory services wind turbines.

## ASPEKTY WYKORZYSTANIA KOGENERACJI I GENERACJI ROZPROSZONEJ OPARTEJ NA ODNAWIALNYCH ŹRÓDLACH ENERGII

Konrad ZUCHORA<sup>1</sup>

1. Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki  
tel.: 511990842 e-mail: k.zuchora@pollub.pl

**Streszczenie:** Referat prezentuje zgromadzone doświadczenia i wnioski na temat odnawialnych źródeł energii i generacji rozproszonej funkcjonującej w strukturach scentralizowanego systemu elektroenergetycznego. Wnioski wypracowane z udziałem kogeneracji i źródeł energii różnego pochodzenia uwzględniają konieczność przystosowania systemów generacji rozproszonej do funkcjonowania w elektroenergetycznym systemie scentralizowanym. Referat uwzględnia perspektywy funkcjonowania energetyki prosumenckiej i akcentuje sposób zagospodarowania systemów mikroenergetycznych w scentralizowanym systemie elektroenergetycznym. Skojarzone wytwarzanie energii, przy współdziałaniu źródeł odnawialnych, jest opiniowane w poszczególnych rozdziałach referatu a zauważone problemy i możliwe rozwiązania powstałe w wielowymiarowej energetyce są w publikacji dyskutowane.

**Słowa kluczowe:** Kogeneracja, odnawialne źródła energii, koszty energii.

### 1. WSTĘP

Energetyka odnawialna zwiększa udziały w międzynarodowych systemach elektroenergetycznych [1].

Za jedną z głównych przyczyn wspierania mikroenergetyki w Europie można uważać potrzebę osiągnięcia samowystarczalności energetycznej w kwestiach związanych z zużyciem ropy naftowej i gazu ziemnego [2]. W Europie zależność od paliw energetycznych może być uznana za międzynarodowy argument polityczny oraz czynnik, który mógł spowodować społeczną niepewność co do wysokości cen paliw. Świadomość zależności energetycznej mogła wywołać zainteresowanie technikami efektywnego wytwarzania energii i mikroenergetyką. Za przyczyny, które przyczyniły się do wzrostu zainteresowania proekologicznymi aspektami i mikroinstalacjami energetycznymi na skalę narodowych systemów elektroenergetycznych można uznać koszty przesyłu energii oraz programy proekologiczne wspierane przez budżety, dotacje celowe oraz programy finansowane przy współdziałaniu środków pochodzących ze „Wspólnoty Europejskiej”. Czynniki odpowiedzialne za reorganizację energetyki konwencjonalnej to również w znaczącym udziale zobowiązania wynikające z aktualnie kontynuowanego w Europie „Traktatu z Kioto” [3,4]. W konsekwencji postanowień z Kioto modernizacja energetyki konwencjonalnej zmierza w kierunku zwiększenia udziału w systemie elektroenergetycznym tak zwanych odnawialnych źródeł energii oraz poprawy efektywności energetycznej [5]. Postanowienie wprowadzenia do systemu

elektroenergetycznego energii pochodzącej z odnawialnych źródeł może wynikać z potrzeby zmniejszenia zużycia paliw kopalnych a poprawa efektywności energetycznej i zmniejszenie zużycia energii mogą być w postanowieniu rozwiązaniami, które umożliwią zredukowanie emisji gazów cieplarnianych [6].

### 2. UŻYTKOWANIE ZASOBÓW ROZPROSZONYCH

Systemy generacji rozproszonej można zdefiniować jako instalacje, które w infrastrukturze mogą mieć odnawialne źródła energii oraz zasobniki energii [7].

Energetykę rozproszoną można usystematyzować ze względu na sposób pracy lub aspekt kosztowy [8,9]. W aspektach kosztowych energetyki odnawialnej i rozproszonej warto zauważyć, że w skali mikroenergetycznej koszty inwestycyjne mogą być akceptowalne dla inwestorów należących do grupy tzw. prosumentów. Dzięki ustawodawcy i dostępności modułów mikroenergetycznych współcześni prosumenci mają możliwość wytwarzania energii na własne potrzeby [10,11].

Ze względu na trudności, jakie wywołuje użycie odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym w skali aktualnie funkcjonujących systemów, odnawialne źródła energii w sposób swobodny odnajdują zastosowanie w tak zwanej mikrogeneracji i systemach rozproszonych.

Przyłączenie mikrosystemów do sieci elektroenergetycznych może stwarzać operatorom utrudnienia w funkcjonowaniu. Z powodu utrudnień lokalni operatorzy sieci elektroenergetycznych mogą odmawiać pozwolenia na przyłączenie. Należy podkreślić, że lokalny stan infrastruktury energetycznej może być modernizowany i w konsekwencji mogą w systemie powstać lokalne warunki dla funkcjonowania generacji rozproszonej.

#### 2.1. Zalety energetyki rozproszonej

Energetyka rozproszona może zaoferować w konfiguracji uniwersalność i możliwość zagospodarowania lokalnych zasobów energii. Generacja rozproszona dzięki funkcjonowaniu w skali mikro oferuje lepszą efektywność dystrybucji energii oraz możliwość sprawowania w systemie elektroenergetycznym usług. Zwiększenie udziału źródeł odnawialnych i użycie generacji rozproszonej może w systemie elektroenergetycznym zredukować ilość energii wytwarzanej z paliw kopalnych i w konsekwencji zmniejszyć emisję dwutlenku węgla.

Stosując techniki kryterialnego zarządzania można w generacji rozproszonej z udziałem zasobników energii oraz źródeł odnawialnych zwiększyć efektywność całego systemu elektroenergetycznego.

Elektroenergetyczne sieci rozproszone z przyczyny uniwersalności w kwestiach wykorzystania energii pierwotnej mają sposobność adaptacji do różnych warunków pracy oraz łatwość dopasowania do lokalnych potrzeb.

W energetyce rozproszonej koszty wytwarzania energii ze względu na możliwość użycia w pracy systemów kogeneracji w skali mikroenergetycznej mogą być mniejsze. Użycie kogeneracji wraz z generacją rozproszoną może w systemie elektroenergetycznym zmniejszyć zużycie ciepła pochodzącego z sieci ciepłej. Prócz zmniejszenia zużycia ciepła użycie kogeneracji rozproszonej może zmniejszać również straty przesyłu energii, które dla systemu ciepłego są istotne, ponieważ w sieci ciepłej zmniejszają temperaturę pary i wody użytkowej.

## 2.2. Wady energetyki rozproszonej

Cechą odnawialnych źródeł jest ich prawdopodobny charakter, który może sprawiać, że sterowanie systemami rozproszonymi może być zadaniem wielowymiarowym. Problemy, które wynikają ze stabilności mocy odnawialnych źródeł, mogą kopiować się na stabilność całego systemu elektroenergetycznego. W systemie elektroenergetycznym zwiększony udział jednostek wytwarzających energię niezarządzanych i niemonitorowanych przez operatorów systemu może doprowadzić do nieprzewidzianych zachowań, które w konsekwencji mogą powodować niestabilną pracę systemu lub stan przedawaryjny.

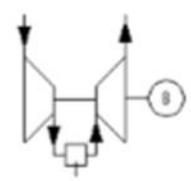
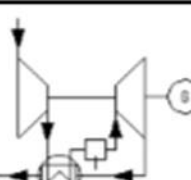
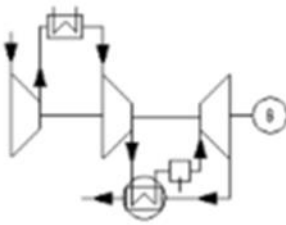
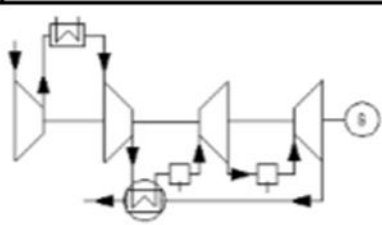

## 3. KOGENERACJA W ASPEKTACH GENERACJI ROZPROSZONEJ

Kogeneracja bazująca w cyklu termodynamicznym na procesie spalania może być użyta w przemysłowych, komercyjnych instalacjach ciepłych i siłowniach elektroenergetycznych oraz instalacjach hybrydowych, w których głównym produktem jest energia elektryczna a niewykorzystane ciepło cyklu termodynamicznego, może być przetransportowane do sieci ciepłej lub może być zagospodarowane w instalacjach ogrzewania i wody użytkowej [12].

W przedmiocie ciepłych maszyn przepływowych i mikroenergetyki w relacji z indywidualnymi potrzebami i wymaganiami, możliwe jest personalizowanie konfiguracji maszyn i systemów. Konstruktor projektujący system generacji rozproszonej może konfigurować architekturę systemu i maszyn ciepłych pracujących w systemie, dążąc do osiągnięcia oczekiwanych w pracy proporcji energii elektrycznej i ciepła. Największe udziały energii elektrycznej mają konfiguracje, które w pracy wykorzystują rekuperacyjne wymienniki ciepła oraz chłodnice i przegrzewy międzystopniowe. Wzorcowe konfiguracje stosowane w turbozespołach gazowych umieszczono w Tablica 1.

W konwencjonalnym systemie elektroenergetycznym ciepło wytwarzane jest w procesie spalania i jest w cyklu termodynamicznym traktowane jak energia odpadowa. Symbol energii odpadowej wraz z proporcjami cyklu termodynamicznego i kosztami paliwa dla kogeneracji może powodować, że w konwencjonalnym systemie elektroenergetycznym cena ciepła jest niższa od ceny energii elektrycznej.

Tablica 1. Konfiguracje turbozespołów gazowych

1.	Konfiguracja prosta
	
2.	Konfiguracja z rekuperacyjnym odzyskiem ciepła
	
3.	Konfiguracja z rekuperacyjnym odzyskiem ciepła i chłodzeniem międzystopniowym
	
4.	Konfiguracja z rekuperacyjnym odzyskiem ciepła i chłodzeniem międzystopniowym oraz przegrzewaniem międzystopniowym
	
Opisy do rysunków	Sprężarka, turbina, komora spalania, generator elektryczny, chłodnica międzystopniowa, rekuperacyjny wymiennik ciepła
	

W energetyce rozproszonej korzystającej z energii odnawialnej ciepło może być wytwarzane z energii elektrycznej produkowanej w turbinach wiatrowych i panelach słonecznych. Gdy ciepło będzie wytwarzane z energii elektrycznej można wnioskować, że koszty kupna i sprzedaży ciepła mogą być porównywalne z kosztami energii elektrycznej lub mogą być większe od kosztów energii elektrycznej.

## 4. METODA OBLICZEŃ

Poniższa zależność formułuje współczynnik skojarzenia mocy jako ułamek mocy elektrycznej i mocy cieplnej.

$$wsP = \frac{Pe}{Pc} \quad (1)$$

gdzie:  $Pe$  - moc elektryczna,  $Pc$  - moc cieplna.

Moc całkowitą zdefiniowano algebraicznie równaniem sumy mocy elektrycznej i mocy cieplnej.

$$Pca = Pe + Pc \quad (2)$$

Koszt energii całkowitej dla mocy cieplnej wyraża równanie.

$$keca0(Pc, wsP, cee, cec) = \frac{wsP \cdot Pc \cdot cee + Pc \cdot cec}{\frac{1}{3600s}} \quad (3)$$

gdzie:  $cee$  – cena energii elektrycznej,  $cec$  – cena ciepła.

Koszt energii całkowitej dla mocy elektrycznej wyraża równanie.

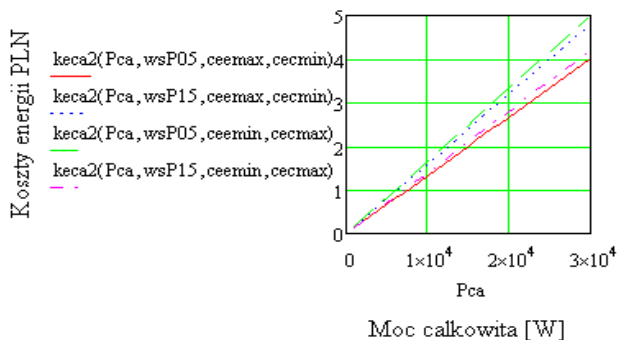
$$keca1(Pe, wsP, cee, cec) = \frac{Pe \cdot cee + \frac{Pe}{wsP} \cdot cec}{\frac{1}{3600s}} \quad (4)$$

Koszt energii całkowitej dla mocy całkowitej wyraża równanie.

$$keca2(Pca, wsP, cee, cec) = \frac{\frac{Pca \cdot wsP \cdot cee}{1 + wsP} + \frac{Pca \cdot cec}{(1 + wsP)}}{\frac{1}{3600s}} \quad (5)$$

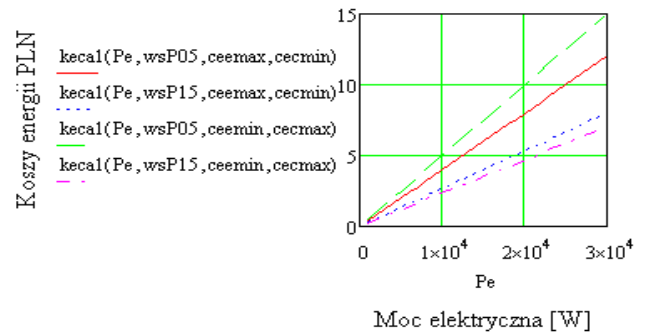
## 5. WYNIKI OBLICZEŃ

Poniższe rysunki reprezentują całkowity koszt energii wytworzonej w instalacji pracującej w kogeneracji.



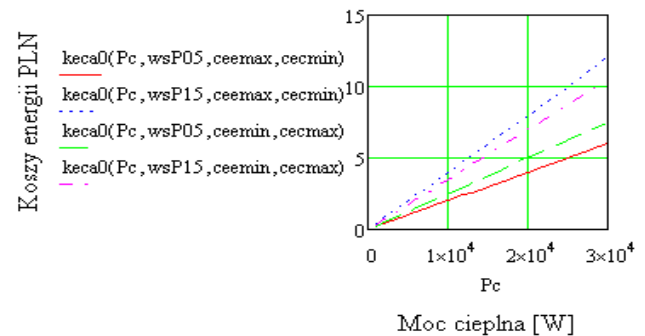
Rys. 2. Koszty energii całkowitej dla mocy całkowitej.

Symbole użyte na (Rys. 2), (Rys. 3), (Rys. 4) oznaczają:  $ceemax$  – cenę energii elektrycznej większą od ceny ciepła,  $ceemin$  – cenę energii elektrycznej mniejszą od ceny ciepła,  $ceemax$  – cenę ciepła większą od ceny energii elektrycznej,  $ceemin$  – cenę ciepła mniejszą od ceny energii elektrycznej. Współczynnik skojarzenia mocy równy 0.5 reprezentowany jest symbolem  $wsp05$  a  $wsp15$  oznacza współczynnik skojarzenia mocy równy 1.5.



Rys. 3. Koszty energii całkowitej dla mocy elektrycznej

Dla stałej wartości mocy całkowitej i mocy elektrycznej (rys. 2), (rys. 3) największe zyski ekonomiczne właściciel instalacji wytwarzającej energię może osiągnąć w przypadku, gdy instalacja osiąga w proporcji więcej mocy cieplnej niż mocy elektrycznej a cena sprzedaży ciepła dla właściciela instalacji jest większa od ceny sprzedaży energii elektrycznej: funkcje  $keca2(Pca, wsP05, ceemin, cecmax)$ ,  $keca1(Pca, wsP05, ceemin, cecmax)$ .



Rys. 4. Koszty energii całkowitej dla mocy cieplnej

Dla stałej wartości mocy cieplnej (rys. 4) największy zysk ekonomiczny właściciel instalacji wytwarzającej energię może osiągnąć w przypadku, gdy instalacja w proporcji wytwarza więcej mocy elektrycznej niż mocy cieplnej a cena sprzedaży ciepła jest mniejsza od ceny sprzedaży energii elektrycznej: funkcja  $keca0(Pc, wsP15, ceemin, cecmax)$ .

## 6. WNIOSKI KOŃCOWE

W artykule omówiono podstawowe właściwości energetyki rozproszonej i mikrosystemów pracujących w kogeneracji. Wymieniono zalety i wady oraz zadania egzystujących z energetyką odnawialną i rozproszoną w możliwej synergii systemów elektroenergetycznych. Autor uważa, że w obecnym stanie wiedzy i doświadczenia w kwestii energetycznej możliwe jest w akceptowalnej proporcji instalowanie w elektroenergetycznym systemie scentralizowanym niesterowalnych źródeł generacji rozproszonej. Rozsądne wykorzystanie energii odnawialnej może przynieść korzyści dla funkcjonowania energetyki konwencjonalnej. Oceny autora dotyczące rodzajów użytych technik prowadzą do wniosku, że techniki, które wyróżniają się wysoką efektywnością energetyczną i niskimi kosztami wytwarzania energii mogą być użyte w generacji rozproszonej.



## 7. BIBLIOGRAFIA

1. Connolly, David, H. Lund, and B. V. Mathiesen. "Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60 (2016): 1634-1653.
2. Energy, E. U. "Transport and GHG Emissions: Trends to 2050." Reference scenario (2013).
3. Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzony w Kioto dnia 11 grudnia 1997 r. Dz.U. 2005 nr 203 poz. 1684.
4. Secretariat, Climate Change. "Report of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol on its seventh session, held in Durban from 28 November to 11 December 2011." (2011).
5. Duffy, Aidan, Martin Rogers, and Lacour Ayompe. *Renewable energy and energy efficiency: assessment of projects and policies*. John Wiley & Sons, 2015.
6. Panwar, N. L., S. C. Kaushik, and Surendra Kothari. "Role of renewable energy sources in environmental protection: a review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.3 (2011): 1513-1524.
7. Falvo, Maria Carmen, and Luigi Martirano. "From smart grids to sustainable energy microsystems." *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011 10th International Conference on*. IEEE, 2011.
8. Zuchora K., Miller P.: Analiza możliwości wykorzystania kogeneracji w energetyce rozproszonej z zastosowaniem elementów optymalizacji. Rynek energii elektrycznej, energetyka rozproszona, Politechnika Lubelska, 2016 r., s. 102-113.
9. Zuchora K.: Miller P.: Wybrane aspekty optymalizacji mikrosystemu elektroenergetycznego wykorzystującego odnawialne źródła energii i technologie kogeneracji. Zarządzanie energią i telekomunikacja ZET 2016, materiały i studia, Kaprint, luty 2016 r., s. 83-93.
10. Ustawa, O. Z. E. "Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r." *Dz. U* 2015 (2015).
11. Ustawa, O. Z. E. "Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw z dnia 22 czerwca 2016 r." *Dz.U.* 2016 poz. 925
12. L. Martirano, S. Fornari, A. Di Giorgio and F. Liberati, "A case study of a commercial/residential microgrid integrating cogeneration and electrical local users," 2013 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Wroclaw, 2013, pp. 363-368.

## RENEWABLE ENERGY SOURCES AND COGENERATION COSTS IN ASPECTS OF DISTRIBUTED GENERATION

Author in paper chapters notes that the restructuring of conventional energy power system into a distributed energy system may seek to achieve the effect of increasing number of energy produced from renewable sources and improve efficiency in the power energy infrastructure. The paper presents the collected experience and conclusions on renewable energy and distributed generation functioning in the structures of a centralized energy power system. Can be assumed that some of the aspects of distributed generation noted in the article can be practically used. Reached conclusions include the need to reorganize the conventional energy system with the participation of cogeneration and energy sources of different origin in order to adapt them to the idea of distributed generation. On the basis of the research author notes that distributed energy can be installed in the available infrastructures of power system, and can work in combination due to reduced power transmission losses and achieve greater efficiency in compared to conventional centralized power system. The paper takes into account the perspective of the functioning the prosumer energy system and accentuates the manner of management micro energy systems in conventional power system. The author notes that as a consequence of unplanned aftermath in the energy system components belonging to the structure of the system can be transformed and their effects in stages of restructuring, can be difficult to predict. Combined production of energy with the help of renewable energy is giving opinions in the individual sections of the paper and noticed problems and possible solutions resulting in a multidimensional synergy of energy are discussed in the publication. In this study ways of working and functions of renewable energy in conventional energy systems operating in cogeneration can be interpreted as aspects of distributed energy.

**Keywords:** cogeneration, renewable energy sources, energy costs.



## POPRAWA ELASTYCZNOŚCI BLOKU ENERGETYCZNEGO KLASY 390 MW PRZY UŻYCIU WYSOKOTEMPERATUROWYCH ELEKTROLIZERÓW SOEC

Tomasz KOWALCZYK<sup>1</sup>, Janusz BADUR<sup>2</sup>, Marcin LEMAŃSKI<sup>3</sup>

1. Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Zakład Konwersji Energii,  
e-mail: tomasz.kowalczyk@imp.gda.pl
2. Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Zakład Konwersji Energii,  
e-mail: janusz.badur@imp.gda.pl
3. ENERGA Wytwarzanie S.A.,  
e-mail: marcin.lemanski@energa.pl

**Streszczenie:** W pracy zaprezentowano możliwość modyfikacji bloku parowego o mocy 390 MW poprzez zastosowanie wysokotemperaturowych elektrolizerów stało-tlenkowych SOEC. Celem takiej modyfikacji jest poprawa elastyczności bloku cieplnego poprzez możliwość kształtowania wewnętrznej charakterystyki obciążenia bloku. W efekcie moc elektryczna netto bloku może być dostosowywana do zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego bez konieczności szybkich zmian mocy cieplnej kotła, a nadwyżka energii służy do produkcji wodoru.

W artykule przedstawiono zmiany jakie wprowadzają do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego nowe obiekty OZE. Opisano technologie wysokotemperaturowej elektrolizy wody oraz przeprowadzono obliczenia termodynamiczne wykazujące, że moc elektryczna netto bloku może zostać zredukowana nawet o 60% bez zmiany obciążenia kotła przy wzroście sprawności obiektu o 1pp.

**Słowa kluczowe:** SOEC, elektroliza, wodór, elastyczność pracy.

### 1. WPROWADZENIE

#### 1.1. Problem elastyczności pracy bloków parowych

Dane przedstawione w tym rozdziale zaczerpnięte zostały z Raportu KSE za rok 2015, który opublikowano na stronie internetowej PSE S.A [1].

Polska energetyka zawodowa oparta jest w głównej mierze na węglu kamiennym i brunatnym, a całkowita moc elektryczna zainstalowana w KSE wynosi 40 445 MW. Moc elektryczna zainstalowana w tych obiektach to odpowiednio 47,84% (19 348 MW) i 22,97% (9 292 MW) mocy zainstalowanej w systemie na koniec roku 2015. Trzecim, pod względem wielkości źródłem energii w Polsce są elektrownie wiatrowe i pozostałe źródła odnawialne<sup>6</sup> (z wyłączeniem zawodowych elektrowni wodnych), które na koniec 2015 roku osiągnęły udział w mocy zainstalowanej systemu elektroenergetycznego na poziomie 14,06% (5 687 MW). Z drugiej strony analiza ilości wyprodukowanej energii elektrycznej w tych obiektach wskazuje, że elektrownie wiatrowe posiadają tylko 6,25% udziału w strukturze wytwarzania energii elektrycznej (10 114 GWh ze 161 772 GWh). Jest to sytuacja powodująca szereg problemów przy bilansowaniu mocy systemu, ponieważ elektrownie tego typu są w pewnym stopniu

nieprzewidywalne i trudno prognozowalne, a nagłe ich załączenia lub wyłączenia, uwarunkowane występowaniem wiatru, muszą być kompensowane elektrowniami konwencjonalnymi, co zwiększa w znacznym stopniu koszty utrzymania bloków, obniża ich żywotność oraz sprawność wytwarzania energii elektrycznej gdyż bloki często pracują na swoich minimach technicznych określonych przez PSE. Dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszą również operatorzy systemu dystrybucyjnego i przesyłowego modernizując swoje sieci elektroenergetyczne dostosowując je pod potrzeby przyłączenia źródeł OZE.

Na przestrzeni lat 2013 – 2015 moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych wzrosła o 2 183 MW, co stanowiło ponad 62% przyrost. W tym czasie ilość wyprodukowanej rocznie energii w tych obiektach wzrosła o 4 219 GWh, co stanowiło blisko 72% przyrost.

Niestety w energetyce zawodowej, w tym okresie, odnotowano 1,5-proc. spadek mocy zainstalowanej w KSE. Zagrożenia jakie to ze sobą niesie można przedstawić na przykładzie dnia największego i najmniejszego zapotrzebowania na moc w 2015 roku. Mianowicie w dniu 26.12.2015, kiedy wystąpiło najmniejsze zapotrzebowanie na moc równe 11 242 MW, elektrownie wiatrowe były obciążone na poziomie 2 000 MW, co stanowiło 100% ich mocy dyspozycyjnej, ok. 35% mocy osiągalnej i blisko 18% obciążenia systemu. Natomiast dnia 10.07.2015, kiedy wystąpiło największe zapotrzebowanie systemu równe 25 101 MW, obciążenie elektrowni wiatrowych wyniosło 1 484 MW, co stanowiło 100% ich mocy dyspozycyjnej, blisko 40% mocy osiągalnej i niespełna 6% zapotrzebowania systemu. Jak wynika z przytoczonego przykładu, elektrownie wiatrowe są obciążane niezależnie od zapotrzebowania systemu, a o ich dyspozycyjności decydują korzystne warunki pogodowe w danym okresie. Z tego powodu muszą być one zabezpieczone rezerwą mocy gwarantowaną przez elektrownie ciepłe.

#### 1.2. Wysokotemperaturowa elektroliza wody i ogniwa paliwowe

Technologia wodorowa jest obecnie intensywnie rozwijana w wielu krajach na świecie. Główne programy badawczo-rozwojowe w tym sektorze prowadzone są

<sup>6</sup> Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne jest określeniem zgodnym z przytoczonym raportem [1], jednak w dalszej części

artykułu nazwa ta zostanie skrócona do elektrowni wiatrowych gdyż to one posiadają kluczowy udział w tej grupie.

w Francji, Niemczech, USA, Kanadzie, Japonii, Chinach, Indiach, Korei Płn., czego efektem są liczne publikacje naukowe, raporty, instalacje laboratoryjne i przemysłowe [2]. Główne zadania stawiane przed tą technologią to zastosowanie w transporcie „bezemisyjnej” energii generowanej przez elektrownie jądrowe i OZE<sup>7</sup>, a także, poprzez centralizację produkcji wodoru, przeniesienie rozproszonych źródeł emisji zanieczyszczeń do obiektów przemysłowych, gdzie zanieczyszczenia te mogą być odpowiednio neutralizowane [3].

W niniejszej pracy autorzy proponują zastosowanie wysokotemperaturowych elektrolizerów stało-tlenkowych SOEC (z ang. *Solid Oxide Electrolysis Cell*) do produkcji wodoru z pary zaczerpniętej z obiegu turbiny parowej. Układ taki produkuje wodór w stanach niskiego zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego, natomiast w stanach szczytowego zapotrzebowania może generować dodatkową ilość energii elektrycznej, ponieważ zasilenie elektrolizerów wodorem powoduje odwrócenie ich pracy. Spełniają wtedy funkcję ogniwa paliwowego SOFC (z ang. *Solid Oxide Fuel Cell*). Rozwiązanie takie ma szereg zalet. Pierwszą jest wydłużenie żywotności elektrod i elektrolitu poprzez cykliczną pracę ogniwa. Po drugie, wygrzane ogniwo może natychmiast przejść z jednego trybu pracy w drugi i może być dynamicznie obciążane [4].

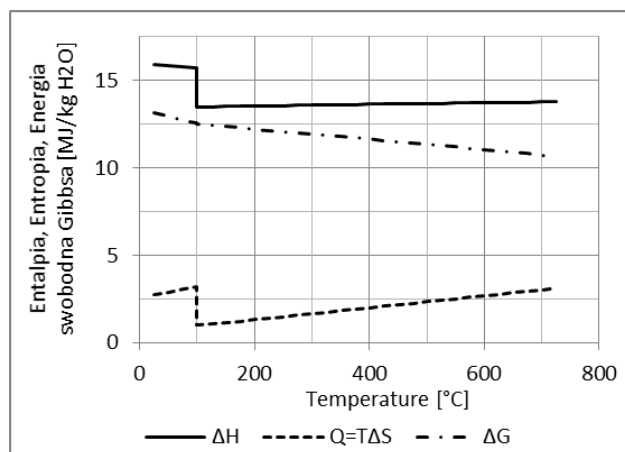
Podobnym, obecnie rozwijanym rozwiązaniem, jest budowa elektrolizerów niskotemperaturowych w najbliższej okolicy farm wiatrowych i produkcja wodoru w okresach niskiego zapotrzebowania sieci i taniej energii elektrycznej [5]. Jednak efektywność procesu elektrolizy wody zależy od temperatury przeprowadzania reakcji. Ogólny bilans procesu elektrolizy wody opisuje równanie:

$$\Delta H = T\Delta S + \Delta G \quad (1)$$

gdzie:  $\Delta H$  – zmiana entalpia,  $T\Delta S$  – ciepło przemiany wyrażone iloczynem temperatury bezwzględnej i przyrost entropii,  $\Delta G$  – zmiana energii swobodnej Gibbssa.

Zmiana energii swobodnej Gibbssa reprezentuje udział energii elektrycznej, a zmiana entropii zapotrzebowanie na ciepło procesu. Zmiana entalpii określa zapotrzebowanie energetyczne przemiany. Na rysunku 1 przedstawiono zależność wyżej opisanych parametrów od temperatury.

Jak wynika z wykresu przedstawionego na rysunku 1, bilans energetyczny produkcji wodoru jest bardziej korzystny dla pary niż dla wody. Bierze się to z bilansu energii swobodnej Gibbssa, entropii substratów oraz produktów reakcji elektrolizy wody. Wraz ze wzrostem temperatury (dla temperatur powyżej 100°C) nieznacznie wzrasta energochłonność procesu. Wynikać by więc mogło z tego, że najbardziej opłacalne jest przeprowadzanie elektrolizy dla pary w granicach 100-150°C. Jednak biorąc pod uwagę duży udział energii elektrycznej w tym procesie i sprawność jej generacji w obiegach cieplnych, elektroenergetycznym jest przeprowadzanie elektrolizy przy wysokiej temperaturze. Wtedy udział energii termicznej odniesiony do sumy energii termicznej i elektrycznej napędzającej proces elektrolizy wzrasta od 0,08 dla 200°C do 0,40 dla 900°C.



Rys. 1. Bilans entalpii, entropii i energii swobodnej Gibbssa procesu elektrolizy wody w funkcji temperatury.

Można więc wnioskować, że w stanach niskiego obciążenia systemu elektroenergetycznego, bardziej sprawne energetycznie jest produkowanie wodoru w elektrowniach cieplnych niż przy wykorzystaniu elektrowni wiatrowych. W takim rozwiązaniu elektrownie wiatrowe mogą być w pełni obciążone na potrzeby systemu elektroenergetycznego, a obciążenie elektrowni cieplnych wynika z zapotrzebowania sieci i obciążenia produkcją wodoru. Przy czym w takim rozwiązaniu elektrownie ciepłe pozostają w gorącej rezerwie mocy.

W dalszej części artykułu przedstawiono analizę energetyczną proponowanego rozwiązania.

## 2. BILANS ENERGETYCZNY

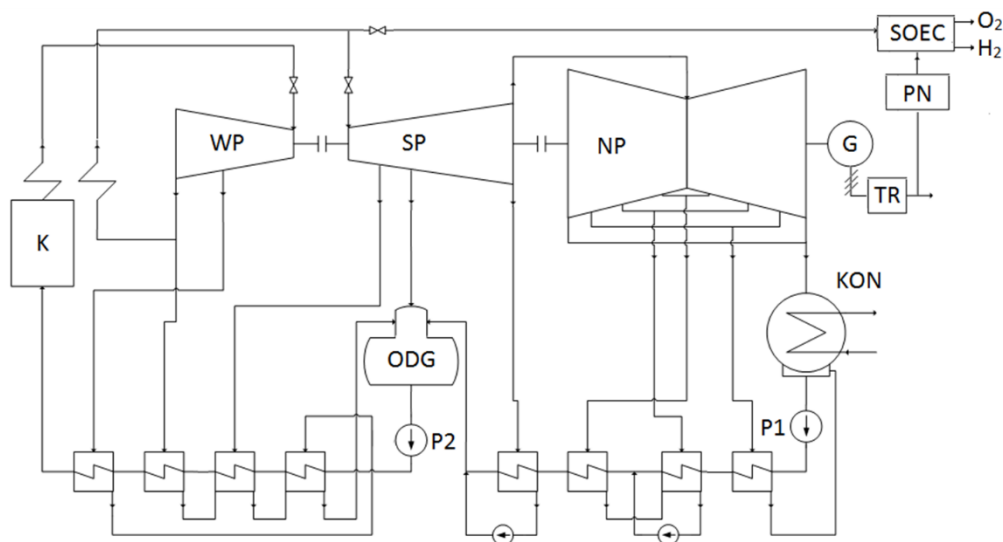
### 2.1. Modelowanie obiegu cieplnego

W niniejszym rozdziale przedstawiono analizę możliwości modyfikacji bloku parowego o mocy 390 MW opalanego węglem kamiennym. Obieg bazowy wyposażony jest w trzykadłubową turbinę parową na parametry pary świeżej i wtórnej, odpowiednio: 17,65 MPa i 565 °C oraz 4,10 MPa i 570°C. Ciśnienie w kondensatorze wynosi 5 kPa. Obieg wyposażony jest w regenerację wysoko- i niskoprężną. Założono, że wymienniki ciepła nie wymieniają ciepła z otoczeniem. Sprawność cieplna kotła wynosi 0,88, sprawność wewnętrzna części wysoko-, średnio- i niskoprężnej turbiny wynosi odpowiednio 0,90; 0,92 i 0,78, sprawność mechaniczna 0,99, sprawność generatora elektrycznego 0,99, co składa się na ogólną sprawność turbozespołu na poziomie 0,84. Sprawność wewnętrzna pomp wody wynosi 0,85, a sprawność transformatora blokowego, przetwornicy napięcia i elektrolizera zsumowano w ogólnej sprawności układu SOEC na poziomie 0,85. Pominięto układy pompowe kondensatora i wymienników ciepła oraz straty w maszynach napędowych głównie pomp kondensatu i pompy wody zasilającej.

W proponowanym rozwiązaniu elektrolizery SOEC zasilane są parą z przegrzewu międzystopniowego, co przedstawiono na rysunku 2.

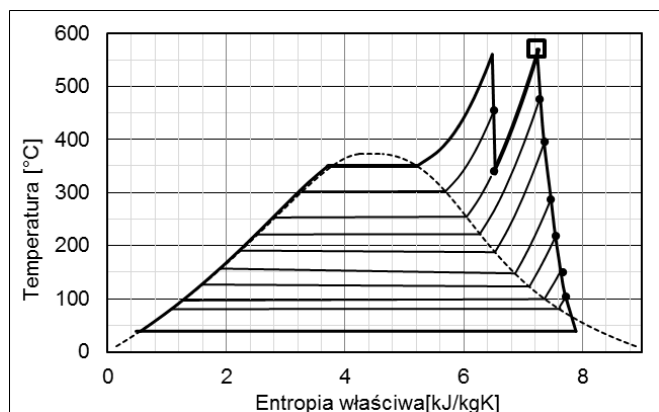
Moc turbozespołu redukowana jest nieznacznie przez zmniejszenie strumienia pary przepływającej przez część SP i NP, natomiast znaczny pobór energii elektrycznej przez elektrolizery obniża moc elektryczną netto bloku.

<sup>7</sup> Auta osobowe napędzane ogniwem paliwowym zasilanym wodorem są dostępne w Japonii, USA (Kalifornii) oraz 7 państwach europejskich od 2015 roku [6].



Rys. 2. Analizowany obieg parowej z układem zasilania ogniwa SOEC, gdzie: K – kocioł, WP, SP, NP – odpowiednio część wysokopiętna, średniopiętna i niskopiętna turbiny, ODG – odgazowywacz, KON – kondensator pary, P1- główna pompa kondensatu, P2 – główna pompa zasilająca, G – generator elektryczny, TR – transformator blokowy, PN – przetwornica napięcia.

W prezentowanym przykładzie redukcja mocy wynikająca z dodatkowego upustu pary wynosi maksymalnie do ok. 16 MW, natomiast moc elektryczna elektrolizerów SOEC sięga 190 MW. Przy takiej regulacji mocy elektrycznej oddawanej do sieci moc cieplna kotła pozostaje praktycznie bez zmian. Podejście takie jest pożądane przy szybkich zmianach mocy oraz w stanach niskiego obciążenia bloku. Interpretację obiegu na wykresie temperatura – entalpia właściwa przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Interpretacja analizowanego obiegu parowego we współrzędnych temperatura – entropia właściwa. Kropkami oznaczono upusty pary na wymienniki regeneracyjne, pobór pary do elektrolizy oznaczono kwadratem.

Para kierowana do elektrolizera jest dławiona od 4,01 MPa do 0,50 MPa, w celu zapewnienia właściwych warunków pracy elektrolizera, natomiast jej temperatura spada do 550°C.

Obliczenia termodynamiczne wykonano w autorskim kodzie obliczeniowym COM-GAS rozwijanym w Zakładzie Konwersji Energii Instytutu Maszyn Przepływowych PAN. Jest to kod numeryczny bilansujący masę, energię i pęd w ujęciu „zero-wymiarowym” obiegów termodynamicznych [7].

## 2.2. Wyniki obliczeń

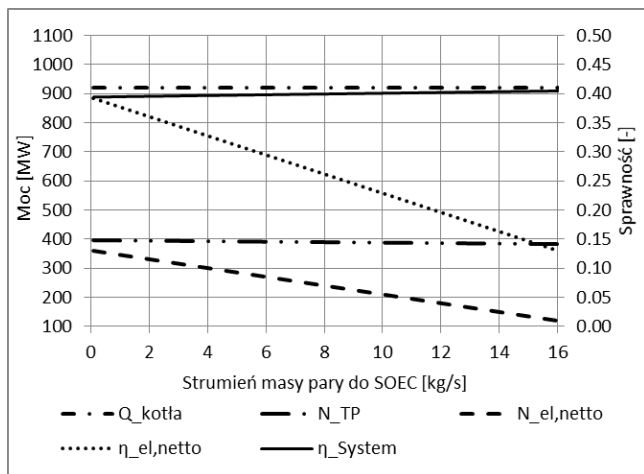
Celem niniejszej analizy jest poprawa elastyczności pracy bloku parowego, co oznacza:

1. Możliwość szybkiej zmiany obciążenia bloku;
2. Obniżenie minimalnej mocy elektrycznej oddawanej do sieci, bez konieczności odstawiania;
3. Możliwość osiągnięcia mocy maksymalnej, tj. mocy powyżej mocy znamionowej.

Wszystkie te cele można osiągnąć dzięki zastosowaniu elektrolizerów SOEC, które w stanach niskiego zapotrzebowania systemu stanowią dodatkowy odbiór mocy generowanej przez blok, natomiast w szczycie obciążenia mogą generować energię elektryczną z wodoru (w trybie pracy ogniwa paliwowego). Daje to możliwość kształtowania wewnętrznej charakterystyki pracy bloku, w pewnym stopniu niezależnie od zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego. Zmniejsza to również ingerencje w pracę kotła, która to narzuca największe ograniczenia przy regulacji mocy i szybkich uruchomieniach bloku. Z uwagi na brak zmian w rozkładzie temperatur w obiegu parowym jak i ogniwach SOEC, moc netto siłowni może być zmieniać dynamicznie.

Wyniki obliczeń przedstawiono w postaci charakterystyki zmiany mocy i sprawności bloku w funkcji zmiany wielkości produkcji wodoru. Charakterystykę tą przedstawiono na rysunku 4.

W punkcie nominalnej pracy turbosespół osiąga moc brutto 390 MW mierzona na generatorze ( $N_{TP}$ ), potrzeby własne bloku wynoszą 28 MW, co daje moc elektryczną netto obiegu równą 362 MW i sprawność netto na poziomie 39%. Zużycie pary świeżej wynosi nominalnie 1150 t/h, natomiast minimum techniczne kotła to 650 t/h, co pozwala na redukcję mocy brutto turbos zespołu do ok. 200 MW. Zwiększając produkcję wodoru, zwiększa się zapotrzebowanie własne bloku na energię elektryczną i parę pobieraną przez ogniwo SOEC, zmniejszając tym samym moc elektryczną netto elektrowni ( $N_{el,netto}$ ). Zwiększając strumień pary kierowanej do elektrolizera, zmniejsza się nieznacznie moc turbos zespołu, obciążenie kotła pozostaje stałe, zmniejsza się moc netto bloku i sprawność generacji energii elektrycznej netto.



Rys. 4. Charakterystyka mocy elektrycznej netto bloku energetycznego  $N_{el,netto}$ , mocy turbozespołu parowego  $N_{TP}$ , mocy cieplnej kotła  $Q_{kotła}$  oraz sprawności elektrycznej netto  $\eta_{el,netto}$  i sprawności systemu uwzględniając ciepło spalania otrzymanego wodoru  $\eta_{System}$  w funkcji strumienia pary pobieranej za przegrzewem wtórnym do elektrolizera SOEC.

Jednak z faktu, iż sprawność elektrolizera SOEC jest większa o 1 punkt procentowy od ogólnej sprawności turbozespołu to sprawność całego systemu wzrasta wraz ze wzrostem strumienia pary kierowanej do elektrolizy od wartości 39% dla wyłączanego układu SOEC do 40% dla strumienia pary kierowanej do elektrolizera równej 16 kg/s. W tabeli 1 przedstawiono wzrost mocy elektrycznej elektrolizera przy wzroście produkcji wodoru.

Tablica 1. Wielkość produkcji wodoru w funkcji mocy elektrycznej i strumienia masy pary pobranej przez elektrolizery.

Zapotrzebowanie	NeI.	MW	1.2	23.8	47.6	190.4
	mH <sub>2</sub> O	kg/s	0.1	2.0	4.0	16.0
Produkcja wodoru	mH <sub>2</sub>	kg/s	0.01	0.22	0.44	1.78
	mo <sub>2</sub>	kg/s	0.09	1.78	3.56	14.22
	VH <sub>2</sub>	Nm <sup>3</sup> /h	488	9756	19512	78049
	VO <sub>2</sub>	Nm <sup>3</sup> /h	224	4479	17915	35830

### 3. WNIOSKI KOŃCOWE

Wodór jest bardzo perspektywicznym nośnikiem energii dzięki któremu można znacząco poprawić jakość powietrza w aglomeracjach miejskich. Pomimo negatywnego bilansu

energetycznego technologii wodorowych względem systemów opartych na silnikach spalinowych, produkcja wodoru przy użyciu paliw kopalnych jest korzystna z punktu ochrony środowiska oraz pomaga w bilansowaniu mocy w systemie elektroenergetycznym przy jednoczesnym, optymalnym wykorzystaniu elektrowni konwencjonalnych i OZE.

Jak wykazała przeprowadzona analiza, produkcja wodoru może być sposobem na poprawę elastyczności pracy i podnoszenie sprawności obecnych elektrowni ciepłych. Dzięki urządzeniom SOEC pracującym cyklicznie jako elektrolizery i ogniwa paliwowe możliwe jest obniżenie mocy netto bloku parowego klasy 390 MW o ponad 200 MW przy jednoczesnym podniesieniu sprawności energetycznej obiektu o 1 pp. (przy uwzględnieniu ciepła spalania otrzymanego wodoru). W okresie szczytu zapotrzebowania ogniwa SOEC mogą oddać do sieci od ok. 120 MW do ponad 170 MW, w zależności od przyjętego obiegu termodynamicznego, w którym pracowałyby ogniwa SOEC w funkcji ogniw paliwowych (SOFC).

### 4. BIBLIOGRAFIA

1. Raport KSE 2015, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., <http://www.pse.pl/index.php?did=2870>.
2. Hydrogen Production Using Nuclear Energy, International Atomic Energy Agency, Wiedeń, 2013.
3. Kowalczyk T., Badur J.: Review of hydrogen production technologies for automotive sector – thermodynamic analysis of energy and exergy losses, *Logistyka - Nauka*, Nr 4/2015, s. 9232–9237.
4. Ni M., Leung M. K. H., Leung D. Y. C.: Technological development of hydrogen production by solid oxide electrolyzer cell (SOEC), *Int. J. Hydrogen Energy*, Nr 9(33), 2008, s. 2337–2354.
5. Ceran B.: Analiza energetyczna hybrydowego systemu wytwórczego z odwracalnym ogniwem paliwowym jako magazynem energii, *Logistka - Nauk*, Nr 4/2015, s. 8627–8635.
6. FCV, Toyota Motor Corporation, [http://www.toyota-global.com/innovation/environmental\\_technology/fuelcell\\_vehicle/](http://www.toyota-global.com/innovation/environmental_technology/fuelcell_vehicle/)
7. Lemański M.: Analiza obiegów energetycznych z ogniwem paliwowym i turbiną gazowo - parową, Rozprawa doktorska, Instytut Maszyn Przepływowych PAN, 2007.

## IMPROVING THE FLEXIBILITY OF THE 390 MW CLASS POWER UNIT USING HIGH-TEMPERATURE ELECTROLYSIS SOEC

The paper presents the possibility of improving the flexibility of the 390 MW class steam power unit using high-temperature electrolysers SOEC. The aim of the modification is to improve the flexibility of the power unit by shaping the internal load characteristics of a power plant. As a result, the net electric power of the power unit can be adjusted to meet the system demand without the need of fast changes in boiler thermal power output. The surplus energy generated in the unit is used to produce hydrogen.

In the article the changes which are brought to the power system with new RES objects are presented. The technology of high temperature electrolysis of water is also described. Performed thermodynamic calculations showed that the power plant net power can be reduced by up to 60% without changing the boiler load, with increase of the energy efficiency of the unit by 1 percentage point.

**Keywords:** SOEC, electrolysis, hydrogen, flexibility.

## PROBABILISTYCZNA ANALIZA NAPIĘĆ WĘZŁOWYCH W SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA Z FOTOWOLTAICZNYMI MIKROINSTALACJAMI

Marian SOBIERAJSKI

1. Miejsce pracy: Politechnika Wroclawska, Wydział Elektryczny,  
tel.: 48 71 320 44 22 e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl

**Streszczenie:** W sieci niskiego napięcia coraz częściej przyłączane są mikroinstalacje fotowoltaiczne. Wytwarzanie mocy przez ogniwa fotowoltaiczne zależy od losowych warunków pogodowych, dlatego na etapie planowania moce czynne wprowadzane do sieci przez mikroinstalacje fotowoltaiczne mogą być traktowane jako wielowymiarowa zmienna losowa o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa. Natomiast wytwarzane moce bierne mikroinstalacji zależą od zadanego współczynnika mocy i dlatego powinny być traktowane jako wielowymiarowa funkcja losowych wytwarzanych mocy czynnych. W sieci niskiego napięcia, obok mocy wytwarzanych przez mikroinstalacje, występują pobory mocy czynnych i biernych. Na etapie planowania, moce odbierane mogą być również traktowane jako wielowymiarowa zmienna losowa o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa. Z powyższych powodów, bilans mocy w węzłach sieci niskiego napięcia jest również funkcją wielowymiarowych zmiennych losowych.

W pracy przedstawiony zostanie probabilistyczny linearyzowany model wyznaczania losowych napięć węzłowych w sieci niskiego. Po obliczeniu wartości oczekiwanych i odchyłeń standardowych można wyznaczyć prawdopodobieństwa pozostawania napięć w poszczególnych węzłach sieci w dopuszczalnych przedziałach.

**Słowa kluczowe:** sieć niskiego napięcia, mikroinstalacje fotowoltaiczne, probabilistyczna analiza

### 1. WPROWADZENIE

W sieci niskiego napięcia coraz częściej przyłączane są mikroinstalacje fotowoltaiczne (PV). Na Rys. 1 pokazano przykładową sieć zasilaną z GPZ 110 kV, w której w poszczególnych sieciach niskiego napięcia połączonych z magistralami SN występuje duża liczba mikroinstalacji PV. W rezultacie moc może płynąć zarówno z GPZ do punktów transformatorowych SN/nn jak i odwrotnie. W konsekwencji moc w transformatorze w GPZ 110kV/SN może zmieniać kierunek, zależnie od warunków pogodowych. Dzieje się tak, ponieważ w dowolnym węźle sieci niskiego napięcia z dużą liczbą mikroinstalacji może wystąpić zarówno moc odbierana jak i generowana.

Moc wytwarzana przez ogniwa fotowoltaiczne zależy od losowych warunków pogodowych. Im dłuższy okres czasu wyprzedzający planowane warunki pracy sieci, tym większe błędy prognoz pogodowych i tym większa niepewność generacji. Pesymistyczne podejście nakazuje rozważać jako jednakowo prawdopodobne wartości między minimalną i maksymalną wartością. Zasadne

wydaje się być traktowanie na etapie planowania generowanych mocy w sieci niskiego napięcia jako wielowymiarowej zmiennej losowej o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa [1,2]. Natomiast moce bierne wytwarzane przez mikroinstalacje zależą od zadanego współczynnika mocy. Z tego powodu mogą być traktowane jako wielowymiarowa funkcja losowych wytwarzanych mocy czynnych [1,2].

W sieci niskiego napięcia, obok mocy wytwarzanych przez mikroinstalacje, występują pobory mocy czynnych i biernych. Na etapie planowania z dużym okresem wyprzedzenia, moce czynne odbierane mogą być również traktowane jako wielowymiarowe zmienne losowe o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa, natomiast moce bierne odbierane jako funkcja wielowymiarowej zmiennej losowej. Zwykle, pobór mocy biernej nie powinien przekraczać dopuszczalnego tangensa mocy 0,4.

### 2. DETERMINISTYCZNY ROZPŁYW MOCY

Między mocami i napięciami węzłowymi występują nieliniowe zależności wynikające z praw Ohma i Kirchhoffa. W układzie składowych prostokątnych napięć węzłowych są to zależności kwadratowe:

$$P_i = U_i^2 G_{ii} + \sum (G_{ij} K_{ij} + B_{ij} L_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_i = -U_i^2 B_{ii} + \sum (-B_{ij} K_{ij} + G_{ij} L_{ij}) \quad (2)$$

$$K_{ij} = e_i e_j + f_i f_j \quad (3)$$

$$L_{ij} = -e_i f_j + f_i e_j \quad (4)$$

gdzie:

$P_i = P_{Gi} - P_{Li}$  – węzłowa moc czynna w węźle  $i$ ,

$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li}$  – węzłowa moc i bierna w węźle  $i$ ,

$U_i = \sqrt{e_i^2 + f_i^2}$  – nieznaną wartość skuteczną napięcia w węźle  $i$ ,

$e_i, f_i$  – składowa rzeczywista i urojona napięcia w węźle  $i$ ,

$G_{ij}, B_{ij}$  – konduktancja i susceptancja węzłowa wzajemna,

$G_{ii}, B_{ii}$  – konduktancja i susceptancja węzłowa własna.

Węzłem bilansującym sieci jest sieć zewnętrzna 110 kV. Układ równań dla całej sieci może być rozwiązany iteracyjnie dla zadanych węzłowych mocy czynnych i biernych generowanych i odbieranych. Wyliczone

napięcia muszą się mieścić w dopuszczalnych przedziałach. W przypadku szybkich zmian napięć powodowanych nagłym wyłączeniem mikroinstalacji zmiany napięć powinny być mniejsze od 3% [3].

W ogólności linie napowietrzne i kablowe średniego i niskiego napięcia mogą być modelowane w postaci dwójników bez pojemności poprzecznych lub czwórników z pojemnościami poprzecznymi, zależnie od dostępności danych. W przypadku linii kablowych wskazane jest uwzględnienie pojemności kabli, co oznacza, że linie te powinny być modelowane w postaci czwórników.

W stacji *GPZ 110kV/SN* występuje transformator z regulowaną przekładnią pod obciążeniem. Również w punktach transformatorowych *SN/nn* z dużą liczbą przyłączonych mikroinstalacji można instalować transformatory z regulowaną przekładnią pod obciążeniem, np. w Niemczech. Ze względu na występowanie kilku poziomów napięć konieczne jest prowadzenie obliczeń w jednostkach względnych odniesionych do wspólnej mocy bazowej, np. *100 MVA* oraz do napięć znamionowych poszczególnych sieci. Uwzględnienie wpływu zmiany przekładni zwojowej na parametry zastępcze transformatora uzyskuje się wprowadzając do schematu zastępczego po stronie węzła początkowego idealny transformator o zmiennej przekładni *t*. Należy zauważyć, że zmiana przekładni transformatora powoduje zmianę zespolonych admitancji własnych i wzajemnych w węzłach sieci łączących się węzłami początku i końca transformatora. Fakt ten musi uwzględniony w trakcie iteracyjnego rozwiązywania układu równań węzłowych rozptyłu mocy (1, 2).

Moc wytwarzana przez ogniwa fotowoltaiczne zależy od losowych warunków pogodowych. Im dłuższy okres czasu wyprzedzający planowane warunki pracy sieci, tym większe błędy prognoz pogodowych i tym większa niepewność generacji. Pesymistyczne podejście nakazuje rozważać jako jednakowo prawdopodobne wartości między minimalną i maksymalną wartością. Zasadne wydaje się być traktowanie na etapie planowania generowanych mocy w sieci niskiego napięcia jako wielowymiarowej zmiennej losowej o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa. Natomiast moce bierne wytwarzane przez mikroinstalacje zależą od zadanego współczynnika mocy. Z tego powodu mogą być traktowane jako wielowymiarowa funkcja losowych wytwarzanych mocy czynnych.

Podobnie, na etapie planowania czynne moce odbiorów mogą być traktowane jako wielowymiarowe zmienne losowe o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa, a moce bierne - jako funkcje tych zmiennych losowych, gdyż tangens mocy odbiorów powinien przekroczyć dopuszczalnej wartości 0,4.

### 3. PROBABILISTYCZNY ROZPTYŁ MOCY

W dowolnym węźle badanej sieci zasilanej z *GPZ 110kV/SN* mogą wystąpić zarówno odbierane jak i generowane moce w przedziałach od minimalnej do maksymalnej wartości. W przypadku generacji mamy:

$$P_{Gmin} \leq P_G \leq P_{Gmax} \quad (5)$$

$$Q_G = P_G \operatorname{tg} \varphi_G \quad (6)$$

Podobnie moce czynne odbierane wynikają z maksymalnego i minimalnego zapotrzebowania:

$$P_{Lmin} \leq P_L \leq P_{Lmax} \quad (7)$$

$$Q_L = P_L \operatorname{tg} \varphi_L \quad (8)$$

Na etapie planowania można przyjąć, że każda z wartości mocy czynnej jest jednakowo prawdopodobna w przedziale od *min* do *max*, czyli moc czynna podlega prostokątnemu rozkładowi prawdopodobieństwa.

W oparciu o minimalną i maksymalną wartość mocy czynnej można wyznaczyć jej wartość oczekiwaną i wariancję. Moc generowana w węźle zależy od warunków pogodowych, ale jest niezależna od mocy pobieranej przez odbiorniki, co oznacza, że są to niezależne zmienne losowe o rozkładzie prostokątnym. W ogólnym przypadku w dowolnym węźle mamy:

- wartość oczekiwana mocy węzłowej

$$m_P = \frac{P_{Gmin} + P_{Gmax}}{2} - \frac{P_{Lmin} + P_{Lmax}}{2} \quad (9)$$

- wariancja mocy węzłowej

$$\operatorname{var}_P = \frac{(P_{Gmax} - P_{Gmin})^2}{12} + \frac{(P_{Lmax} - P_{Lmin})^2}{12} \quad (10)$$

Cała sieć jest opisana przez podanie wektora wartości oczekiwanych i macierzy kowariancji węzłowych mocy czynnych:

- wektor wartości oczekiwanych węzłowych mocy

$$m_P = \begin{bmatrix} m_{PG1} \\ m_{PG2} \\ \vdots \\ m_{PGn} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} m_{PL1} \\ m_{PL2} \\ \vdots \\ m_{PLn} \end{bmatrix} = m_{PG} - m_{PL} \quad (11)$$

- macierz kowariancji węzłowych mocy czynnych

$$M_P = \begin{bmatrix} \operatorname{var}_{PG1} & & & \\ & \operatorname{var}_{PG2} & & \\ & & \ddots & \\ & & & \operatorname{var}_{PGn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \operatorname{var}_{PL1} & & & \\ & \operatorname{var}_{PL2} & & \\ & & \ddots & \\ & & & \operatorname{var}_{PLn} \end{bmatrix} = M_{PG} + M_{PL} \quad (12)$$

Macierz kowariancji jest diagonalna, ponieważ moce węzłowe są niezależnymi zmiennymi losowymi.

Wektor wartości oczekiwanych węzłowych mocy biernych jest liniowo związany z wektorem wartości oczekiwanych węzłowych mocy czynnych, ponieważ znany jest tangens mocy generowanej i odbieranej w węźle:

$$m_Q = \operatorname{diag}(\operatorname{tg} \varphi_{PG}) m_{PG} - \operatorname{diag}(\operatorname{tg} \varphi_{PL}) m_{PL} \quad (13)$$



Ogólnie wektor wartości oczekiwanych mocy węzłowych jest znany i ma postać:

$$\mathbf{m}_y = \begin{bmatrix} \mathbf{m}_P \\ \mathbf{m}_Q \end{bmatrix} \quad (14)$$

W celu wyznaczenia rozkładu prawdopodobieństwa oraz wartości oczekiwanych i wariancji nieznanymi napięć węzłowych konieczna jest linearyzacja równań węzłowych:

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}) \quad (15)$$

gdzie:

$$\mathbf{y} = \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix} - \text{wektor znanych węzłowych mocy,}$$

$\mathbf{P}$  – wektor węzłowych mocy czynnych,

$\mathbf{Q}$  – wektor węzłowych mocy biernych,

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \mathbf{e} \\ \mathbf{f} \end{bmatrix} - \text{wektor nieznanymi węzłowych napięć,}$$

$\mathbf{e}$  – wektor składowych rzeczywistych napięć węzłowych,

$\mathbf{f}$  – wektor składowych urojonych napięć węzłowych,

$\mathbf{g}$  – funkcja kwadratowa.

Funkcja kwadratowa może być rozwinięta w skończony szereg Taylora w otoczeniu punktu wyznaczonego przez nieznanymi wartości oczekiwane napięć węzłowych:

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{m}_x) + \mathbf{A}\Delta\mathbf{x} + 0.5\Delta\mathbf{x}^T \mathbf{H}\Delta\mathbf{x} \quad (16)$$

gdzie:

$\mathbf{m}_x = \mathbf{E}\mathbf{x}$  – wektor nieznanymi wartości oczekiwanych węzłowych napięć,

$\Delta\mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{m}_x$  – odchylenia napięć węzłowych od wartości oczekiwanych,

$\mathbf{A}$  – macierz Jacobiego wyznaczona w punkcie  $\mathbf{m}_x$ ,

$\mathbf{H}$  – macierz drugich pochodnych cząstkowych.

W przypadku kilkuprocentowych odchylenia napięć węzłowych składnik nieliniowy w szeregu Taylora ma wartość pomijalnie małą:

$$0.5 \Delta\mathbf{x}^T \mathbf{H} \Delta\mathbf{x} \approx 0 \quad (17)$$

W rezultacie mamy:

$$\mathbf{y} - \mathbf{g}(\mathbf{m}_x) = \mathbf{A}(\mathbf{x} - \mathbf{m}_x) \quad (18)$$

$$\Delta\mathbf{y} = \mathbf{A} \Delta\mathbf{x} \quad (19)$$

gdzie:

$\Delta\mathbf{y} = \mathbf{y} - \mathbf{m}_y$  – wektor odchylenia mocy węzłowych od wartości oczekiwanych,

Nieznanymi wartości oczekiwane węzłowych napięć mogą być wyznaczone tylko iteracyjnie według następującej formuły:

$$\mathbf{m}_{x\text{nowe}} = \mathbf{m}_x + \mathbf{A}^{-1} - [\mathbf{m}_y - \mathbf{g}(\mathbf{m}_x)] \quad (20)$$

Proces iteracyjny trwa do uzyskania założonej dokładności obliczeń.

Między odchyleniami mocy węzłowych i odchyleniami napięć węzłowych istnieje zależność liniowa:

$$\Delta\mathbf{x} = \mathbf{A}^{-1} \Delta\mathbf{y} \quad (21)$$

Wektor odchylenia mocy węzłowych od wartości oczekiwanych zawiera w sobie odchylenia mocy czynnych i biernych generowanych oraz odbieranych:

$$\Delta\mathbf{y} = \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ \text{diag}(\text{tg } \varphi_{PG}) \end{bmatrix} \Delta\mathbf{y}_{PG} - \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ \text{diag}(\text{tg } \varphi_{PL}) \end{bmatrix} \Delta\mathbf{y}_{PL} \quad (22)$$

gdzie  $\mathbf{I}$  oznacza diagonalną macierz jedynekową.

W konsekwencji losowe odchylenia węzłowych napięć zależą od losowych odchylenia węzłowych mocy czynnych generowanych i odbieranych:

$$\begin{aligned} \Delta\mathbf{x} &= \mathbf{A}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ \text{diag}(\text{tg } \varphi_{PG}) \end{bmatrix} \Delta\mathbf{y}_{PG} \\ &- \mathbf{A}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ \text{diag}(\text{tg } \varphi_{PL}) \end{bmatrix} \Delta\mathbf{y}_{PL} = \mathbf{C}_{PG} \Delta\mathbf{y}_{PG} - \mathbf{C}_{PL} \Delta\mathbf{y}_{PL} \end{aligned} \quad (23)$$

gdzie:

$$\mathbf{C}_{PG} = \mathbf{A}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ \text{diag}(\text{tg } \varphi_{PG}) \end{bmatrix} \quad (24)$$

$$\mathbf{C}_{PL} = \mathbf{A}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ \text{diag}(\text{tg } \varphi_{PL}) \end{bmatrix} \quad (25)$$

Wartości oczekiwane odchylenia napięć węzłowych od wartości oczekiwanych są zerowe:

$$\mathbf{E}\Delta\mathbf{x} = \mathbf{E}(\mathbf{x} - \mathbf{m}_x) = \mathbf{E}\mathbf{x} - \mathbf{m}_x = \mathbf{m}_x - \mathbf{m}_x = \mathbf{0} \quad (26)$$

Macierz kowariancji odchylenia napięć węzłowych wynika z własności liniowego przekształcenia zmiennych losowych i wynosi [4]:

$$\mathbf{M}_x = \mathbf{C}_{PG} \mathbf{M}_{PG} \mathbf{C}_{PG}^T + \mathbf{C}_{PL} \mathbf{M}_{PL} \mathbf{C}_{PL}^T \quad (27)$$

Rozkład prawdopodobieństwa węzłowych napięć jest zbliżony do wielowymiarowego rozkładu normalnego, ponieważ jest sumą niezależnych rozkładów prostokątnych. W praktyce inżynierskiej posługujemy się wartościami skutecznymi napięć węzłowych. Między składowymi prostokątnymi i wartością skuteczną napięcia istnieje zależność nieliniowa. Po linearyzacji wokół wartości oczekiwanych otrzymujemy:

$$m_U = \sqrt{m_e^2 + m_f^2} \quad (28)$$

$$\Delta U = \frac{m_e}{m_U} \Delta e + \frac{m_f}{m_U} \Delta f \quad (29)$$

gdzie:

$m_e = \mathbf{E}e$  – wartość oczekiwana składowej rzeczywistej napięcia węzłowego,

$m_f = \mathbf{E}f$  – wartość oczekiwana składowej urojonej napięcia węzłowego.

W zapisie macierzowym dla całej sieci mamy:

$$\Delta U = \begin{bmatrix} \text{diag}(m_e/m_U) & 0 \\ 0 & \text{diag}(m_f/m_U) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} = K \Delta x \quad (30)$$

gdzie  $K$  oznacza macierz przekształcenia odchyłeń składowych prostokątnych napięć węzłowych w odchylenia wartości skutecznych tych napięć.

Macierz kowariancji wartości skutecznych napięć węzłowych w całej sieci wynosi:

$$M_U = K M_x K^T \quad (31)$$

Liniowe przekształcenie zmiennych losowych o rozkładzie normalnym daje wynikowy rozkład normalny. Pozwala to wyliczyć prawdopodobieństwa pozostawania wartości skutecznych napięć węzłowych w dopuszczalnych przedziałach w oparciu o tablice rozkładu normalnego [4]:

$$P_U = P\{U_{min} \leq U \leq U_{max}\} = F(\tau_{max}) - F(\tau_{min}) \quad (32)$$

gdzie  $F$  oznacza całkę Laplace'a daną wzorem:

$$F(\tau) = \frac{2}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\tau} \exp(-z^2/2) dz \quad (33)$$

Zmienna losowa  $\tau$  jest standaryzowaną zmienną losową

$$\tau = (U - m_U) / \sigma_U \quad (34)$$

gdzie  $\sigma_U = \sqrt{\text{var}_U}$  oznacza odchylenie standardowe wartości skutecznej napięcia, a  $\text{var}_U$  - wariancję wartości skutecznej napięcia, równą odpowiedniemu elementowi na diagonalu macierzy kowariancji  $M_U$ .

## 5. UWAGI KOŃCOWE

1. Wytwarzanie mocy przez ogniwa fotowoltaiczne zależy od losowych warunków pogodowych, dlatego na etapie planowania moce czynne wprowadzane do sieci przez mikroinstalacje fotowoltaiczne mogą być traktowane jako zmienne losowe o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa.
2. Wytwarzane moce bierne mikroinstalacji zależą od zadanego współczynnika mocy i dlatego powinny być traktowane jako funkcje losowych wytwarzanych mocy czynnych.
3. W sieci niskiego napięcia, obok mocy wytwarzanych przez mikroinstalacje, występują pobory mocy czynnych i biernych. Na etapie planowania, moce odbierane podobnie jak wytwarzane mogą być również traktowane jako wielowymiarowa zmienna losowa o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa.
4. W pracy przedstawiono linearyzowany model wyznaczania losowych napięć węzłowych w sieci niskiego. Po obliczeniu wartości oczekiwanych i odchyłeń standardowych można wyznaczyć prawdopodobieństwa pozostawania napięć sieci w dopuszczalnych przedziałach.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Sobierajski M., 1978, A method of stochastic load flow calculations, Arch. f. Elektr., No. 1, 71-75, 1978.
2. Sobierajski M., Rojewski W., The probabilistic study of voltage problems in lightly loaded medium voltage power system connected with small CHP generators, Proceedings CIRED 2003, Barcelona, 12-15 May 2003, paper 4.67, 2003.
3. Hanzelka Z., Jakość dostawy energii elektrycznej. Zaburzenia wartości skutecznej napięcia. Wydawnictwa AGH, Kraków 2013.
4. Plucińska A, Pluciński E, Rachunek prawdopodobieństwa. Statystyka matematyczna. Procesy stochastyczne, WNT, Warszawa 2000.

## PROBABILISTIC ANALYSIS OF THE NODE VOLTAGES IN LOW VOLTAGE NETWORK WITH PHOTOVOLTAIC MICROINSTALLATIONS

In low voltage networks increasingly are connected photovoltaic microinstallations. Power generation by solar cells depends on the random weather conditions, so the planned active generation can be treated as a multidimensional random variable with rectangular probability distribution. The reactive generation depends on the specified power coefficients and should therefore be treated as a multidimensional function of random active generation. In the low voltage network, in addition to active generation, are the active and reactive node loads, which also can be treated as a multidimensional random variable with a rectangular probability distribution. For the above reasons, the balance of power in the nodes of the low voltage network is a function of multidimensional random variables. The paper presents a probabilistic model for computing a random voltage at a node of the low voltage network. After computing expected values and standard deviations, the probability of remaining voltages within acceptable ranges can be calculated.

**Keywords:** low voltage network, photovoltaic microinstallations, probabilistic analysis.

## PROBABILISTYCZNA ANALIZA SYNCHRONICZNYCH ŁĄCZEŃ POLSKIEJ I NIEMIECKIEJ SIECI 110 kV

Marian SOBIERAJSKI<sup>1</sup>, Wilhelm ROJEWSKI<sup>2</sup>

1. Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny,  
tel.: 4871 320 44 22 e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl
2. Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny,  
tel.: 4871 320 37 24 e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.edu.pl

**Streszczenie:** Rozważane jest zasilanie wydzielonego obszaru sieci 110 kV po stronie polskiej z niemieckiej sieci 110 kV. Obydwa systemy, polski i niemiecki, połączone są liniami wymiany 400 kV i 220 kV. Wydzielenie wyspy bez przerwy w zasilaniu odbiorców wymaga dodatkowego krótkotrwałego połączenia do synchronicznej współpracy obu systemów na poziomie sieci 110 kV. Takim operacjom towarzyszy występowanie prądu wyrównawczego o wartościach zależnych od rozchyłu kąтового napięć w wybranych do połączenia węzłach 110 kV po stronie polskiej i niemieckiej. Natomiast rozchył kątowy tych napięć zależy od zastępczej reaktancji połączenia sąsiednich systemów na poziomie sieci przesyłowych oraz od przesyłanej mocy liniami wymiany. Na etapie planowania, w analizach takiej współpracy, zastępcza reaktancja oraz moc wymiany mogą być traktowane jako zmienne losowe o równomiernym rozkładzie prawdopodobieństwa. Rozważania zilustrowano przykładem obliczeniowym,

**Słowa kluczowe:** sieci 110 kV, łączenie synchroniczne, probabilistyczna analiza

### 1. WPROWADZENIE

Współpraca polskiego i niemieckiego systemu elektroenergetycznego odbywa się na poziomie sieci przesyłowych 220 kV i 400 kV. Bliskość obszarów zasilanych z sieci 110 kV po obu stronach granicy polsko-niemieckiej skłania do podjęcia współpracy także na poziomie sieci dystrybucyjnych 110 kV. Z inicjatywy TAURON Dystrybucja S.A. podjęte zostały badania możliwości współpracy między sieciami 110 kV należącymi do operatorów TAURON Dystrybucja S.A. i ENSO [1]. Inicjatywa spotkała się z zainteresowaniem operatora ENSO, który zlecił wykonanie dalszych analiz [2].

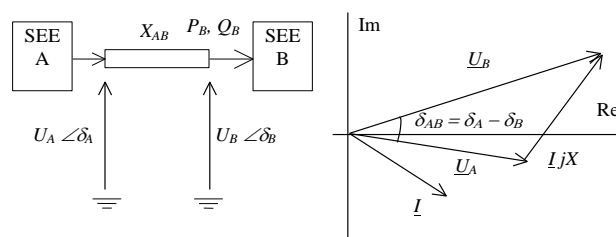
Zakłada się, że wydzielony i izolowany od własnego systemu elektroenergetycznego obszar jednej sieci 110 kV będzie czasowo zasilany z pracującej w normalnym układzie (połączonej z własnym systemem elektroenergetycznym) drugiej sieci. Role sieci zasilanej i zasilającej będą się zamieniać, co oznacza raz import, a drugi raz eksport energii elektrycznej na poziomie 110 kV między ENSO i TAURON.

Rozpatrując zasilanie wydzielonej części skutecznie uziemionej polskiej sieci 110 kV ze skompensowanej niemieckiej sieci 110 kV należy wziąć pod uwagę

zagrożenia związane z występowaniem zwarć 1-fazowych. Te zagadnienie i wynikające z nich ograniczenia omówiono w pracy [1]. W niniejszej pracy prowadzone są rozważania dotyczące możliwości wystąpienia rozchyłów kątowych przekraczających dopuszczalne wartości. Strona niemiecka nie dopuszcza synchronizacji przy rozchyle kątowym napięć większym od 10 stopni.

### 2. MODEL MATEMATYCZNY SYSTEMÓW WYMIENIAJĄCYCH MOC

O rozchyle kątowym napięć na wyłączniku łączącym obie sieci 110 kV decyduje rozchył kątowy w sieci przesyłowej 400 kV. Rozważmy połączenie dwóch systemów *A* i *B*, wymieniających moc czynną i bierną poprzez zastępczą gałąź o reaktancji  $X_{AB}$ , Rys. 1. Po stronie systemu *A* występuje napięcie o module  $U_A$  i argumentem  $\delta_A$ , a po stronie *B* - o module  $U_B$  i argumentem  $\delta_B$ .



Rys. 1. Wymiana mocy między systemami *A* i *B* połączonymi przez reaktancję  $X_{AB}$ .

Niech moc czynna i bierna dopływająca do systemu *B* z systemu *A* wynoszą  $P_B$ ,  $Q_B$ . Wówczas z równań węzłowych mamy:

$$P_B = \frac{U_A U_B}{X_{AB}} \sin \delta_{AB} \quad (1)$$

$$Q_B + \frac{U_B^2}{X_{AB}} = \frac{U_A U_B}{X_{AB}} \cos \delta_{AB} \quad (2)$$

Po podzieleniu stronami wyrażeń (1) i (2) oraz dokonaniu prostych przekształceń otrzymujemy wyrażenie na rozchył kątowy  $\delta_{AB}$  między napięciami obu systemów:

$$tg \delta_{AB} = P_B (Q_B + U_B^2 / X_{AB})^{-1} \quad (3)$$

$$\delta_{AB} = \arctg (P_B (Q_B + U_B^2 / X_{AB})^{-1}) \quad (4)$$

### 3. PROBABILISTYCZNA ANALIZA ROZCHYLEŃ KĄTOWEGO NAPIĘCIA NA POŁĄCZENIU SYSTEMÓW

Rozchył kątowy napięcia w systemach A i B zależy od mocy czynnej i biernej dopływającej do systemu B z systemu A, reaktancji  $X_{AB}$  zastępczej gałęzi łączącej systemy A i B oraz modułu napięcia po stronie systemu B. Każda z wielkości decydujących o wartości rozchyłu kąтового podlega losowym zmianom między swoją wartością maksymalną i minimalną:

$$P_{Bmin} \leq P_B \leq P_{Bmax} \quad (5)$$

$$Q_{Bmin} \leq Q_B \leq Q_{Bmax} \quad (6)$$

$$U_{Bmin} \leq U_B \leq U_{Bmax} \quad (7)$$

$$X_{ABmin} \leq X_{AB} \leq X_{ABmax} \quad (8)$$

Najbardziej pesymistyczne podejście nakazuje przyjąć założenie, że wartości w przedziałach podlegają niezależnym prostokątnym rozkładom prawdopodobieństwa. Zatem rozchył kątowy napięcia jest funkcją zmiennych losowych o rozkładzie prostokątnym. W przypadku ogólnym mamy między zmiennymi losowymi nieliniową zależność funkcyjną:

$$y = g(x_1, x_2, x_3, x_4) \quad (9)$$

Z własności prostokątnego rozkładu prawdopodobieństwa znane są wartości oczekiwane oraz wariancje poszczególnych zmiennych losowych. Ponieważ zmienne losowe są niezależne, to macierz kowariancji zmiennych losowych jest macierzą diagonalną:

$$M_x = \begin{bmatrix} var_{x1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & var_{x2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & var_{x3} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & var_{x4} \end{bmatrix} \quad (10)$$

W małych przedziałach zmienności wokół wartości oczekiwanych zmiennych losowych można nieliniową funkcję przybliżyć funkcją liniową:

$$y = g(m) + A(x - m) \quad (11)$$

$$\Delta y = A \Delta x \quad (12)$$

gdzie:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix} \quad \text{- wektor zmiennych losowych wpływających}$$

na wartość rozchyłu kąтового napięcia,

$$m = \begin{bmatrix} m_1 \\ m_2 \\ m_3 \\ m_4 \end{bmatrix} \quad \text{- wektor wartości oczekiwanych zmiennych}$$

losowych wpływających na wartość rozchyłu kąтового,

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial y}{\partial x_1} & \frac{\partial y}{\partial x_2} & \frac{\partial y}{\partial x_3} & \frac{\partial y}{\partial x_4} \end{bmatrix} \quad \text{- macierz pierwszych}$$

pochodnych cząstkowych funkcji (4),

$\Delta x = x - m$  - wektor odchylenia od wartości oczekiwanych zmiennych losowych wpływających na wartość rozchyłu kąтового,

$\Delta y = y - g(m)$  - wektor odchylenia rozchyłu kąтового od wartości obliczonej dla wartości oczekiwanych zmiennej losowej wielowymiarowej  $x$ .

Poszczególne pochodne cząstkowe mają postać:

$$\frac{\partial y}{\partial x_1} = \frac{(Q_B + U_B^2 / X_{AB})^{-1}}{1 + (P_B (Q_B + U_B^2 / X_{AB})^{-1})^2} \quad (13)$$

$$\frac{\partial y}{\partial x_2} = \frac{-P_B (Q_B + U_B^2 / X_{AB})^{-2}}{1 + (P_B (Q_B + U_B^2 / X_{AB})^{-1})^2} \quad (14)$$

$$\frac{\partial y}{\partial x_3} = \frac{-P_B (Q_B + U_B^2 / X_{AB})^{-2} (2U_B / X_{AB})}{1 + (P_B (Q_B + U_B^2 / X_{AB})^{-1})^2} \quad (15)$$

$$\frac{\partial y}{\partial x_4} = \frac{-P_B (Q_B + U_B^2 / X_{AB})^{-2} (-U_B^2 / X_{AB}^2)}{1 + (P_B (Q_B + U_B^2 / X_{AB})^{-1})^2} \quad (16)$$

Dzięki dokonanej linearyzacji można łatwo wyznaczyć wartość oczekiwaną i wariancję rozchyłu kąтового napięcia:

- wartość oczekiwana

$$m_y = E[\delta_{AB}] = \arctg(m_1 (m_2 + m_3^2 / m_4)^{-1}) \quad (17)$$

- wariancja

$$var_y = A^T M_x A \quad (18)$$

- odchylenie standardowe

$$\sigma_y = \sqrt{var_y} \quad (19)$$

Rozkład prawdopodobieństwa zmiennej losowej  $y$  po jej linearyzacji jest sumą czterech niezależnych rozkładów prostokątnych odpowiednio przekształconych. Jego postać jest zbliżona do rozkładu normalnego obciętego do przedziału od  $y_{min}$  do  $y_{max}$ .

### 4. PRAWDOPODOBIEŃSTWO NIEPRZEKROCZENIA DOPUSZCZALNEJ WARTOŚCI ROZCHYLEŃ KĄTOWEGO NAPIĘCIA

Aby można było skorzystać z tablic rozkładu normalnego należy wprowadzić standaryzację zmiennej losowej  $y$ :

$$t = (y - m_y) / \sigma_y \quad (20)$$

Przy obliczaniu prawdopodobieństwa należy uwzględnić fakt, że mamy tu do czynienia z dystrybuantą obciętego normalnego rozkładu prawdopodobieństwa zmiennej losowej. Standaryzowana zmienna losowa  $t$  ma dystrybuantę  $F(t)$ , ale jej wartości rozpatrywane są tylko na odcinku  $[t_{min}, t_{max}]$ . Wówczas standaryzowana zmienna losowa obcięta do odcinka  $[t_{min}, t_{max}]$  ma dystrybuantę:

$$F_z(z) = \frac{F(t) - F(t_{min})}{F(t_{max}) - F(t_{min})} \quad (21)$$

Wartość minimalna i maksymalna rozchyłu kąowego może być obliczona dla krańcowych wartości zmiennych losowych:

$$y_{min} = \delta_{ABmin} = \arctg\left(P_{Bmin} (Q_{Bmax} + U_{Bmax}^2 / X_{ABmin})^{-1}\right) \quad (22)$$

$$y_{max} = \delta_{ABmax} = \arctg\left(P_{Bmax} (Q_{Bmin} + U_{Bmin}^2 / X_{ABmax})^{-1}\right) \quad (23)$$

Po standaryzacji zmiennej losowej  $y$  otrzymujemy:

$$t_{min} = (y_{min} - m_y) / \sigma_y \quad (24)$$

$$t_{max} = (y_{max} - m_y) / \sigma_y \quad (25)$$

Dopuszczalna wartość rozchyłu kąowego  $y_{dop}$  po standaryzacji przyjmuje wartość:

$$t_{dop} = (y_{dop} - m_y) / \sigma_y \quad (26)$$

### Przykład obliczeniowy

Reaktancja połączenia obu systemów na poziomie 400 kV obejmuje 2-torową linię 400 kV o długości ok. 75 km i reaktancji ok. 30  $\Omega$ . Uwzględniając pracę 2-torową oraz występowanie innych połączeń na poziomie europejskiej sieci przesyłowej można przyjąć nawet 3-krotne zmniejszenie reaktancji do ok. 10  $\Omega$ . Przesyłane moce czynne nie mogą przekroczyć obciążalności termicznej przewodów, czyli ok. 2000 MW.

Ze względu na straty przesyłowe unika się przesyłania mocy biernej między systemami, dlatego można przyjąć stosunkowo małe zmiany tej mocy,  $Q_{Bmin} = -100$  Mvar,  $Q_{Bmax} = 100$  Mvar.

Napięcia w normalnych układach pracy są bliskie wartościom znamionowym. Na ogół napięcie nie powinno przekroczyć odchylen  $-5\%/+10\%$  w stosunku do wartości znamionowej.

Obliczenia rozplywów mocy prowadzi się zwykle w jednostkach względnych odniesionych do mocy bazowej  $S_b = 100$  MVA i napięcia bazowego  $U_b = U_N = 400$  kV. W takim przypadku impedancja bazowa wynosi:

$$Z_b = U_b^2 / S_b = 400^2 / 100 = 1600 \Omega \quad (27)$$

Wartości oczekiwane i wariancje zmiennych losowych  $x$  przyjmują następujące wartości:

$$m_1 = (P_{Bmin} + P_{Bmax}) / 2 = (20 + 0) / 2 = 10 \quad (28)$$

$$var_{x1} = \frac{(P_{Bmax} - P_{Bmin})^2}{12} = \frac{(20 - 0)^2}{12} = 33,33 \quad (29)$$

$$m_2 = (Q_{Bmin} + Q_{Bmax}) / 2 = (-1 + 1) / 2 = 0 \quad (30)$$

$$var_{x2} = \frac{(Q_{Bmax} - Q_{Bmin})^2}{12} = \frac{(1 - (-1))^2}{12} = 0,333 \quad (31)$$

$$m_3 = (U_{Bmin} + U_{Bmax}) / 2 = (0,95 + 1,1) / 2 = 1,025 \quad (32)$$

$$var_{x3} = \frac{(U_{Bmax} - U_{Bmin})^2}{12} = \frac{(1,1 - 0,95)^2}{12} = 0,002 \quad (33)$$

$$m_4 = (X_{ABmin} + X_{ABmax}) / 2 = (0,0063 + 0,0187) / 2 = 0,0125 \quad (34)$$

$$var_{x4} = \frac{(X_{ABmax} - X_{ABmin})^2}{12} = 0,000052 \quad (35)$$

Po podstawieniu obliczonych wartości do odpowiednich wzorów otrzymujemy:

$$m_y = E[\delta_{AB}] = \arctg(m_1(m_2 + m_3^2 / m_4)^{-1}) = \arctg(10(0 + 1,025^2 / 0,0125)^{-1}) = 0,1184 \text{ rad} = 6,8 \text{ st} \quad (37)$$

$$M_x = \begin{bmatrix} 33,333 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,333 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,002 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,000052 \end{bmatrix} \quad (36)$$

$$A = [0,0123 \quad -0,0015 \quad -0,2462 \quad 9,8462] \quad (38)$$

$$var_y = A^T M_x A = 0,0058 \quad (39)$$

$$\sigma_y = \sqrt{var_y} = \sqrt{0,0058} = 0,0764 \text{ rad} = 6,8 \text{ st} \quad (40)$$

Minimalna, maksymalna i dopuszczalna wartość rozchyłu kąowego wynoszą:

$$y_{min} = \delta_{ABmin} = 0 \quad (41)$$

$$y_{max} = \delta_{ABmax} = \arctg(P_{Bmax} (Q_{Bmin} + U_{Bmin}^2 / X_{ABmax})^{-1}) = \arctg(20(-1 + 0,9^2 / 0,0187)^{-1}) = 0,4426 \text{ rad}$$

$$y_{dop} = \frac{10 \text{ st}}{180 \text{ st}} \pi = 0,1745 \text{ rad} \quad (43)$$

Standaryzowane wartości zmiennej losowej  $y$  wynoszą:

$$t_{min} = \frac{y_{min} - m_y}{\sigma_y} = \frac{0 - 0,1184}{0,0764} = -1,5505 \quad (44)$$

$$t_{max} = \frac{y_{max} - m_y}{\sigma_y} = \frac{0,4426 - 0,1184}{0,0764} = 3,7037 \quad (45)$$

$$t_{dop} = \frac{y_{dop} - m_y}{\sigma_y} = \frac{0,1745 - 0,1184}{0,0764} = 0,7347 \quad (46)$$

Prawdopodobieństwo nie przekroczenia dopuszczalnej standaryzowanej dopuszczalnej wartości rozchyłu kąowego można wyliczyć posługując się tablicami rozkładu normalnego. Z tablic rozkładu  $N(0,1)$  mamy:  $F(t_{min}) = F(-1,5505) = 0,0605$ ,  $F(t_{max}) = F(3,7037) = 0,9999$ ,  $F(t_{dop}) = F(0,7347) = 0,7687$ .

Po obciążeniu rozkładu do  $[t_{min}, t_{max}]$  otrzymujemy prawdopodobieństwo zdarzenia, że rozchył kątowy nie przekroczy dopuszczalnej wartości:

$$Pr(t_{min} \leq t \leq t_{dop}) = \frac{F(t_{dop}) - F(t_{min})}{F(t_{max}) - F(t_{min})} = \frac{0,7687 - 0,0605}{0,9999 - 0,0605} = 0,7539 \quad (50)$$

Faktyczny rozchył kątowy napięć 110 kV na zaciskach wyłącznika synchronizującego może być większy od rozchyłu oszacowanego w sieci przesyłowej 400/380 kV wskutek straty napięcia przy przesyłce mocy w sieci niemieckiej przez transformatory łączące sieć 110 kV z siecią przesyłową.

Dokładne obliczenie rozchyłu kątowego na wyłączniku synchronizującym wymaga symulowania rozpliwów mocy w połączonych sieciach przesyłowych, polskiej 400/220/110 kV i niemieckiej 380/220/110 kV. Taka analiza została wykonana na zlecenie ENSO z uwzględnieniem przesuwników fazowych po stronie polskiej. Uzyskane wyniki pozwalają wnosić, że rozchył kątowy na wyłączniku synchronizującym na ogół jest mniejszy od 10 stopni i nie przekracza 15 stopni.

Najpewniejszym sposobem oszacowania rozchyłu kątowego napięć jest zainstalowanie PMU po obu stronach wyłącznika synchronizującego, a następnie analiza statystyczna zarejestrowanych w czasie 1 roku zmian wartości rozchyłów kątowych.

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

1. Dokonanie bezprzerwowego przełączenia zasilania wymaga wcześniejszego połączenia dwóch sieci 110 kV zasilanych z systemu niemieckiego i polskiego. Zgodnie ze standardem niemieckim synchronizacja jest dopuszczalna, jeżeli rozchył kątowy napięć w łączonych systemach nie przekracza 10 stopni.

2. Rozchył kątowy między sąsiadującymi systemami elektroenergetycznymi zależy od wartości napięć, zastępczej reaktancji połączeń międzysystemowych oraz wymienianej mocy czynnej i biernej między oboma systemami.
3. W sytuacji niepewności, zmienne decydujące o wartości rozchyłu kątowego mogą być traktowane jako zmienne losowe o prostokątnym rozkładzie napięcia. Dla małych losowych odchyżeń nieliniową zależność rozchyłu kątowego od losowych zmian zastąpić zależnością liniową korzystając z rozwinięcia w szereg Taylora.
4. Linearyzacja zależności pozwala oszacować rozkład prawdopodobieństwa rozchyłu kątowego jako zbliżony do rozkładu normalnego. Prawdopodobieństwa zdarzenia, że rozchył kątowy nie przekroczy dopuszczalnej wartości można wykorzystać tablice rozkładu normalnego
5. z uwzględnieniem obciążenia rozkładu normalnego do technicznie realizowanych wartości maksymalnych i minimalnych.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Sobierajski M., Rojewski W., The effect of phase-to-earth faults on the operating conditions of a separated 110 kV grid normally operated with effectively earthed neutral, and temporarily supplied from a compensated 110 kV grid, *ActaEnergetica*, 2/23 (June 2015), pp. 114-124.
2. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 1996.
3. Plucińska A., Pluciński E., Rachunek prawdopodobieństwa. Statystyka matematyczna. Procesy stochastyczne, WNT, Warszawa 2000.

## PROBABILISTIC ANALYSIS OF SYNCHRONOUS SWITCHING POLISH AND GERMAN 110 kV NETWORKS

In the paper, it is contemplated powering the dedicated area of 110 kV network on the Polish side from the German 110 kV network. It is known, that Polish system is connected with the German system by the transmission lines of the 400 kV and 220 kV. The uninterrupted separation of the 110 kV island requires additional short-term connection to the synchronous cooperation between two systems at the 110 kV voltage level. Such operations are by the occurrence of equalizing currents, which depend on the phase angle between voltages-at the selected to connect nodes 110 kV on the Polish and German sides. On the other hand, the phase angle depends on the reactance connection of neighboring systems at the 400/220 kV network and the exchanged power. At the planning stage, in the analysis of such cooperation, the reactance and power exchange can be considered as random variables with the rectangular probability distribution. The paper is devoted to a probabilistic model of the synchronous interconnection of the 110 kV networks. Considerations are illustrated by example calculations.

**Keywords:** 110 kV network, synchronous interconnection, probabilistic analysis.



## METODA OKREŚLANIA ZDOLNOŚCI PRZYŁĄCZENIOWYCH WĘZŁÓW SIECI ZAMKNIĘTEJ NN Z WYKORZYSTANIEM DWUPOZIOMOWEJ OPTIMALIZACJI TYPU „BLACK-BOX” – STUDIUM PRZYPADKU

Andrzej WĘDZIK<sup>1</sup>

1. Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki,  
tel.: 42 631 26 08 e-mail: andrzej.wedzik@p.lodz.pl

**Streszczenie:** W chwili obecnej, do wyznaczania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci przesyłowej i dystrybucyjnych, wykorzystuje się zazwyczaj metodę węzłów koherentnych. Metoda ta posiada jednak pewne ograniczenia, które nie pozwalają w sposób jednoznaczny wyznaczyć poszukiwanych wartości mocy, określających zdolności przyłączeniowe węzłów analizowanej sieci. W artykule zaproponowana została nowa metoda rozszerzenia możliwości określania zdolności przyłączeniowych węzłów dowolnej sieci zamkniętej NN, z wykorzystaniem dwupoziomowej optymalizacji typu „Black-box”. Obliczenia i analizy wykonane zostały dla pełnego, nieliniowego modelu polskiego KSE. Otrzymane wyniki, pokazują możliwości wykorzystania tej metody dla dowolnej konfiguracji węzłów poddawanych analizie, bez konieczności przeprowadzania podziałów na grupy koherentne. Zaproponowana metoda wykazała możliwości uwzględniania w obliczeniach wszelkich ograniczeń istotnych z punktu widzenia poprawnej pracy systemu, takich jak: dopuszczalne poziomy napięcie, dopuszczalne obciążenia linii, maksymalne moce zwarciove w węzłach sieci czy stany awaryjne ( $n-1$ ) pracy systemu.

**Słowa kluczowe:** Optymalizacja, „Black-box”, zdolności przyłączeniowe, optymalizacja rozptyłów mocy.

### 1. WPROWADZENIE I OPIS PROBLEMU

Zgodnie z zapisami art. 7, pkt 8l, ustawy „Prawo energetyczne” [1] przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące:

*„... wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, ... dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym; ...”.*

Informacje te powinny być aktualizowane co najmniej raz na kwartał i umieszczane są na stronie internetowej danego Operatora [2]. Analizy i obliczenia oparte są zazwyczaj na wyznaczaniu grup węzłów koherentnych, czyli identyfikacji grup węzłów wzajemnie ze sobą skorelowanych pod względem współczynników wrażliwości. Na dzień dzisiejszy jest to praktycznie jedyna, zaakceptowana przez energetykę zawodową metoda określania dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł. Niektórzy autorzy podejmowali wcześniej próby rozwiązania tego problemu stosując metody oparte na metodzie węzłów koherentnych [3,4] lub proponując własne metody oparte o linearyzację stosowanego modelu [5,6] lub wykorzystanie metod optymalizacji nieliniowej [7-9]. Proponowane dotychczas metody,

w większości przypadków, opierają się jednak na wielu uproszczeniach (np. linearyzacja modelu), wykorzystaniu metod mało przydatnych w praktyce działania rynku energii elektrycznej (np. ERO) lub mało przejrzystych kryteriach przyjmowanych w obliczeniach (np. metoda węzłów koherentnych).

W prezentowanym artykule proponowana jest nowa metoda, rozszerzająca możliwości określania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci zamkniętej NN, w której analizy i obliczenia mogą być wykonywane przy użyciu pełnego, nieliniowego modelu polskiego KSE, bez konieczności wprowadzania jakichkolwiek uproszczeń czy linearyzacji stosowanego modelu. Pokazano możliwości wykorzystania modułów optymalizacyjnych, zintegrowanych z komercyjnymi pakietami do obliczania rozptyłów mocy. Pokazano również, że proponowana metoda jest bardzo tania w implementacji. Opiera się ona na algorytmach optymalizacyjnych typu *open source* lub *freeware*, a jedynym warunkiem jest możliwość uzyskiwania obliczeń pośrednich z programu rozptywowego, dla którego metoda ta może stać się w pełni niezależnym, darmowym narzędziem obliczeniowym, rozszerzającym jego funkcjonalność.

Optymalizacja pracy systemu elektroenergetycznego jest problemem znanym i dobrze opisanym w literaturze [10-11]. Obecnie również komercyjne programy rozptyłowe w wielu przypadkach posiadają moduły optymalizacyjne. Podstawową wadą i niedogodnością tych modułów jest jednak to, że użytkownik nie może w dowolny sposób sformułować problemu optymalizacyjnego i w praktyce może wykorzystać jedynie któryś z modeli zaproponowanych przez autorów programu. Główną przeszkodą jest w tym przypadku brak dostępu do wszystkich zmiennych i wielkości obliczeniowych, pełnego modelu matematycznego analizowanego systemu elektroenergetycznego. W przypadku wykorzystywania oprogramowania komercyjnego, zapewniającego dużą pewność, skuteczność i wiarygodność przeprowadzanych analiz, użytkownik otrzymuje wyniki obliczeń w postaci ciągów liczb, przedstawiających sobą wartości podstawowych wielkości charakteryzujących stan pracy systemu, takich jak: wartości prądów linii, obciążenia transformatorów czy poziomy napięcie w węzłach sieci. Aby otrzymywane w ten sposób wielkości wykorzystać do rozwiązania dowolnie określonego problemu optymalizacyjnego, można wykorzystać optymalizację typu „Black-box” [12-14]. Opis matematyczny poszczególnych wielkości, np. ograniczeń, nie jest konieczny i w praktyce najczęściej nie jest znany. Należy jedynie określić granice

dolne i górne zakresu zmienności tych ograniczeń. Wynikiem działania metody jest wektor zmiennych realizujący opisany problem optymalizacyjny, przy spełnieniu sformułowanych wcześniej warunków brzegowych dla ograniczeń. Możliwości obliczeniowe mogą zostać rozszerzone w prosty sposób poprzez wykorzystanie modułów optymalizacyjnych, zintegrowanych ze stosowanym oprogramowaniem komercyjnym. Moduły te są używane wewnątrz każdej iteracji obliczeniowej programu nadrzędnego, tworząc z nim algorytm optymalizacji dwupoziomowej typu „Black-box”. Dzięki takiemu połączeniu metod, otrzymywane wyniki są lepsze niż w przypadku metody jednapoziomowej [15].

## 2. MODEL MATEMATYCZNY

Funkcją celu w prezentowanej metodzie jest moc netto, o którą powiększy się bilans mocy analizowanej sieci. Wartość tej mocy można obliczyć jako różnicę pomiędzy sumaryczną mocą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci i strat mocy czynnej w sieci, wywołanych przyłączeniem tych jednostek. Dodatkowo, moce jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, powinny spełniać warunek minimalizacji start mocy biernej w analizowanej sieci:

$$\max \left( \sum_{i=1}^n P_{di} - \Delta P_{dTotal} \right) \quad (1)$$

dla:  $P_{di} \in \arg \min \{ \Delta Q_{dTotal} \}$

gdzie:  $P_{di}$  – moc przyłączanego źródła wytwórczego do węzła  $i$ ;  $n$  – liczba węzłów, do których przyłączane są źródła wytwórcze;  $\Delta P_{dTotal}$  – sumaryczne straty mocy czynnej w sieci, wywołane przyłączeniem  $n$  jednostek wytwórczych;  $\Delta Q_{dTotal}$  – sumaryczne straty mocy biernej w sieci, wywołane przyłączeniem  $n$  jednostek wytwórczych.

Dla prawidłowego procesu optymalizacji, niezbędne jest sformułowanie zależności matematycznych, opisujących ograniczenia techniczne, występujące w sieci rzeczywistej. Do najistotniejszych ograniczeń należą:

### 2.1. Ograniczenia przepustowości linii i transformatorów w sieci elektroenergetycznej:

$$0 \leq I_j \leq I_{jdd} \quad \forall j = 1 \dots mi \quad (2)$$

gdzie:  $I_j$  – prąd obciążenia danej linii lub transformatora;  $I_{jdd}$  – dopuszczalny prąd obciążenia linii lub transformatora;  $mi$  – sumaryczna liczba linii i transformatorów dla rozpatrywanej sieci.

### 2.2. Ograniczenia dopuszczalnych poziomów napięć w węzłach sieci elektroenergetycznej:

$$U_{kmin} \leq U_k \leq U_{kmax} \quad \forall k = 1 \dots mu \quad (3)$$

gdzie:  $U_k$  – wartość napięcia w węźle  $k$  analizowanej sieci;  $U_{kmin}$  – minimalna wartość napięcia w węźle  $k$  analizowanej sieci [16-18];  $U_{kmax}$  – maksymalna wartość napięcia w węźle  $k$  analizowanej sieci [16-18];  $mu$  – liczba węzłów dla rozpatrywanej sieci.

### 2.3. Ograniczenia dopuszczalnych poziomów prądów zwarciovych w węzłach sieci elektroenergetycznej:

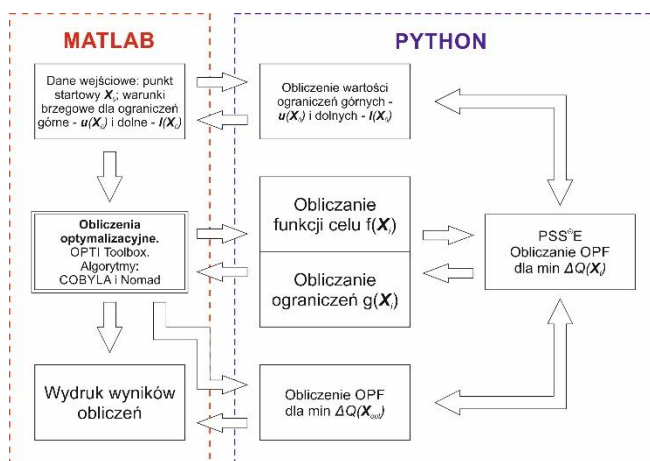
$$0 \leq I_{kzw} \leq I_{kzwmax} \quad \forall k = 1 \dots mu \quad (4)$$

gdzie:  $I_{kzw}$  – wartość prądu zwarciovego w węźle  $k$  analizowanej sieci;  $I_{kzwmax}$  – maksymalna wartość prądu zwarciovego w węźle  $k$  analizowanej sieci.

Jeżeli badana sieć nie spełnia warunku  $n-1$ , również dla przypadku pracy tej sieci bez przyłączonych, dodatkowych mocy wytwórczych, wówczas, przed rozpoczęciem obliczeń optymalizacyjnych, konieczna jest korekta ograniczeń, używanych w procesie optymalizacji [15].

W celu zachowania na niezmiennym poziomie bilansu mocy wytwórczych w całym systemie elektroenergetycznym, moc wyznaczonych jednostek regulowanych korygowana jest o moc nowych, przyłączanych źródeł wytwórczych. Suma mocy nowych, przyłączanych źródeł wytwórczych odejmowana jest od mocy wyznaczonych jednostek regulowanych równomiernie, w proporcji do mocy tych jednostek. W praktyce, ze względu np. na mechanizmy rynkowe, nie należy jednak dopuszczać do całkowitego wyłączenia jednostek regulowanych. Ich regulacja powinna odbywać się w przedziale  $\langle P_{gen}, P_{min} \rangle$ . Dzięki temu zapewnione zostaną między innymi minimalne wymagania dotyczące regulacji napięć i stabilności całego systemu elektroenergetycznego.

Warunki 2.1-2.3 (równania (2)-(4)) oraz korekta bilansu mocy sprawdzane są w każdym kroku obliczeniowym proponowanej metody. Dodatkowo, w każdym kroku obliczeniowym zamiast klasycznego rozplywu mocy, obliczany jest optymalny rozplyw mocy, zapewniający minimalizację sumarycznych strat mocy biernej w sieci, wywołanych przyłączeniem  $n$  jednostek wytwórczych. Schemat blokowy zaprezentowanej metody obliczeniowej, przedstawiony został na rysunku 1.



Rys. 1 Schemat blokowy rozszerzonej metody określania zdolności przyłączeniowych węzłów sieci zamkniętej NN z wykorzystaniem dwupoziomowej optymalizacji typu „Black-box”.

Tablica 1. Wartości dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do węzłów grupy Poddębice

Węzeł	Moc przyłączeniowa					Stan pracy systemu	Element decydujący o wartości mocy minimalnej	
	Wg [2]	COBYLA		Nomad				
		1-poziom.	2-poziom.	1-poziom.	2-poziom.			
[-]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[-]	[-]	
<b>Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 100%</b>								
Cała grupa	0	72,454	<b>78,494</b>	72,454	<b>78,437</b>	(n-1)	Wyłączona linia Szadek-Zduńska Wola	Dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 1-Adamów Maksymalny poziom napięcia w węzłach: Poddębice 1, Poddębice 2 i Szadek

Tablica 2. Wartości dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do węzłów grupy Sochaczew

Węzeł	Moc przyłączeniowa					Stan pracy systemu	Element decydujący o wartości mocy minimalnej	
	Wg [2]	COBYLA		Nomad				
		1-poziom.	2-poziom.	1-poziom.	2-poziom.			
[-]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[-]	[-]	
<b>Dopuszczalne obciążenie linii i transformatorów = 100%</b>								
Cała grupa	120	220,994	<b>231,194</b>	221,714	<b>237,65</b>	(n-1)	Wyłączona linia Szadek-Zduńska Wola	Dopuszczalne obciążenie (100%) linii Poddębice 1-Adamów Maksymalny poziom napięcia w węzle Szadek

### 3. STUDIUM PRZYPADKU

W celu praktycznego przetestowania zaproponowanej metody, wykonane zostały obliczenia na rzeczywistym, pełnym, nieliniowym modelu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Podobnie jak w przypadku algorytmu jednopoziomowego [15], do rozważań wybrany został wariant reprezentujący układ systemu dla szczytu letniego 2016 r. oraz Spółka Dystrybucyjna – PGE Dystrybucja S.A., Oddział Łódź-Teren. W ramach rozpatrywanej Spółki, do porównań, wybrane zostały dwie grupy węzłów koherentnych, dla których określone zostały wartości dostępnych mocy przyłączeniowych [2]:

- Grupa Poddębice (Poddębice 1, Poddębice 2, Szadek);
- Grupa Sochaczew (Sochaczew, Boryszew, Widok, Teresin, Bielnik, Żyrardów).

Inne założenia pozostały niezmienione i są identyczne jak dla metody jednopoziomowej [15].

Do obliczania optymalnych rozpyłów mocy, zapewniających minimalizację sumarycznych strat mocy biernej w sieci, wywołanych przyłączeniem  $n$  jednostek wytwórczych, wykorzystany został moduł optymalizacyjny, stanowiący integralną część programu PSS<sup>®</sup>E v33.7, firmy Siemens PTI.

Dla przedstawionych powyżej założeń, wykonane zostały obliczenia, których wyniki zestawione zostały w Tablicach 1 i 2.

### 4. WNIOSKI KOŃCOWE

Przeprowadzone obliczenia i analizy, wykazały możliwość wykorzystania metody dwupoziomowej optymalizacji typu „Black-box” do rozszerzenia zakresu określanie zdolności przyłączeniowych węzłów dowolnej sieci zamkniętej NN. Zaprezentowane w artykule wyniki pozwalają na wyciągnięcie następujących wniosków szczegółowych:

- Analizy i obliczenia zdolności przyłączeniowych mogą być wykonywane przy użyciu pełnego, nieliniowego modelu polskiego KSE bez konieczności wprowadzania jakichkolwiek uproszczeń czy linearyzacji stosowanego modelu.
- Metoda może być użyta dla dowolnej konfiguracji węzłów poddawanych analizie. Operator może sam określić skład takich grup węzłów, kierując się przy tym własnymi wytycznymi czy potrzebami.
- Zaproponowana metoda pokazuje możliwości uwzględniania w obliczeniach wszelkich ograniczeń istotnych z punktu widzenia poprawnej pracy systemu, takich jak: dopuszczalne poziomy napięcie, dopuszczalne obciążenia linii, maksymalne moce zwarciove w węzłach sieci czy stany awaryjne ( $n-1$ ) pracy systemu.
- Dzięki zastosowaniu proponowanej metody możliwe jest określenie niewrażliwych elementów sieci, których niedostateczna obciążalność stanowi największą przeszkodę w przyłączeniu dodatkowych mocy wytwórczych. Dzięki temu Operator może w prosty sposób określić „wąskie gardła” swojej sieci.
- Wyniki uzyskiwane przy wykorzystaniu zaproponowanej metody pokazują sposoby zwiększenia możliwości przyłączania nowych mocy wytwórczych przy aktualnej konfiguracji KSE i są znacznie korzystniejsze dla potencjalnych inwestorów, niż wyniki otrzymane za pomocą metody węzłów koherentnych czy metody jednopoziomowej [15].
- W przypadku posiadania przez Operatora programu rozpyłowego z modułami optymalizacyjnymi, zaproponowana metoda jest bardzo tania w implementacji. Opiera się ona na algorytmach optymalizacyjnych typu *open source* lub *freeware*, a jedynym warunkiem jest możliwość uzyskiwania obliczeń pośrednich z programu rozpyłowego. Użyty w artykule MATLAB (jako interfejs obliczeniowy) może zostać w pełni zastąpiony procedurami napisanymi np. w języku Python.

- g. Oba testowane algorytmy optymalizacyjne potwierdziły swoją przydatność do rozwiązania zaprezentowanego problemu.
- h. Wyniki obliczeń zależą od stosowanego algorytmu [19] i są nieco lepsze w przypadku algorytmów optymalizacji globalnej (Nomad [20-22]).

## 5. BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo Energetyczne. Dziennik Ustaw z 1997 r., nr 54, poz. 348 wraz późniejszymi zmianami.
2. Informacja o dostępnych mocach przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu znamionowym powyżej 1 kV (zaktualizowana za III kw.2016 r.), PGE Dystrybucja S.A., Biuro Zarządzania Rozwojem Sieci, Lublin, 2016, <http://www.pgedystrybucja.pl/dystrybucja/dla-klienta/procedury-przylaczeniowe/informacje-o-dostepnych-mocach-przylaczeniowych>
3. Bajor M., Bezpieczna praca systemu o ograniczonych zdolnościach przesyłowych w sytuacji wysokiej generacji wiatrowej, Jubileuszowa XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Jurata, 8–10 czerwca 2011, Tom IV, str. 11-15.
4. Bajor M., Jankowski R., Widelski G., "Area-Wide Management of a Significant Wind Generation as a Way to Ensure a Safe Grid Operation," Acta Energetica, vol. 3, no. 20, pp. 17-22, Jul. 2014.
5. Słabosz S., Sobierajski M., Rojewski W., „Metoda liniowej optymalizacji dopuszczalnej generacji wiatrowej w węzłach sieci przesyłowej”, Acta Energetica, vol. 2, no. 7, pp. 55-55, Apr. 2011.
6. Kocot H., „Zdolności przyłączeniowe węzłów dystrybucyjnej sieci 110 kV”, Konferencja Electrical Power Networks - EPNNet 2016, 19-21 września 2016, Szklarska Poręba.
7. Korab R., "Zdolności przyłączeniowe krajowej sieci 400 i 220 kV", Elektroenergetyka: współczesność i rozwój, Nr 2-3(4-5), 2010, str. 46—54.
8. Kacejko P., Pijarski P., „Ocena możliwości przyłączeniowych krajowej sieci przesyłowej planowanej na lata 2020-2025 w kontekście prawdopodobnych scenariuszy budowy nowych jednostek wytwórczych”, Rynek Energii nr 2/2013, str. 42-47.
9. Przygodzki M., Turczak R., Gwóźdź R., Kałuża S., „Ocena zdolności przyłączeniowych Krajowego Systemu Przesyłowego w perspektywie długoterminowej”, Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 90 NR 7/2014, str. 123-126.
10. Momoh J. A., „Electric Power System Applications of Optimization”, Second Edition, CRC Press, Taylor & Francis Group, ISBN 978-1-4200-6587-9, 2009
11. Soliman S. A.-H., Mantawy A.-A. H., „Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems”, Springer, ISBN 978-1-4614-1751-4, DOI 10.1007/978-1-4614-1752-1, 2012.
12. Wędzik A., Siewierski T., Szypowski M., „The use of „Black-box” optimization method for determination of connection capacity in electric power grid”, Applied Energy, 2017, (w recenzji).
13. Davis E. F., „Modeling and optimization of process engineering problems containing black-box systems and noise”, PhD dissertation, New Brunswick, New Jersey, October, 2008.
14. Schaul T., „Studies in Continuous Black-box Optimization”, Technische Universität München, PhD dissertation, 2011.
15. Wędzik A., „Określanie zdolności przyłączeniowych węzłów sieci zamkniętej NN z wykorzystaniem optymalizacji typu „Black-box” – studium przypadku”, Konferencja APE'17, Jastrzębia Góra, 7-9 czerwca 2017.
16. Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dziennik Ustaw z 2007 r., nr 93, poz. 623 wraz późniejszymi zmianami.
17. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. PSE - Operator S.A. Wersja 2.0. z 15 grudnia 2011 r. (Tekst obowiązujący od dnia: 1 maja 2016 r.).
18. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. PGE S.A., 2013 (Tekst jednolity obowiązujący od dnia: 1 października 2016r.).
19. Currie J., Wilson D. I., „OPTI: Lowering the Barrier Between Open Source Optimizers and the Industrial MATLAB User”, Savannah, Georgia, USA, 8-11 January, 2012.
20. Abramson M. A., Audet C., Couture G., Dennis Jr. J. E., Le Digabel S., Tribes C., „The NOMAD project”, <https://www.gerad.ca/nomad/>.
21. Audet C., Dennis Jr. J. E., „Mesh Adaptive Direct Search Algorithms for Constrained Optimization”, SIAM Journal on Optimization, 17/1, 2006, p. 188-217, doi:10.1137/040603371.
22. Le Digabel S., „Algorithm 909: NOMAD: Nonlinear Optimization with the MADS algorithm”, ACM Transactions on Mathematical Software, 37/4, 2011, p. 1-15.

## METHOD OF CONNECTION CAPACITY DETERMINATION IN HV CLOSED NETWORK BY THE USE OF BI-LEVEL “BLACK-BOX” OPTIMIZATION – A CASE STUDY

In the presented article the bi-level "Black-box" optimization method was proposed for improvement of connection capacity determination in nodes of any HV closed network. The calculations and analyzes were made for the full non-linear model of Polish Power System. The obtained results show the possibility of using this method for determination of a connection capacity for any configuration of nodes, without determination of coherent groups. The proposed method takes into account all limitations relevant to the safe operation of the system, such as bus voltage levels, line load and maximum bus short-circuit currents, both in power system normal operation and in contingency states ( $n-1$ ).

**Keywords:** Optimization, „Black-box”, connection capacity, Optimal Power Flow.

## TECHNICZNO-EKONOMICZNA OPTIMALIZACJA DOBORU ZASOBNIKÓW ENERGII DO BILANSOWANIA GENERACJI WIATROWEJ

Tomasz PAKULSKI<sup>1</sup>

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 82 11 fax: 58 341 76 85 e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono wyniki analiz dotyczących możliwości wykorzystania zasobników energii do kompensowania błędów generacji wiatrowej w horyzoncie średnioterminowym w celu poprawy jakości planowania pracy i obniżenia kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Zaprezentowano metodykę określania preferowanych typów elektrochemicznych magazynów energii na podstawie techniczno-ekonomicznych wskaźników optymalizacji uwzględniających m.in.: charakterystyki czasu życia zasobnika (liczba cykli przy określonym poziomie rozładowania), sprawności cyklu ładowanie - rozładowanie oraz nakładów inwestycyjnych.

**Słowa kluczowe:** elektrochemiczny magazyn energii, generacja wiatrowa, bilansowanie systemu.

### 1. WSTĘP

Rozwój generacji wiatrowej (GW) stanowi wyzwanie z punktu widzenia bezpieczeństwa i ekonomiki funkcjonowania systemów elektroenergetycznych. Niepewny i zmienny charakter GW pociąga za sobą konieczność zapewnienia przez operatorów systemów odpowiednich rezerw mocy, niezbędnych dla zachowania stabilnej pracy sieci, zaś podmioty zaangażowane w handel energią z tych źródeł ponoszą dodatkowe koszty bilansowania nieplanowanych odchyłek produkcji.

Wzrost mocy zainstalowanej źródeł GW będzie powodował nasilenie problemów związanych z bilansowaniem systemu a rozwiązaniem mogą być zasobniki energii.

W ramach pracy rozważano zastosowanie zasobników energii do kompensowania błędów prognoz GW w horyzoncie średnioterminowym (na dobę następną) jako narzędzia wspomagającego planowanie pracy systemu.

Celem działań było wskazanie sposobu określania preferowanych typów elektrochemicznych zasobników energii w oparciu o:

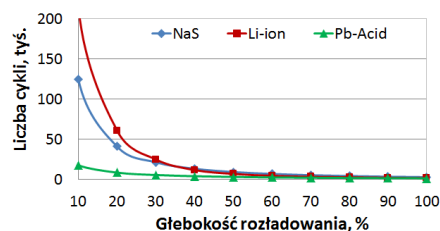
- wskaźniki mocy zasobnika energii do mocy zainstalowanej GW ( $MW_{ES}/MW_{GW}$ );
  - wymaganej pojemności zasobnika energii w relacji do jego mocy (Q/P zasobnika),
- określonych na podstawie techniczno-ekonomicznej optymalizacji uwzględniającej m.in.:
- charakterystyki czasu życia zasobnika wynikającego z ilości oraz głębokości cykli ładowania-rozładowania,
  - sprawności cyklu ładowanie / rozładowanie,
  - wielkość nakładów inwestycyjnych.

Symulacje pozwoliły w przybliżony sposób określić wymaganą moc i pojemność zasobnika oraz wyznaczyć czas

jego życia przy określonej liczbie cykli i stopniu rozładowania DOD (ang. depth of discharge).

W ramach symulacji rozpatrzono trzy rodzaje elektrochemicznych zasobników energii: sodowo – siarkowy (NaS), litowo – jonowy (Li-ion) oraz kwasowo – ołowiowy (Pb-Acid). Zasobniki w zależności od wykonania, mogą posiadać dosyć zróżnicowane parametry. Generalnie można by je sprowadzić do kategorii „high power” (Pb-Acid, Li-ion) oraz „high capacity” (NaS, Pb-Acid).

Na rysunku 1 przedstawiono charakterystyki czasu życia wybranych typów elektrochemicznych zasobników energii.



Rys.1 Charakterystyka liczby cykli w zależności od głębokości rozładowania [na podstawie [1]-[4]]

W przypadku, gdy w założonym okresie n lat zasobnik będzie pracował w niskim zakresie DOD oznacza to, iż będzie miał on wystarczającą pojemność, wydłuży się jego żywotność, ale poniesione zostaną znacznie wyższe wydatki inwestycyjne. W sytuacji przeciwnej, zasobnik będzie miał niewystarczającą pojemność, niższe byłyby koszty jego instalacji, ale skróci się jego żywotność, co spowoduje konieczność wielokrotnej wymiany akumulatorów w założonym okresie czasu. Przeprowadzona analiza umożliwi znalezienie rozwiązania optymalnego z technicznego oraz finansowego punktu widzenia.

W tabelicy 1 przedstawiono wybrane parametry techniczne oraz finansowe przyjęte do przeprowadzenia symulacji.

Tabela 1 Parametry technologii magazynowania energii z zasobnikiem elektrochemicznym

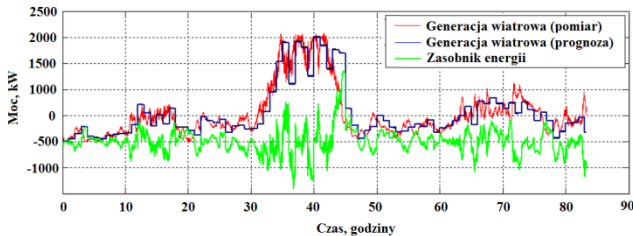
Parametr	NaS	Li-ion	PbAcid
Stosunek pojemność zasobnika / moc rozładowania	7,2	2,0	2,5
Sprawność cyklu magazynowania energii [%]	90	95	85
Czas życia [cykle] przy 80% DOD	4500	5000	1500
Czas życia [cykle] przy 100% DOD	3000	4000	1000
Nakład inwestycyjny, mln\$/MW	3,2	1,8	1,2



## 2. WYKORZYSTANIE ZASOBNIKÓW ENERGII DO KOMPENSOWANIA BŁĘDÓW PROGNOZ GW W HORYZONCIE ŚREDNIOTERMINOWYM

Strategia zakłada wykorzystanie magazynów energii do kompensowania odchyleń pomiędzy prognozowaną a rzeczywistą wielkością produkcji. Zadaniem magazynu jest uzupełnienie do zadanego (zgrafikowanego) poziomu generacji ze źródeł odnawialnych lub przejście nadmiarowej produkcji w stosunku do wartości prognozy zgłoszonej w grafiku pracy. Błędy prognoz generacji wiatrowej w średnim horyzoncie czasowym mogą wynikać z systematycznego błędu prognoz lub być efektem niedoszacowania lub przeszacowania prognoz numerycznych. Wykorzystanie magazynów energii do kompensacji błędów prognozy generacji wiatrowej pozwoli wspomagać prowadzenie ruchu w sieci, w szczególności optymalizować dobór do pracy jednostek wytwórczych ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu oraz koszty wytwarzania energii elektrycznej.

Ideę wykorzystania zasobnika energii do kompensowania błędów prognoz, celem utrzymania założonego profilu produkcji energii przedstawiono na rysunku 2.



Rys.2 Wykorzystanie zasobnika energii do kompensacji wahań produkcji odnawialnej [5]

Od zasobnika wymagana jest stosunkowo duża pojemność oraz mniejsze: moc nominalna i gradient zmiany mocy pobieranej lub oddawanej do sieci, szczególnie gdyby odchyłki o jednakowym znaku występowałyby przez dłuższy okres czasu.

Do przeprowadzenia analiz wykorzystano historyczne dane opisujące zmienność GW w danym obszarze sieci. Dla poszczególnych przedziałów czasu obliczono błędy prognoz oraz określano reżim pracy zasobnika zakładając, że błąd prognozy będzie w całości kompensowany przez zasobnik.

## 3. WSKAŹNIKI TECHNICZNO-EKONOMICZNEJ OPTIMALIZACJI ZASOBNIKÓW ENERGII

Przy doborze parametrów technicznych zasobnika wykorzystano opracowane przez autora wskaźniki optymalizacyjne:

- wskaźnik techniczny  $W_T$  - określa koszt magazynowania 1 MWh energii w całym okresie życia zasobnika. Dla rozwiązania optymalnego wskaźnik osiąga wartość minimalną.

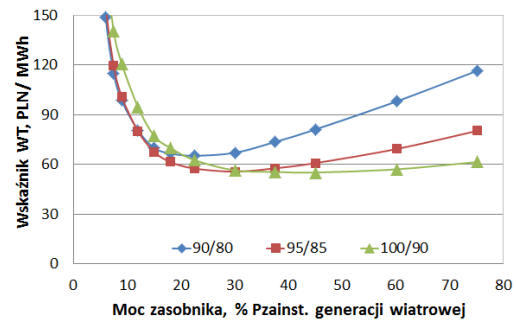
$$W_T = \frac{K_i}{\left(\frac{E_o}{E_o + E_n}\right)^2 * E_o * T_r}, [\text{PLN/MWh}] \quad (1)$$

gdzie:  $K_i$  - nakład inwestycyjny [PLN],  $E_o$  - wolumen energii obsługanej przez zasobnik energii w ciągu roku, [MWh/rok],  $T_r$  - okres czasu życia zasobnika dla wymaganej

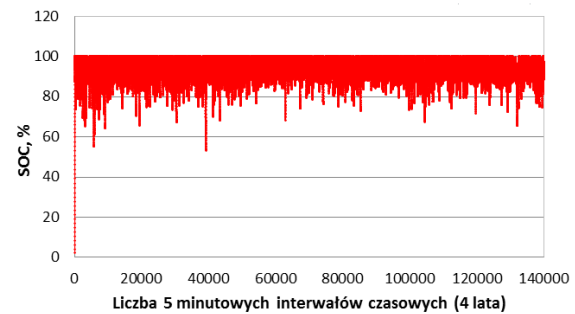
liczby cykli, [lata],  $E_n$  - wolumen energii nieobsługanej przez zasobnik w ciągu roku, [MWh/rok].

Przez energię „nieobsługaną” rozumiane są żądania pracy zasobnika w trybie ładowania lub rozładowania, które nie zostały zrealizowane ze względu na niedostateczną moc zasobnika w trybie generacji / poboru mocy lub braku zdolności magazynowania (całkowite rozładowanie lub naładowanie zasobnika).

Na rysunkach 3 - 4 przedstawiono pożądaną moc zasobnika NaS oraz poziom naładowania zasobnika SOC (ang. state of charge) dla optymalizacji według wskaźnika technicznego  $W_T$ .



Rys.3. Optymalizacja mocy zasobnika według wskaźnika  $W_T$



Rys.4. Poziom naładowania SOC dla optymalizacji mocy zasobnika według wskaźnika  $W_T$

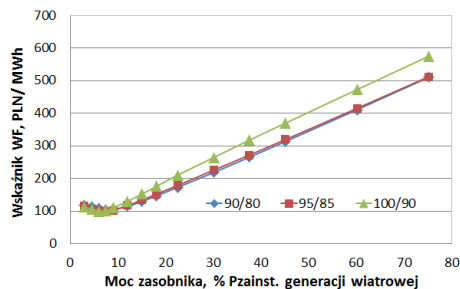
- wskaźnik finansowy  $W_F$  - określa koszt zmagazynowania 1MWh energii w założonym n-letnim okresie życia zasobnika (z uwzględnieniem wielokrotnej instalacji zasobnika w przypadku krótszego czasu życia). Dla rozwiązania optymalnego wskaźnik osiąga wartość minimalną.

$$W_F = \frac{K_i + n * s * K_i}{E_o * T_{sk}}, [\text{PLN/MWh}] \quad (2)$$

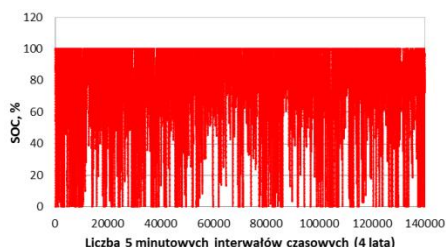
gdzie:  $K_i$  - nakład inwestycyjny, [PLN],  $n$  - ilość wymian akumulatorów w ciągu przyjętego okresu analizy,  $s$  - udział kosztów zakupu akumulatorów w całkowitych nakładach inwestycyjnych na budowę systemu magazynowania energii,  $E_o$  - wolumen energii obsługanej przez zasobnik energii, [MWh],  $T_{sk}$  - współczynnik korygujący rzeczywisty czas życia zasobnika w sposób analogiczny do współczynnika dyskontującego wartość pieniądza w czasie, [lata].

Na rysunkach 5 - 6 przedstawiono pożądaną moc zasobnika NaS oraz poziom SOC dla optymalizacji według wskaźnika finansowego  $W_F$ .





Rys.5. Optimalizacja mocy zasobnika według wskaźnika  $W_F$



Rys.6. Poziom naładowania SOC dla optymalizacji mocy zasobnika według wskaźnika  $W_F$

Optimalnego doboru podstawowych parametrów technicznych zasobników elektrochemicznych dokonywano według wskaźnika techniczno – finansowego  $W$  zdefiniowanego jako:

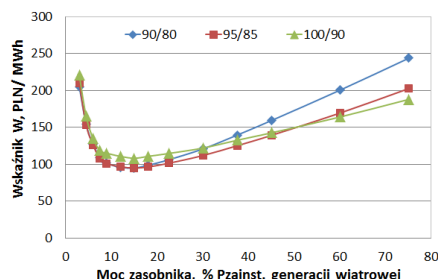
$$W = \sqrt{W_T * W_F}, \text{ [PLN/MWh]} \quad (3)$$

Wyniki symulacji pozwoliły wyznaczyć wymaganą moc i pojemność zasobnika oraz określić ich czas życia w funkcji zrealizowanej liczby cykli oraz głębokości rozładowania zasobnika DOD (depth of discharge).

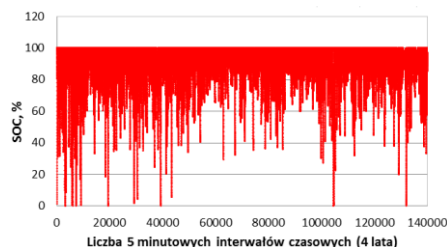
#### 4. WYNIKI SYMULACJI

Badania wykazały, że w analizowanym okresie czasu rzeczywista moc oddawana do sieci była statystycznie wyższa od planowanej, co w przypadku zasobnika będzie skutkowało zwiększeniem czasu pracy w trybie ładowania. Tego typu błąd systematyczny prognozy w konsekwencji może doprowadzić przewymiarowania parametrów zasobnika (w szczególności pojemności). W celu skompensowania tego niekorzystnego zjawiska w algorytmie symulacyjnym zastosowano korekcyjne rozładowanie / ładowanie zasobnika po osiągnięciu ustalonego poziomu SOC (np. 90/80). Za optymalne wskazano rozwiązanie, dla którego uzyskano minimalną wartość wskaźników optymalizacyjnych.

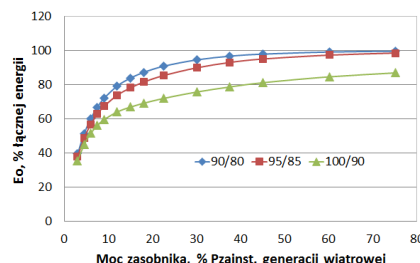
Na rysunkach 7-13 przedstawiono wyniki symulacji dla zasobnika NaS.



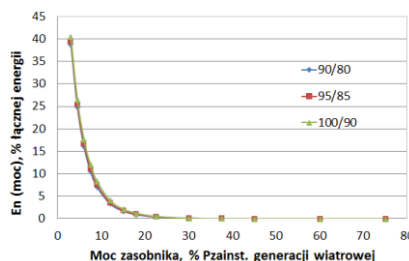
Rys.7. Optimalizacja mocy zasobnika według wskaźnika  $W$



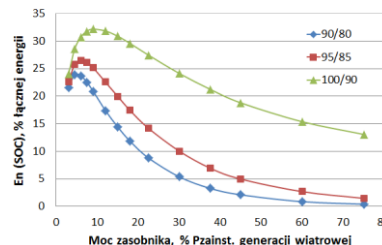
Rys.8. Poziom naładowania SOC dla optymalizacji mocy zasobnika według wskaźnika  $W$



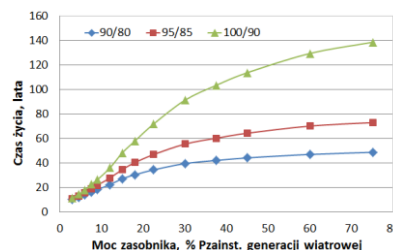
Rys.9. Energia obsłużona przez zasobnik, % łącznej energii żądań



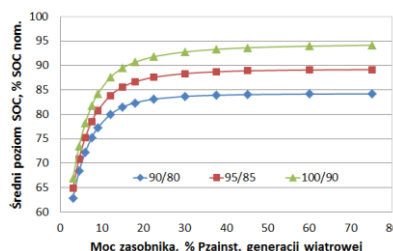
Rys.10. Energia nieobsłużona – przekroczenie mocy zasobnika



Rys.11. Energia nieobsłużona – przekroczenie pojemności SOC



Rys.12. Czas życia zasobnika, lata



Rys.13. Średni poziom naładowania zasobnika

W tablicy 2 przedstawiono pożądaną moc wybranych typów zasobników do kompensowania błędów prognoz GW w horyzoncie średnioterminowym.

Tablica 2 Pożądane parametry poszczególnych zasobników wykorzystanych do kompensowania błędów prognoz GW

Parametr	Kryterium	NaS	Li-ion	Pb-Acid
Moc zasobnika [w MW/100MW <sub>GW</sub> ]	techniczne	33-51	142-214	45-53
	finansowe	6-7	35-41	23-30
	techn. - finans	14-16	69-75	37-45
Pojemność	krotność P rozł.	7,2	2,0	2,5
Energia	% energii żądań	81	86	73
Zywotność	lata	>20	>20	8-12
Średni poziom SOC	% pojemności nom.	84	85	88

## 5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

W referacie zaprezentowano sposób wyznaczania preferowanych typów elektrochemicznych zasobników energii określonych na podstawie techniczno-ekonomicznej optymalizacji uwzględniającej m.in. charakterystyki sprawności, czasu życia oraz wielkości nakładów inwestycyjnych.

W ramach pracy wykonano symulacje wykorzystania magazynów energii do kompensacji błędów prognoz GW. Pozwoli ono zwiększyć bezpieczeństwo prowadzenia ruchu w sieci, w szczególności optymalizację doboru jednostek wytwórczych ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu oraz koszty wytwarzania energii elektrycznej.

Symulacje pozwoliły w przybliżony sposób określić wymaganą moc i pojemność zasobnika oraz wyznaczyć ich czas życia przy określonej liczbie cykli i stopniu rozładowania DOD.

Badania wykazały, że preferowanym typem elektrochemicznego magazynowania energii do zastosowań kompensowania zmienności GW w horyzoncie średnioterminowym jest zasobnik, którego pojemność magazynowania stanowi wielokrotność mocy ładowania / rozładowania. Biorąc pod uwagę technologie dostępne na rynku mogą to być przede wszystkim zasobniki sodowo - siarkowe (NaS) oraz litowo-jonowe o wyższej pojemności (Li-ion High Capacity). Dla wskazanych technologii uzyskano najniższe wartości wskaźników technicznego oraz finansowego (wyrażonych w PLN/MWh), co wskazuje na najwyższą efektywność przedsięwzięcia spośród wszystkich rozpatrywanych i analizowanych technologii elektrochemicznego magazynowania energii.

## TECHNICAL–ECONOMIC ENERGY STORAGE OPTIMIZATION FOR WIND GENERATION BALANCING PURPOSES

Possibility of using energy storage to balance the short and mid-term variability of wind generation in order to improve the quality of planning process and reduce the cost of power system operation was presented in this paper. Continuous rise of wind generation installed capacity causes increase problems associated with power system balancing. One of the countermeasures may be battery energy storage systems (BESS). The aim of the analysis was to determine the preferred battery energy storage system (BESS) technologies based on indicators of energy storage nominal power to wind generation installed capacity ( $MW_{ES} / MW_{GW}$ ) and required energy storage capacity (Q) in relation to its power ( $Q / P_{ES}$ ). Minimum values of technical or financial indicators were used to identify the optimal solution. The simulations were made taking into account the energy storage lifetime resulting from the number of cycles and depth of discharge. To determine the required BESS parameters were performed short and mid-term wind generation variability compensation simulations for selected, commercially available BESS technologies: sodium - sulfur (NaS), lithium-ion (Li-ion) and lead acid (PbAcid).

**Keywords:** BESS energy storage, wind generation, power system balancing.

Efektywność przedsięwzięcia zmniejsza się wraz ze zmniejszeniem pojemności zasobnika w stosunku do jego mocy nominalnej. W przypadku zasobnika litowo – jonowego w celu osiągnięcia wymaganej pojemności niezbędne jest wielokrotne przewymiarowanie jego mocy w stosunku do mocy wymaganej dla świadczenia usługi regulacji mocy.

Przeprowadzone symulacje zakładały kompensowanie zmienności GW rozmieszczonej na rozległym obszarze. W przypadku FW rozmieszczonych na mniejszym geograficznie obszarze należy oczekiwać większych względnych (procentowych) błędów prognoz. Ze względu na brak efektu wygładzania (ang. smoothing effect) będzie to wymagało większej mocy i pojemności zasobnika na jednostkę mocy farm wiatrowych [6].

Intensywny rozwój energetyki odnawialnej oraz zmniejszające się nakłady inwestycyjne na budowę zasobników energii powodują, że magazyny energii mogą w przyszłości stać się ważnym dostawcą usług regulacji w KSE, pozwalając na kompensowanie zmian GW w danym obszarze sieci zmniejszając udział klasycznych źródeł wytwórczych.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Battery storage for renewables: Market status and technology outlook, International Renewable energy Agency, styczeń 2015
2. Renewables and electricity storage: A technology roadmap for REmap 2030, International Renewable energy Agency, czerwiec 2015
3. Liu N., Wimar M., - The wide-area energy storage and management system – battery storage evaluation, US DOE, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, Washington, 2009
4. Kintner-Meyer M., Balducci P. – Energy storage for power systems applications: A regional assessment for the Northwest Power Pool (NWPP) US DOE, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, Washington, kwiecień 2010
5. Vikelgaard H., Vestas & Energy Storage 2012, Vestas, kwiecień 2012
6. Nørgaard P., Holttinen H., A multi-turbine power curve approach, RISØ National Laboratory, Denmark, VTT, Finland, 2005

## WYBRANE PRZYKŁADY WYKORZYSTANIA DŁAWIKÓW I BATERII KONDENSATORÓW DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ FARMY WIATROWEJ

Dariusz KOŁODZIEJ<sup>1</sup>, Jarosław KLUCZNIK<sup>2</sup>

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 81 66 e-mail: d.kolodziej@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 81 69 e-mail: j.klucznik@ien.gda.pl

**Streszczenie:** Praca przedstawia wybrane, rzeczywiste przykłady kompensacji mocy biernej sieci farmy wiatrowej z wykorzystaniem wszystkich dostępnych źródeł mocy biernej. Przedstawione przypadki stanowią zbiór doświadczeń z projektowania i wdrażania, przez autorów artykułu, układów regulacji farm wiatrowych URST w FW Osieki (woj. pomorskie) oraz w FW Banie (woj. zachodniopomorskie).

**Słowa kluczowe:** Farma wiatrowa, kompensacja mocy biernej, statyczne źródła mocy biernej, URST.

### 1. WSTĘP

Wymagania Operatora Systemu Przesyłowego dotyczące farm wiatrowych przyłączonych do stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć, w tym konieczność utrzymywania zadanych wartości w punkcie przyłączenia wymusiły instalowanie dodatkowych źródeł mocy biernej w projektowanych farmach wiatrowych.

Farmy wiatrowe, poza turbinami wiatrowymi z możliwością regulacji mocy biernej, wyposażone są w baterie kondensatorów i dławiki kompensacyjne (o stałej lub regulowanej mocy). Źródła te przede wszystkim służą do kompensacji mocy biernej sieci wewnętrznej farmy.

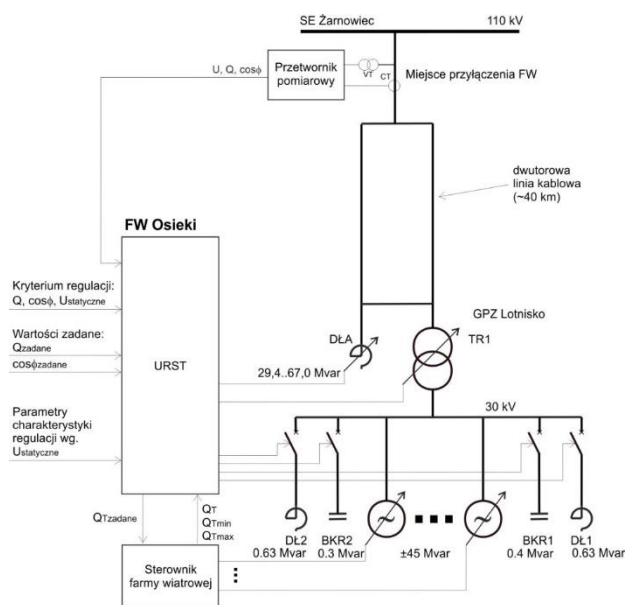
W artykule przedstawiono, na przykładzie FW Osieki oraz w FW Banie, zasady działania algorytmów kompensacji mocy biernej zaimplementowanych w układach regulacji farm wiatrowych URST.

Opracowane przez Instytut Energetyki układy regulacji URST, przeznaczone są dla farm wiatrowych i zapewniają dopasowanie farmy wiatrowej do wymagań IRIESP [1] i warunków zawartych w umowach przyłączeniowych. Uzupełnieniu podlegają na przykład: brakujące kryteria regulacji, realizacja funkcji współpracy z nadrzędnymi układami regulacji lub objęcie funkcją regulacji statycznych źródeł mocy biernych zainstalowanych w stacji abonenckiej farmy wiatrowej.

Algorytmy układów URST zostały dobrane indywidualnie dla prezentowanych farm wiatrowych. Pewną trudnością w implementacji tego typu rozwiązań jest konieczność dostosowania algorytmu dla wcześniej zaprojektowanej topologii stacji i parametrów urządzeń zastosowanych w sieci wewnętrznej farmy wiatrowej, w tym opisywanych statycznych źródeł mocy biernej.

### 2. FARMA WIATROWA OSIEKI

Schemat uproszczony farmy wiatrowej Osieki (Lotnisko) przedstawiony jest na rysunku 1. Farma zlokalizowana jest w okolicach Kopaniewa w powiecie lęborskim. Posiada 30 turbin wiatrowych firmy ALSTOM o łącznej mocy 90 MW. Przyłączona jest do systemu elektroenergetycznego w wydzielonej dla farm wiatrowych rozdzielni 110 kV w Stacji Elektroenergetycznej 400/110 kV Żarnowiec. Połączenie zostało zrealizowane za pomocą dwutorowej linii kablowej o długości około 40 km. Stacja abonencka Lotnisko farmy wiatrowej posiada jeden transformator TR1 110 kV/30 kV, dławik regulowany 110 kV DŁA o mocy 29,4-67,0 Mvar, dwa dławiki 30 kV DŁ1 i DŁ2 o mocy 0,63 Mvar każdy oraz dwie baterie kondensatorów 30 kV BKR1 i BKR2 o mocach odpowiednio 0,3 i 0,4 Mvar. Turbiny wiatrowe farmy przyłączone są do rozdzielni 30 kV kilkoma liniami kablowymi i mogą one łącznie dostarczyć moc bierną w zakresie od -45 do +45 Mvar (w odniesieniu do niższego napięcia).



Rys 1. Uproszczony schemat FW Osieki

Farma wiatrowa w czasie postoju, zgodnie z warunkami określonymi przez operatora systemu przesyłowego [2], powinna zapewnić utrzymanie w miejscu przyłączenia współczynnika mocy  $\cos\phi=1,0$  to znaczy mieć skompensowaną moc bierną w swojej sieci wewnętrznej. Przy braku generacji mocy czynnej przez turbiny wiatrowe źródłami mocy biernej w sieci wewnętrznej farmy, które powodują konieczność kompensacji, są przede wszystkim pojemności dwutorowej linii kablowej po stronie 110 kV wyprowadzającej moc z farmy do systemu elektroenergetycznego, pojemności linii kablowych łączących turbiny wiatrowe z rozdzielnią 30 kV w stacji abonenckiej a także straty mocy biernej na reaktancjach transformatora TR1 oraz transformatorów poszczególnych turbin wiatrowych.

Zmiany napięcia  $U$  zachodzące w rozdzielni 110 kV stacji Żarnowiec wywołują zauważalne zmiany mocy biernej generowanej w dwutorowej linii kablowej 110 kV. Utrzymywanie stałego poziomu napięcia w rozdzielni 30 kV stacji abonenckiej za pomocą transformatora TR1 zmniejsza wpływ zmian napięcia 110 kV na wielkość mocy biernej generowanej w liniach 30 kV (z ograniczoną dokładnością wynikającą ze skokowej zmiany przekładni transformatora, nastawionej strefy nieczułości i opóźnienia regulacji napięcia).

W procesie kompensacji mocy biernej sieci farmy Osieki pierwszorzędą rolę odgrywa dławik regulowany 110 kV DŁA wyposażony w 21 pozycyjny przełącznik zaczełów pozwalający na zmianę mocy w zakresie od 29,4 do 67,0 Mvar przy napięciu znamionowym. Zakres mocy jakim dysponuje dławik DLA powinien wystarczyć do kompensacji mocy biernej sieci farmy pracującej z jednym torem jak i z dwoma torami kablowymi 110 kV połączonymi równolegle. Skok mocy dławika towarzyszący zmianie zaczełu nie jest stały, przy napięciu znamionowym w okolicach 21 pozycji przełącznika zaczełów wynosi jedynie 1,0 Mvar podczas gdy w okolicach 1 pozycji aż 3,3 Mvar. Z uwagi na skokową zmianę mocy dławika DŁA o dość znacznej wartości konieczne było zastosowanie dodatkowych statycznych źródeł mocy biernej: dławików (DŁ1, DŁ2) i baterii kondensatorów (BKR1, BKR2) aby osiągnąć dostateczną dokładność kompensacji rzędu kilku dziesiątych megawara mierzoną w miejscu przyłączenia farmy.

Proces automatycznej kompensacji mocy biernej sieci farmy wiatrowej Osieki (realizowany przez urządzenie oznaczone URST na rysunku 1), w czasie gdy turbiny nie pracują, realizowany jest następująco:

- Transformator TR1 służy do utrzymywania stałej wartości napięcia w rozdzielni 30 kV z dokładnością wynikającą
- z nastawionej strefy nieczułości i opóźnienia regulacji. Parametry regulacji zostały tak dobrane aby zapewnić ograniczoną liczbę zmian położenia przełącznika zaczełów. Regulacja napięcia jest koordynowana z regulacją realizowaną za pomocą statycznych źródeł mocy biernej.
- Program kompensacji mocy biernej sprawdza wielkość odchyłki od zera mocy biernej  $Q$  mierzonej w miejscu przyłączenia farmy w SE Żarnowiec. W przypadku stwierdzenia trwałej odchyłki mocy większej niż skok mocy dławika DLA towarzyszący zmianie biejącej pozycji przełącznika zaczełów podejmuje decyzję o zmianie mocy dławika, tzn. zmianie położenia przełącznika zaczełów dławika, w kierunku

zapewniającym zmniejszenie wielkości odchyłki. Powyższy krok jest z pewnym opóźnieniem powtarzany jeżeli wielkość odchyłki od zera mocy biernej w miejscu przyłączenia jest większa od skoku mocy dławika DŁA.

- Po zakończeniu powyższego działania z wykorzystaniem dławika regulowanego DŁA, wykonywane jest „doregulowywanie” za pomocą dławików i baterii kondensatorów znajdujących się po stronie rozdzielni 30 kV. Pozwala to uzyskać dokładność rzędu ułamka megawarów. Algorytm układu oblicza i wybiera taki wariant dalszego działania, w którym moc bierna w miejscu przyłączenia farmy będzie w aktualnych warunkach bliższa wartości zerowej. Jako pierwszy wariant dalszego działania analizowana jest wyłącznie zmiana aktualnego stanu załączenia dławików i baterii kondensatorów po stronie 30 kV. Drugi wariant zakłada dodatkową zmianę położenia przełącznika zaczełów dławika regulacyjnego DŁA a następnie zmianę aktualnego stanu załączenia dławików i baterii kondensatorów. Ostatecznie realizowany jest ten wariant, który pozwala uzyskać moc bierną bliższą wartości zerowej w miejscu przyłączenia farmy.

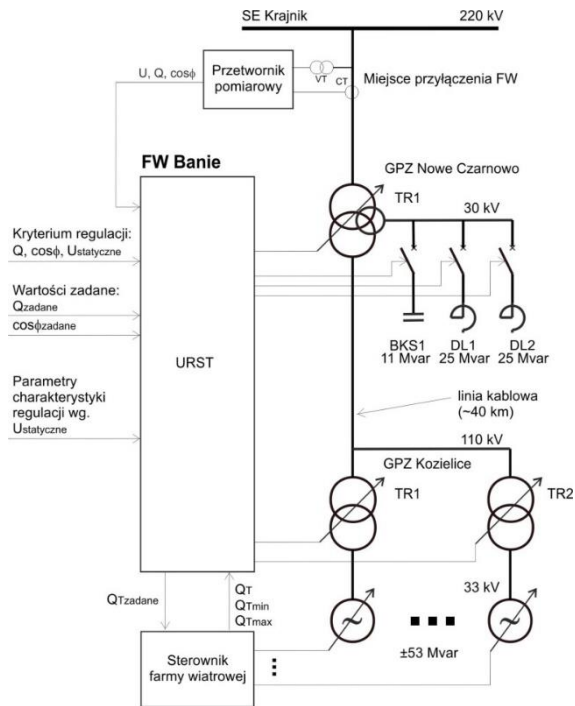
Nastawione progi zadziałania (strefy nieczułości) i opóźnienia regulacji tak zostały dobrane aby, podobnie jak w przypadku regulacji napięcia za pomocą TR1, liczba zmian położenia przełącznika zaczełów dławika regulowanego 110 kV DŁA oraz załączeń lub wyłączeń dławików i baterii kondensatorów po stronie 30 kV była ograniczona ze względu na zużycie przełączników zaczełów i wyłączników. Sterowanie wyłącznikami statycznych źródeł mocy biernej po stronie 30 kV uwzględnia również, na tyle ile jest to możliwe, liczbę wykonanych załączeń i wyłączeń zrealizowanych automatycznie tak, aby równomiernie zużywać aparaturę łączeniową.

## 2. FARMA WIATROWA BANIE

Rysunek 2 przedstawia uproszczony schemat farmy wiatrowej Banie. Zlokalizowana jest w gminie Kozielice (powiat pyrzycki) gdzie zainstalowano 53 turbiny wiatrowe firmy VESTAS o łącznej mocy 106 MW oraz gdzie znajduje się stacja abonencka 110/33 kV Kozielice. Farma wiatrowa Banie przyłączona jest do systemu elektroenergetycznego w rozdzielni 220 kV Stacji Elektroenergetycznej 400/220/110 kV Krajnik. Moc z farmy wiatrowej wyprowadzona jest poprzez stację Kozielice za pomocą linii kablowej o długości ponad 40 km do drugiej stacji abonenckiej 220/110 kV Nowe Czarnowo znajdującej się tuż przy stacji Krajnik, w której jest miejsce przyłączenia farmy. Stacja abonencka Kozielice posiada dwa transformatory TR1 i TR2 110 kV/33 kV. Do rozdzielni 33 kV tej stacji przyłączone są liniami kablowymi turbiny wiatrowe. Stacja abonencka Nowe Czarnowo wyposażona jest w transformator TR1 220 kV/110 kV/30 kV oraz statyczne źródła mocy biernej w rozdzielni 30 kV: baterię kondensatorów BKS1 o mocy 11 Mvar oraz dwa dławiki DL1 i DL2 o mocach 25 Mvar każdy.

Podobnie jak w przypadku FW Osieki, w czasie gdy farma nie pracuje, operator systemu przesyłowego wymaga aby w miejscu przyłączenia utrzymywany był  $\cos\phi=1,0$  [3]. Źródła mocy biernej powodujące nieskompensowanie sieci wewnętrznej farmy to pojemności linii kablowych 110 i 33 kV oraz straty mocy biernej na reaktancjach w transformatorach w obydwu stacjach abonenckich.





Rys 2. Uproszczony schemat FW Banie

Do kompensacji mocy biernej sieci wewnętrznej niepracującej farmy wiatrowej Banie w pierwszym rzędzie wykorzystywane są dławiki DL1 i DL2 oraz bateria kondensatorów BKS1 załączane w rozdzielni 30 kV połączonej z trzecim uzwojeniem transformatora 220 kV/110 kV/30 kV TR1 w stacji Nowe Czarnowo. Moce statycznych źródeł mocy biernej dobrane zostały tak, że w wyniku odpowiedniego ich załączenia osiąga się w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej moc bierną rzędu pojedynczych megawarów.

Dalsze działania mające na celu dokładne skompensowanie sieci farmy, czyli sprowadzenie mocy biernej w punkcie przyłączenia do wartości możliwie najbliższej zera realizowane są z wykorzystaniem transformatora TR1 220 kV/110 kV/30 kV w stacji Nowe Czarnowo oraz linii kablowej 110 kV o długości ponad 40 km łączącej obydwie stacje abonenckie. Wykorzystano zależność mocy biernej generowanej w linii kablowej od panującego w niej napięcia (uzyskano około 0,5 Mvar/kV). Ponieważ transformatory TR1 i TR2 w stacji Kozielice odpowiadają za utrzymanie stałej wartości napięcia w rozdzielniach 33 kV nie jest zatem konieczne utrzymywanie stałej wartości napięcia w wewnętrznej sieci 110 kV farmy wiatrowej za pomocą transformatora TR1 w stacji Nowe Czarnowo. Utrzymywanie odpowiedniej wartości napięcia w rozdzielni 110 kV stacji Nowe Czarnowo prowadzi do wygenerowania takiej ilości mocy biernej w linii kablowej, która jest potrzebna do dokładnego skompensowania farmy w miejscu przyłączenia (z dokładnością wynikającą ze skokowej zmiany napięcia towarzyszącej zmianie pozycji przełącznika zacze- pów). Swoboda z jaką może być zmieniane napięcie w sieci 110 kV w ramach procesu kompensacji mocy biernej w FW Banie sięga około 7-8 kV. Zależy ona od poziomu napięcia w rozdzielni 220 kV w SE Krajnik, od zakresów regulacyjnych przełączników zacze- pów transformatorów w stacjach abonenckich farmy, dopuszczalnych poziomów napięć w poszczególnych rozdzielniach i innych ograniczeń. Proces automatycznej kompensacji mocy biernej sieci farmy wiatrowej Banie (realizowany przez urządzenie oznaczone

URST na rysunku 3) w czasie gdy turbiny nie pracują realizowany jest następująco:

- Transformatory TR1 i TR2 w stacji abonenckiej Kozielice służą do utrzymywania stałych wartości napięć w rozdzielniach 33 kV z dokładnością wynikającą z nastawionej strefy nieczułości i opóźnienia regulacji. Parametry regulacji zostały tak dobrane aby zapewnić ograniczoną liczbę zmian położenia przełączników zacze- pów. Regulacja napięć jest koordynowana z regulacją realizowaną za pomocą statycznych źródeł mocy biernej.
- Program kompensacji sprawdza wielkość odchyłki od zera mocy biernej  $Q$  mierzonej w miejscu przyłączenia farmy w SE Krajnik. W przypadku stwierdzenia dużej odchyłki mocy biernej podejmowana jest decyzja o zmianie stanu załączenia dławików i baterii kondensatorów tak aby wielkość odchyłki uległa zmniejszeniu.
- Po zakończeniu powyższego działania z wykorzystaniem statycznych źródeł mocy biernej, wykonywane jest „doregulowywanie” poprzez zmianę napięcia w rozdzielni 110 kV czyli jedną lub kilkukrotną zmianę przekładni transformatora TR1 w stacji Nowe Czarnowo (zmianę położenia przełącznika zacze- pów). W ten sposób możliwe jest uzyskanie dokładności kompensacji mocy biernej rzędu ułamka megawarów. Zmiany napięcia w sieci 110 kV farmy wiatrowej wykonywane są o ile nie są przekroczone dopuszczalne poziomy napięć w poszczególnych węzłach sieci wewnętrznej farmy wiatrowej i nie zostały osiągnięte skrajne położenia przełączników zacze- pów poszczególnych transformatorów.

Nastawione progi zadziałania (strefy nieczułości) i opóźnienia regulacji tak zostały dobrane, aby liczby zmian położenia przełączników zacze- pów poszczególnych transformatorów oraz załączeń lub wyłączeń dławików i baterii kondensatorów po stronie 30 kV była ograniczona ze względu na zużycie przełączników zacze- pów i wyłączników. Sterowanie wyłącznikami statycznych źródeł mocy biernej uwzględnia również, na tyle ile jest to możliwe, liczbę wykonanych załączeń i wyłączeń zrealizowanych automatycznie tak, aby równomiernie zużywać aparaturę łączeniową.

### 3. WNIOSKI

Przedstawione w artykule charakterystyki obiektów Osieki oraz Banie oraz zastosowane algorytmy układów URST stanowią wybrane przykłady różnych rozwiązań zarówno projektowych po stronie farm wiatrowych, jak i różnego wykorzystania zainstalowanych w nich statycznych źródeł mocy biernej po stronie zainstalowanych układów regulacji.

Farma wiatrowa Osieki wykorzystuje zainstalowane statyczne źródła mocy biernej przede wszystkim do kompensacji mocy biernej sieci wewnętrznej w czasie postoju oraz w czasie pracy w zmieniających się warunkach i konfiguracji pracy długiej dwutorowej linii kablowej. Inwestor farmy wiatrowej położył duży nacisk na dokładność kompensacji w czasie postoju farmy stąd obecność regulowanego dławika ze zmienną przekładnią oraz dodatkowych dławików i baterii kondensatorów małej mocy. Farma wiatrowa Banie również wykorzystuje zainstalowane

dławiki i baterię kondensatorów do kompensacji mocy biernej sieci wewnętrznej w czasie postoju. Jednoczesne wykorzystanie transformatora do zmiany napięcia w wewnętrznej sieci farmy pozwala na zwiększenie dokładności kompensacji.

#### 4. BIBLIOGRAFIA

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Wersja 2.1, Tekst obowiązujący od dnia: 1 lutego 2013 r.
2. Umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej farmy wiatrowej Osieki z dnia 10 maja 2010 r.
3. Umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej farmy wiatrowej Banie z dnia 25 październik 2011 r

### SELECTED EXAMPLES OF WIND FARM REACTIVE POWER COMPENSATION USING SHUNT REACTORS AND CAPACITOR BANKS

This paper presents selected examples of windfarm reactive power compensation using shunt reactors and capacitor banks. Design and implementation experience of wind farm control system URST are presented. Described cases concerns Wind Farm Osieki (Pomeranian voivodeship) and Wind Farm Banie (West Pomeranian voivodeship). URST is a control system designed in Institute of Power Engineering Gdańsk Division, which can be applied to wind farms substation. Device structure, control principles and grid codes requirements are also described.

**Keywords:** wind farms, reactive power compensation.



## ZMIANY POZIOMÓW NAPIĘĆ W SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA Z PRZYŁĄCZONYMI ŹRÓDŁAMI GENERACJI ROZPROSZONEJ

Robert KOWALAK

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki,  
tel.: 58 347-18-27, e-mail: robert.kowalak@pg.gda.pl

**Streszczenie:** Wprowadzenie generacji rozproszonej do sieci niskiego napięcia może wywołać w niej problemy natury napięciowej. W artykule zaprezentowano wpływ generacji rozproszonej na poziomy napięcie w sieci niskiego napięcia. Rozpatrzono różne punkty przyłączenia źródeł i związane z tym zmiany poziomów napięć. Analizę przeprowadzono dla rzeczywistej sieci niskiego napięcia o znacznej długości. Sieć zasilana budynki mieszkalne zlokalizowane na terenie wiejskim.

**Słowa kluczowe:** mikrogeneracja, odnawialne źródła energii, poziomy napięcie, sieć niskiego napięcia.

### 1. WPROWADZENIE

W miarę wzrostu świadomości społeczeństwa i rozwoju technologii, przy równoczesnym obniżaniu się kosztów instalacji małych źródeł energii elektrycznej, coraz więcej odbiorców energii może zostać posiadaczem takiego źródła. Jego instalacja przy budynku mieszkalnym lub innym niedużym obiekcie może przyczynić się do znacznego obniżenia ilości energii pobieranej z sieci zasilającej przez taki obiekt, a co za tym idzie ograniczyć związane z tym koszty.

Odnawialne źródła energii (OZE) są uważane za elementy wpływające na podniesienie bezpieczeństwa energetycznego, gdyż ich praca przyczynia się do zmniejszenia zależności od importowanych paliw kopalnych. Innym aspektem jest też wpływ na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Nie bez znaczenia są także czynniki ekonomiczne związane z kosztami energii pochodzącej z elektrowni konwencjonalnych przy równocześnie obniżających się kosztach OZE [1].

Źródła rozproszone, przeznaczone do wytwarzania energii elektrycznej na małą skalę, współpracujące z siecią niskiego napięcia przyczyniły się do powstania pojęć mikrogeneracji i mikroźródeł. Do mikroźródeł zalicza się mikroturbiny gazowe i wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne i paliwowe oraz mikroturbiny na biopaliwa [2]. Odbiorcy dokonujący inwestycji w mikrogenerację ukierunkowaną na własny użytek stają się prosumentami, czyli producentami i konsumentami energii elektrycznej jednocześnie. Wytworzoną energię elektryczną wykorzystują na własny użytek, a jej ewentualne nadwyżki mogą sprzedawać do sieci zasilającej. Prosumentami mogą więc być gospodarstwa domowe, gospodarstwa rolne, czy małe przedsiębiorstwa. W Polsce przyjmuje się, że 10% energii będą generować prosumenci [3].

Podstawowym zagrożeniem dla sieci nn, w której znajduje się pewna liczba mikroźródeł, są zmiany napięcia,

uzależnione nie tylko od stopnia obciążenia sieci, ale także aktualnej generacji. W takiej sieci nie ma urządzeń prowadzących automatyczną regulację napięcia. Co prawda można dokonać zmiany położenia przełącznika zaczepów w transformatorze SN/nn, ale tylko w stanie beznapięciowym i jest to proces przeprowadzany ręcznie.

Na poziomy napięcie może mieć wpływ również rozmieszczenie źródeł w danej sieci. Skupienie ich w jednym punkcie (jednej gałęzi) może dać inne efekty, niż rozmieszczenie równomierne. Ponadto obecność źródeł blisko transformatora SN/nn wywoła również inne efekty, niż lokalizacja źródeł na końcu sieci (w punktach najbardziej oddalonych od transformatora). Niniejszy artykuł koncentruje się na określeniu wpływu miejsca lokalizacji mikroźródeł w sieci na skalę zmian napięcia, która w tej sieci może zaistnieć.

### 2. PRZYŁĄCZANIE MIKROŹRÓDEŁ DO SIECI

Przyłączenie odnawialnego źródła energii, nawet o małej mocy, do sieci elektroenergetycznej jest regulowane odpowiednimi przepisami. Aktami prawnymi w naszym kraju, które określają warunki pracy i przyłączania odnawialnych źródeł energii do sieci są: Ustawa Prawo Energetyczne z 10 kwietnia 1997 r. wraz z późniejszymi zmianami [4], ustawa o OZE wraz ze zmianami [5] oraz Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku [6].

Źródła energii elektrycznej o mocy znamionowej nie przekraczającej 40 kW teoretycznie mogą być podłączane w sieci nn bezpośrednio w każdym punkcie sieci. Muszą być jednak przy tym spełnione warunki określone w IRiESD odpowiednich operatorów (np. [7]), do których sieci rozdzielczej taka instalacja ma zostać podłączona.

Największą popularnością jako mikroźródła instalowane w sieci niskiego napięcia cieszą się instalacje fotowoltaiczne i małe elektrownie wiatrowe, o mocach rzędu pojedynczych kilowatów.

Jednym z pierwszych mikroźródeł, które zyskało popularność były turbiny wiatrowe. Dokonują one zamiany energii kinetycznej strumienia powietrza na energię mechaniczną, która w generatorze zamieniana jest na energię elektryczną. Rozróżnia się dwa typy turbin, ze względu na położenie osi wirnika: z poziomą osią obrotu – HAWT (ang. Horizontal Axis Wind Turbines) oraz z pionową osią obrotu – VAWT (ang. Vertical Axis Wind Turbines) [8]. Pierwsze wykorzystywane są częściej i mają większą sprawność.

Natomiast drugie charakteryzują się pracą niezależną od kierunku wiatru, ale posiadają mały moment rozruchowy [9].

Obecnie coraz większą popularnością zaczynają cieszyć się ogniwa fotowoltaiczne. Przekształcają one energię promieniowania słonecznego na energię elektryczną dzięki zjawisku fotoelektrycznemu zachodzącemu w półprzewodnikowej strukturze fotoogniwa. Praca ogniwa zależna jest od warunków atmosferycznych takich jak nasłonecznienie i temperatura oraz zastosowanego materiału półprzewodnikowego: krzemu, germanu lub selenu. Z siecią zasilającą sprzęgane są za pomocą falownika, który dopasowuje parametry energii pochodzącej z ogniwa do warunków sieciowych [2].

### 3. MODEL BADAWCZY

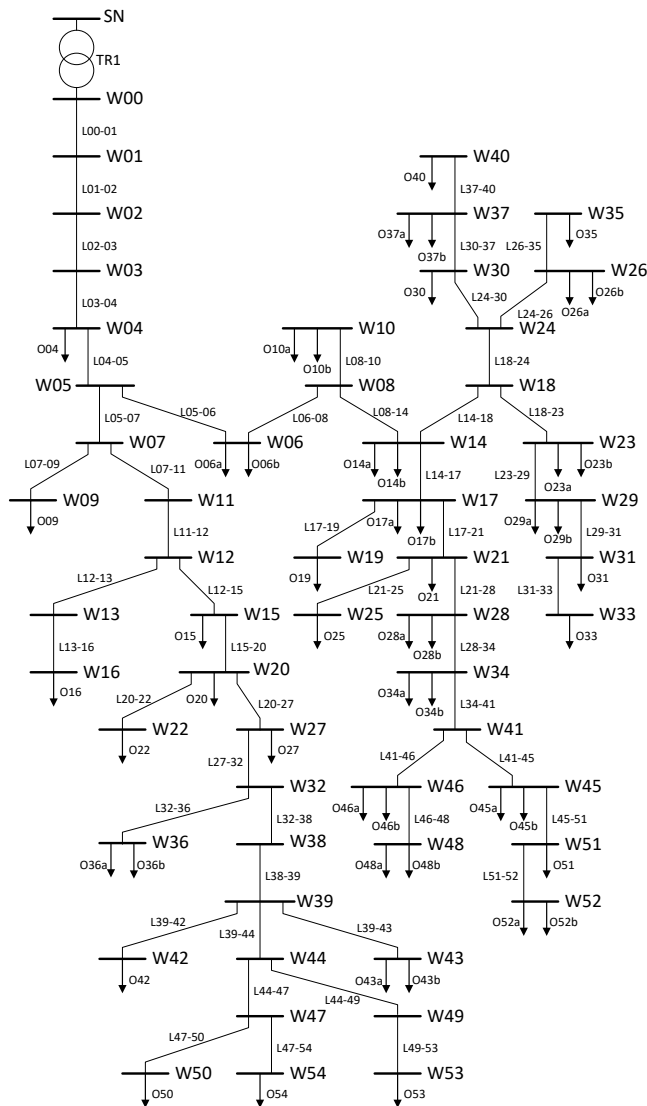
Badania przeprowadzono w oparciu o opracowany model sieci niskiego napięcia przy wykorzystaniu oprogramowania DigSILENT PowerFactory®. Do zamodelowania wytypowano większą sieć nn zlokalizowaną na terenie województwa pomorskiego. Jest to sieć napowietrzno-kablowa promieniowa z rozgałęzieniami zasilana z transformatora SN/nn o mocy 160 kVA, w skład której wchodzi 20 odcinków napowietrznych wykonanych za pomocą przewodów typu AsXS<sub>n</sub> o przekrojach 70, 35, 25 i 16 mm<sup>2</sup> oraz 33 odcinków kablowych wykonanych kablami YAKY o przekroju 120 mm<sup>2</sup> i jednego odcinka kablowego wykonanego kablem YAKXS również o przekroju 120 mm<sup>2</sup>. Do sieci przyłączeni są odbiornicy o mocach przyłączeniowych 10,5 (14 odbiorców); 12,5 (23 odbiorców) i 16,5 kVA (15 odbiorców). Sieć ta charakteryzuje się znaczną długością, ponieważ najdalej zlokalizowany względem stacji transformatorowej SN/nn odbiór znajduje się w odległości 713 metrów od niej. Strukturę zamodelowanej sieci przedstawiono na rysunku 1.

W modelowanej sieci sprawdzono kształtowanie się poziomów napięć w funkcji odległości węzła od stacji transformatorowej SN/nn zasilającej sieć dla kilku wariantów obciążenia i generacji. Spodziewane obciążenia w modelowanej sieci określono w oparciu o wartości mocy przyłączeniowych oraz na podstawie profili obciążenia dla roku 2017 zawartych w załączniku nr 5 do IRiESD [7]. Przyjęto, że na danym terenie przeważają odbiornicy charakteryzujący się profilami obciążenia typu A i B.

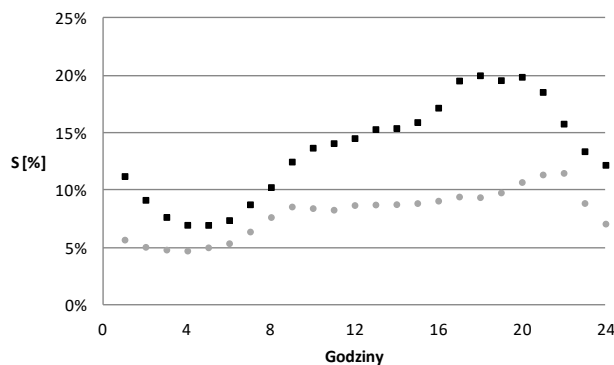
Na rysunku 2 zaprezentowano maksymalne i minimalne wartości obciążenia dla poszczególnych godzin doby wynikające z podanych profili obciążenia. Na ich podstawie przyjęto, że przy maksymalnym obciążeniu każdy z odbiorców pobiera z sieci równowartość 20% wartości swojej mocy przyłączeniowej, a dla obciążenia minimalnego 4,7%. Dla okresu najsilniejszego nasłonecznienia w czasie doby przyjęto jako największe obciążenie poziom 15,3%, a jako najmniejsze 8,3%.

W badaniach uwzględniono również różne poziomy generacji, a także rozpatrzono jako źródła energii oba wymienione wcześniej typy mikroźródeł. Należy tu zaznaczyć, że zarówno elektrownie wiatrowe, jak i ogniwa fotowoltaiczne charakteryzują się dużą zmiennością i tym samym pewną nieprzewidywalnością generacji.

W przypadku elektrowni wiatrowych związane to jest ze zmiennością warunków wietrznych. W jej wyniku maksymalna generacja, jak i jej całkowity brak, mogą wystąpić praktycznie w dowolnej porze doby. Przykładowe przebiegi zmienności generacji elektrowni wiatrowej można znaleźć w [10, 11].



Rys. 1. Struktura zamodelowanej sieci nn



Rys. 2. Wartości obciążenia w czasie doby przyjęte na podstawie profili obciążenia dla roku 2017:

■ maksymalne obciążenie, ● minimalne obciążenie

W przypadku ogniwa fotowoltaicznych mamy do czynienia z mniejszą nieprzewidywalnością generacji. W okresie nocnym występuje brak jakiegokolwiek generacji, natomiast największą moc można uzyskać w tych źródłach w czasie dnia w godzinach 11-13 [3, 10, 12, 13]. Jednakże o wartości generacji w ciągu dnia decydować będzie i tak pogoda, a przede wszystkim poziom nasłonecznienia.

Do przeprowadzenia badań przyjęto, że moc znamionowa rozpatrywanych źródeł pracujących w sieci nn będzie na poziomie 5 kW. Rozpatrzono dwa warianty

generacji OZE: tylko źródła wiatrowe oraz tylko ogniwa fotowoltaiczne. Dla analizy pracy źródeł wiatrowych przyjęto generację na poziomie 100% wartości mocy znamionowej oraz rozpatrywano stan maksymalnego i minimalnego obciążenia w sieci. Dla źródeł fotowoltaicznych uwzględniono również generację maksymalną oraz najmniejszą i największe spodziewane obciążenie w sieci dla przedziału czasowego doby, kiedy taki poziom generacji jest możliwy do uzyskania.

Węzły, w których zamodelowano źródła zestawiono w tabeli 1, w nawiasach podano liczbę mikroźródeł w węźle, jeżeli jest większa od 1. Jako wariant 1 przyjęto w miarę równomierne rozmieszczenie źródeł w sieci. W wariantach 2 i 3 źródła zostały skupione w odgałęzieniach sieci, w wariantach 2 w najdłuższym, w wariantach 3 w tym, gdzie skupionych jest najwięcej odbiorów. W wariantach 4 mikrogeneracja została skupiona przy odbiorach od strony transformatora zasilającego SN/nn.

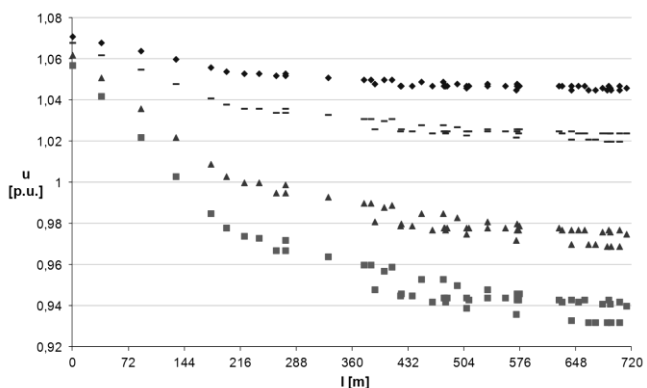
Tablica 1. Zestawienie węzłów, w których zamodelowano mikroźródła

Wariant	Węzły z mikroźródłami
1	W06, W14, W17, W23, W27, W30, W35, W40, W45, W50, W54
2	W20, W22, W27, W36(2), W42, W43(2), W50, W53, W54
3	W34(2), W45(2), W46(2), W48(2), W51, W52(2)
4	W04, W06(2), W09, W10(2), W14(2), W15, W16, W17

#### 4. WYNIKI BADAŃ

W pierwszej kolejności przeprowadzono badania pozwalające określić poziomy napięcie w badanej sieci przy braku jakiegokolwiek generacji, natomiast dla różnych poziomów obciążenia. Badania te pozwoliły również na odpowiednie ustawienie napięć zasilających (przekładnia transformatora) tak, aby w sieci nie występowały przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięcia. Stanowiło to punkt wyjściowy do kolejnych analiz.

Wyniki obrazujące rozkład napięć w sieci bez generacji zaprezentowano na rysunku 3.

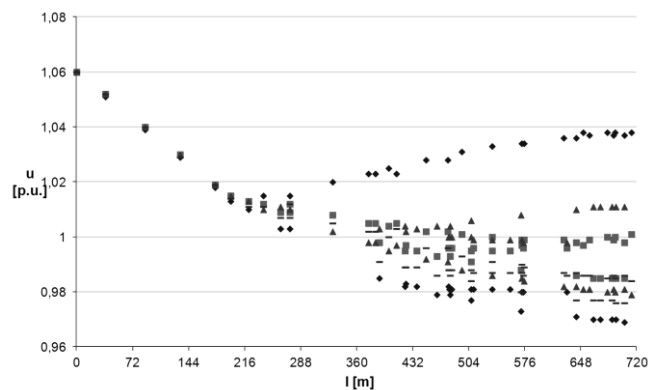


Rys. 3. Poziomy napięcie przy różnych wartościach obciążenia systemu: ■ maksymalne obciążenie sieci, ▲ największe obciążenie w godzinach 11 - 13, - najmniejsze obciążenie w godzinach 11 - 13, ◆ minimalne obciążenie sieci.

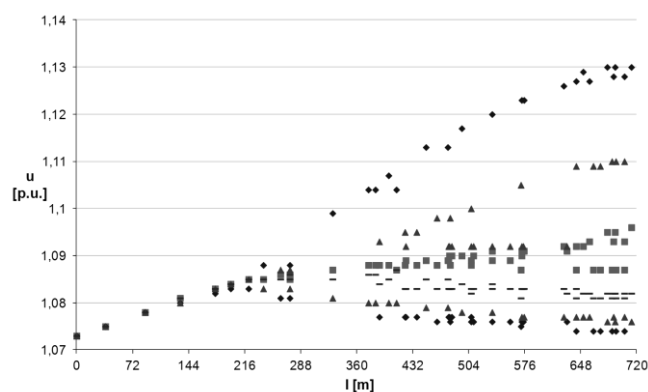
Dla analizowanej sieci wyznaczono znaczący zakres zmienności napięć. Dla maksymalnego obciążenia napięcia znajdują się w zakresie wartości 0,932 - 1,057 p.u., natomiast najniższy zakres napięć jest obserwowany dla najmniejszego

obciążenia: 1,045 - 1,071 p.u. Największe zmiany napięć dotyczą najbardziej położonych od transformatora zasilającego węzłów.

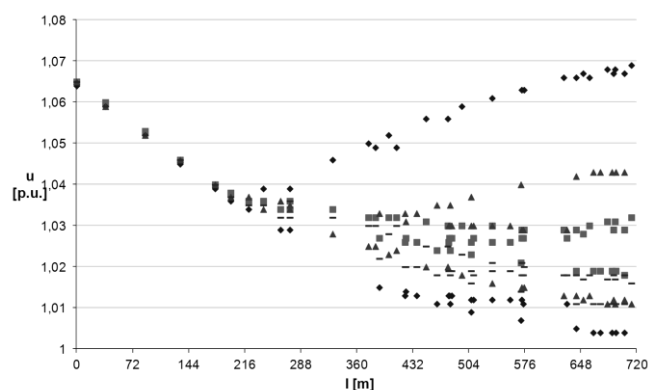
Następnie sprawdzono, jak na kształtowanie się poziomów napięć wpływać będzie lokalizacja mikroźródeł w sieci. Na kolejnych wykresach (rys. 4 - 7) zaprezentowano wyniki uzyskane dla zdefiniowanych wcześniej wariantów lokalizacji mikroźródeł w węzłach sieci.



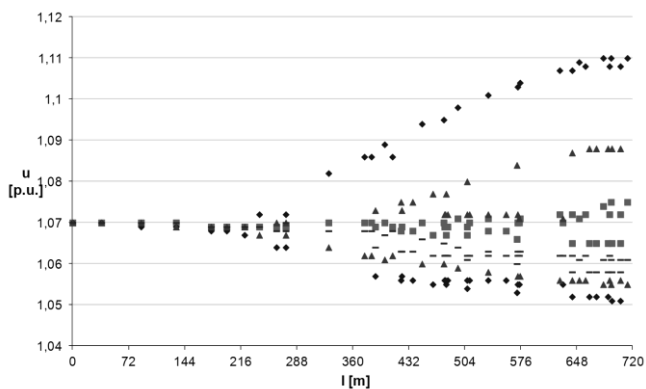
Rys. 4. Poziomy napięcie przy obciążeniu maksymalnym sieci i różnych wariantach rozmieszczenia generacji: ■ wariant 1, ◆ wariant 2, ▲ wariant 3, - wariant 4.



Rys. 5. Poziomy napięcie przy obciążeniu minimalnym sieci i różnych wariantach rozmieszczenia generacji: ■ wariant 1, ◆ wariant 2, ▲ wariant 3, - wariant 4.



Rys. 6. Poziomy napięcie przy największym obciążeniu sieci w godzinach 11 - 13 i różnych wariantach rozmieszczenia generacji: ■ wariant 1, ◆ wariant 2, ▲ wariant 3, - wariant 4.



Rys. 7. Poziomy napięć przy najmniejszym obciążeniu sieci w godzinach 11 - 13 i różnych wariantach rozmieszczenia generacji: ■ wariant 1, ◆ wariant 2, ▲ wariant 3, - wariant 4.

Analiza uzyskanych wyników wykazała, że rozmieszczenie źródeł w sieci wpływa na kształtowanie się poziomów napięć w sieci. Tym samym ma też znaczenie z punktu widzenia występowania ich wartości skrajnych.

Szczególne uwagę przykuwają wyniki uzyskane dla wariantu 2 lokalizacji źródeł. Można zauważyć, że w gałęzi, w której jest skupiona generacja obserwowane są napięcia zdecydowanie wyższe, niż dla pozostałych odgałęzień. Taka lokalizacja źródeł dla analizowanego układu mogłaby być najbardziej niebezpieczna, ponieważ przy małym obciążeniu sieci obserwowane są w węzłach z generacją napięcia przekraczające najwyższe dopuszczalne wartości dla tej sieci.

Podobne obserwacje możemy poczynić w odniesieniu do wariantu 3 lokalizacji. W tym przypadku również cała generacja została skupiona w jednym z odgałęzień sieci, tym w którym równocześnie występuje największa liczba odbiorów, co wpłynęło na zmniejszenie skali zjawiska.

W przypadku braku generacji w sieci napięcia w jej węzłach mieszczą się w przedziale 0,932 – 1,071 p.u. w całym cyklu zmienności obciążenia w sieci. Dla kolejnych wariantów lokalizacji generacji ten przedział uzależniony jest nie tylko od obciążenia, ale także zmienności generacji. Ponieważ generacja wpływa na podnoszenie się wartości napięć, to zmianie ulegać będzie tylko górny zakres tego przedziału, osiągając największe wartości dla maksimum generacji przy równocześnie najmniejszym obciążeniu. I tak ten górny pułap wyniesie dla wariantu lokalizacji odpowiednio: 1 – 1,096 p.u., 2 – 1,13 p.u., 3 – 1,11 p.u. i 4 – 1,087 p.u.

Jak należało oczekiwać, najwyższe wartości napięć w węzłach wystąpiły dla najmniejszego obciążenia sieci. Największy zakres zmienności napięć występuje w przypadku, gdy mamy do czynienia z elektrowniami wiatrowymi, co wynika głównie z pór, dla których możliwa jest korelacja pomiędzy największą generacją, a najmniejszym obciążeniem sieci.

## CHANGES IN VOLTAGE LEVELS IN THE LOW VOLTAGE POWER NETWORK WITH DISTRIBUTED GENERATION

Distributed generation in the low voltage power network can cause voltage problems. In the article presents the impact of distributed generation on the voltage levels in the low voltage power network. Different points of connection sources were considered. The analysis for the real low voltage power network of considerable length was conducted. The power network supplies mainly residential buildings located in rural areas.

**Keywords:** microgeneration, renewable energy sources, voltage levels, low-voltage power net

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

Rozmieszczenie generacji w sieci nn ma wpływ na poziomy napięć, jaki w takiej sieci można obserwować w czasie jej pracy. Skupienie źródeł w jednej gałęzi może skutkować tym, że właśnie w tym miejscu sieci pojawiają się problemy ze zbyt wysokimi wartościami napięć. Co istotne, jak wykazały przeprowadzone badania, inne rozmieszczenie takiej samej liczby źródeł o takich samych mocach nie musi dać takiego efektu.

W najmniejszym stopniu napięcia były podnoszone w układzie, w którym generacja była skupiona blisko transformatora SN/nn, a w największym w tym układzie, gdzie w całości została skupiona w jednym odgałęzieniu sieci, w dodatku stanowiącym jedno z jej zakończeń.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Przygrocki M.: Generacja rozproszona jako aktywny uczestnik zarządzania pracą KSE, *Logistyka* nr 3, 2015.
2. Parola M. i inni: *Mikrosieci niskiego napięcia*, Warszawa 2013.
3. Horyń M.: *Zautomatyzowane systemy budynkowe w energetyce prosumenckiej*, Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 92 nr 6/2016.
4. *Dziennik Ustaw* 2017 poz. 220 z dnia 6.02.2017r.
5. *Dziennik Ustaw* 2015 poz. 478 z dnia 3.04.2015r.
6. *Dziennik Ustaw* 2007 nr 93, poz. 623 z dnia 29.05.2007r.
7. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, ENERGA Operator SA, z dnia 01 stycznia 2014 r.
8. Nalepa K., Miąskowski W., Pietkiewicz P., Piechocki J., Bogacz P.: *Poradnik małej energetyki wiatrowej*, Olsztyn 2011.
9. Wasiaś I., Pawełek R.: *Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną*, Warszawa 2015.
10. Hyrzyński R., Karcz M., Lemański M., Lewandowski K., Nojek S.: Complementarity of Wind and Photovoltaic Power Generation in Conditions Similar to Polish, *Acta Energetica* 4/17 (2013).
11. Mazur M., Partyka J., Marcewicz T.: Analiza zastosowania hybrydowego systemu zasilania odnawialnej energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej w budynkach mieszkalnych, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 92 nr 8/2016.
12. Sobierajski M., Rojewski W.: Analysis of Energy and Power Generation in a Photovoltaic Micro installation Interconnected with a Low Voltage Grid, *Acta Energetica* 4/25 (2015).
13. Dąbrowski J., Krac E., Górecki K.: Analysis of long-time efficiency of photovoltaic installation, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 93 nr 2/2017