

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

56



**Stowarzyszenie Elektryków Polskich
Oddział Gdańsk**

**GDAŃSKIE DNI ELEKTRYKI' 2017
XLII Konferencja Naukowo – Techniczna**



Gdańsk 2017

GDAŃSKIE DNI ELEKTRYKI' 2017

**XLII Konferencja Naukowo Techniczna
Nowoczesne technologie w stacjach
i liniach elektroenergetycznych**

Organizatorzy:

Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk

Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Polskie Towarzystwo Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej



**POLITECHNIKA
GDAŃSKA**
WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI
I AUTOMATYKI



Wydawnictwo Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej

Gdańsk 2017

KOMITET ORGANIZACYJNY

Grzegorz Kuczkowski – przewodniczący
Stanisław Wojtas – z-ca przewodniczącego ds. naukowo-programowych
Mateusz Gagattek – koordynator GDE 2017
Marek Behnke Julia Solecka
Marta Binkowska Łukasz Tomaszewski
Gabriela Fierek Karol Traczyk
Ewa Gałęcka Joanna Żórawska
Magdalena Grzymkowska

RECENZENCI

Marta Bądkiewicz-Pantula, *Politechnika Wrocławska*
Karol Bednarek, *Politechnika Poznańska*
Dariusz Borkowski, *Politechnika Krakowska*
Henryk Boryń, *Politechnika Gdańska*
Krystian Chrzan, *Politechnika Wrocławska*
Sławomir Cieślík, *Uniwersytet Techniczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy*
Stanisław Czapp, *Politechnika Gdańska*
Krzysztof Dobrzyński, *Politechnika Gdańska*
Waldemar Dołęga, *Politechnika Wrocławska*
Marek Jaworski, *Politechnika Wrocławska*
Dariusz Karkosiński, *Politechnika Gdańska*
Lesław Karpiński, *Politechnika Rzeszowska*
Jacek Klucznik, *Politechnika Gdańska*
Janusz Konieczny, *Politechnika Wrocławska*
Robert Kowalak, *Politechnika Gdańska*
Kazimierz Kuryło, *Politechnika Rzeszowska*
Krzysztof Ludwinek, *Politechnika Świętokrzyska*
Marek Łoboda, *Politechnika Warszawska*
Jarosław Łuszcz, *Politechnika Gdańska*
Piotr Makarski, *Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie*
Olgiert Małyшко, *Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie*
Edward Musiał, *Politechnika Gdańska*
Marek Olesz, *Politechnika Gdańska*
Aleksandra Rakowska, *Politechnika Poznańska*
Mieczysław Ronkowski, *Politechnika Gdańska*
Ryszard Rybski, *Uniwersytet Zielonogórski*
Adam Rynkowski, *Politechnika Gdańska*
Andrzej Skiba, *Politechnika Gdańska*
Konrad Sobolewski, *Politechnika Warszawska*
Wojciech Sokólski, *SPZP Corppol Sp. z o.o.*
Krzysztof Szubert, *Politechnika Poznańska*
Mariusz Trojnar, *Politechnika Rzeszowska*
Mirosław Włas, *Politechnika Gdańska*
Stanisław Wojtas, *Politechnika Gdańska*
Robert Ziemia, *Politechnika Rzeszowska*
Michał Zeńczak, *Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie*

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

56

**ELECTRICAL ENGINEERING MEETING' 2017
IN GDAŃSK**

XLII Scientific – Technology Conference

**Modern technologies in stations
and power lines**

Organized by

Association of Polish Electrical Engineers [SEP]
Gdansk Branch

Faculty of Electrical and Control Engineering
Gdansk University of Technology

Polish Power Transmission and
Distribution Association

Polish Society for Theoretical and Applied
Electrical Engineering



**POLITECHNIKA
GDAŃSKA**
WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI
I AUTOMATYKI



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

Gdańsk 2017

ISSN 2353-1290

Copyright © by Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

Copyright © by Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk

Adres redakcji:

Politechnika Gdańska
Wydział Elektrotechniki i Automatyki
ul. Narutowicza 11/12
80-233 Gdańsk
Redaktor: dr hab. inż. Dariusz Świsulski, prof. PG
www.eia.pg.edu.pl/zn

Fotografia na okładce: Krzysztof Krzempek

Wydano za zgodą
Dziekana Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej
na podstawie materiałów dostarczonych przez autorów

Wydanie 1
Nakład 150 egzemplarzy

Skład komputerowy
Marek Behnke

Drukarnia: b3project
ul. Kartuska 377, 80-125 Gdańsk
e-mail: biuro@b3project.com

SPIS TREŚCI

SPIS TREŚCI	5
WSTĘP	7
INDEKS AUTORÓW	9
1. Henryk Boryń <i>Zagrożenie piorunowe linii kablowych wysokiego napięcia</i> <i>Lighting hazard of high voltage power cable lines.....</i>	11
2. Stanisław Czapp <i>Sprawdzanie instalacji elektrycznych niskiego napięcia - przegląd postanowień</i> <i>normy PN-HD 60364-6:2016-07 w zakresie prób i pomiarów</i> <i>Verification of low voltage electrical installations - a review of the provisions</i> <i>of the standard PN-HD 60364-6:2016-07 related to tests.....</i>	19
3. Waldemar Dołęga <i>Stacje 110 kV w aglomeracjach miejskich</i> <i>110 kV city power substations.....</i>	27
4. Marek Jaworski, Marek Szuba <i>Ocena uciążliwości akustycznej stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć</i> <i>Assessment of acoustic nuisance of highest voltage power station.....</i>	33
5. Jacek Klucznik <i>Nowa metoda obliczania rozptyłu prądów zwarciovych w przewodach</i> <i>odgromowych linii wysokiego napięcia</i> <i>A new method of earth wires current calculation in HV transmission lines.....</i>	39
6. Kazimierz Kuryło, Wiesław Sabat, Dariusz Klepacki, Kazimierz Kamuda <i>Emisja zaburzeń przewodzonych generowanych przez grupę lamp LED</i> <i>Conducted disturbances emitted by the group of LED lamps.....</i>	47
7. Krzysztof Ludwinek, Piotr Makarski, Karol Cienciąła <i>Wpływ opóźnienia wnoszonego przez szeregowy odczyt kanałów przetwornika A/C</i> <i>sterowników PLC na dokładność obliczeń mocy czynnej i biernej</i> <i>Effect of delay time imparted by the serial channels of A/D converter of PLC</i> <i>controllers for precision computation of active and reactive power.....</i>	51
8. Olgierd Małyshko, Radosław Wiśniewski, Michał Zeńczak <i>Wykorzystanie urządzeń DA-BOX 2000 do monitorowania stabilności</i> <i>sieci elektroenergetycznej</i> <i>Use of DA-BOX 2000 devices for monitoring power system stability.....</i>	57
9. Marek Olesz <i>Ograniczanie natężenia pola elektrycznego w otoczeniu linii 110 kV</i> <i>Control of electric field strength in the vicinity of 110 kV line.....</i>	63
10. Marek Olesz, Jacek Haras <i>Diagnostyka stanu technicznego izolatorów przepustowych średniego napięcia</i> <i>Testing of technical status of middle transmission busbars insulators.....</i>	67
11. Marek Olesz, Radosław Sawicz <i>Dobór przekroju żył powrotnych w kablach średniego napięcia</i> <i>Determining return conductor cross-sectional area in MV cables.....</i>	71
12. Robert Rink, Robert Jankowski, Michał Kosmecki, Arkadiusz Kubanek, Maciej Wilk <i>Modelowanie generatora synchronicznego w niesymetrycznych stanach pracy</i> <i>sieci elektroenergetycznej- przegląd narzędzi</i> <i>Modeling of synchronous generator in asymmetric operation - tools overview.....</i>	77

13.	Adam Rynkowski Zarys metodyki i przykłady analizy oraz oceny oddziaływania indukcyjnego linii napowietrznych 400 kV na gazociągi przesyłowe <i>Outline of methodology and examples of calculation and assessment of inductive impact of 400 kV overhead lines on transmission pipelines.....</i>	83
14.	Wiesław Sabat, Kazimierz Kuryło, Dariusz Klepacki, Kazimierz Kamuda Generacja i propagacja zaburzeń elektromagnetycznych w niez izolowanych przetwornicach AC/DC małej mocy <i>Generation and propagation of electromagnetic disturbances in non-insulated AC/DC low power converters.....</i>	89
15.	Krzysztof Szubert Wpływ układów uelastyczniających przesył prądu przemiennego na propagację zakłóceń i pracę automatyki zabezpieczeniowej <i>Flexible alternating current transmission system on the one hand dumping of disruptions on the other difficult task for automatic protection.....</i>	95
16.	Mirosław Włas System zarządzania energią w praktyce inżynierskiej <i>Energy management system in the industrial department.....</i>	101
17.	Stanisław Wojtas, Józef Jacek Zawodniak Uziemienia stanowisk słupowych z głowicami kablowymi <i>Earthings of pole stands with cable terminations.....</i>	107
	SPONSORZY.....	112

WSTĘP

Prezentowany Zeszyt Naukowy Wydziału Elektrotechniki i Automatyki PG zawiera referaty konferencji naukowo – technicznej „GDAŃSKIE DNI ELEKTRYKI’ 2017” (*GDE’17*), zorganizowanej przez Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk we współpracy z Wydziałem Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej w dniach 26 - 28 października 2017 roku na terenie Politechniki Gdańskiej.

Jest to już 42 konferencja, organizowana nieprzerwanie od 1975 roku przez SEP Oddział Gdańsk w ramach Gdańskich Dni Elektryki. Referaty i wystawy techniczne składające się na coroczne *GDE* adresowane są do środowiska elektryków, którzy mają bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo i niezawodność pracy urządzeń oraz instalacji elektrycznych i elektroenergetycznych. Konferencja ma na celu przekazanie dla środowiska elektryków aktualnej wiedzy z zakresu elektryki, zarówno w sensie ogólnym, jak również wiedzy z poszczególnych jej specjalności.

Ranga imprezy, jedynej tego typu w województwie pomorskim powoduje, że w konferencji zazwyczaj uczestniczą przedstawiciele wyższych uczelni, firm elektroenergetyki zawodowej i przemysłowej, biur projektowych, firm wykonawczych, jak również służby eksploatacyjne. Na towarzyszącej konferencji wystawie technicznej są prezentowane nowoczesne rozwiązania techniczne znanych producentów programów, wyrobów i urządzeń stosowanych w projektowaniu i budowie instalacji przemysłowych i komunalnych w zakresie instalacji elektrycznych i elektroenergetycznych, automatyki i sterowania, instalacji monitorowania i np. zarządzania mediami inteligentnych obiektów. Obecnie, w każdej dziedzinie działalności człowieka można zauważyć wpływy działalności elektryków, w szerokim znaczeniu tego określenia.

Konferencja w roku 2017, której Patronem Merytorycznym zostało Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, poświęcona jest ”Nowoczesnym technologiom w stacjach i liniach elektroenergetycznych”. Ma ona na celu przekazanie uczestnikom aktualnej wiedzy naukowej z zakresu nowych technologii wdrażanych w systemach wytwarzania, przesyłania i użytkowania energii elektrycznej.

Zgodnie ze statutem SEP, Konferencja jest skierowana do szerokiego środowiska elektryków, zarówno uczniów i studentów, jak i elektryków zawodowych pracujących w elektroenergetyce, budownictwie, projektowaniu, czy też w eksploatacji urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych, i ma za zadanie podniesienie poziomu wiedzy uczestników w odniesieniu do tematyki Konferencji oraz szersze powiązanie nauki z przemysłem. Ważną częścią *GDE’17* są prezentacje firm związanych z branżą elektryczną przede wszystkim w formie stanowisk wystawowych w czasie na konferencji w pomieszczeniach Politechniki Gdańskiej, jak również w formie referatów promocyjnych dostępnych w formie cyfrowej na stronie internetowej Oddziału.

Celem konferencji naukowo – technicznej *GDE’17* jest wymiana doświadczeń z zakresu branży elektrycznej, prezentacja nowych wyrobów elektrotechnicznych i sposobów ich wykorzystania. Taka wymiana doświadczeń zawodowych w formie referatów, dyskusji i spotkań osób zajmujących się elektryką przyczynia się do podwyższenia kwalifikacji zawodowych elektryków, co jest spełnieniem ważnego statutowego zadania Stowarzyszenia Elektryków Polskich.

W dniu 26 października, będzie możliwość uczestnictwa w bezpłatnych szkoleniach dotyczących wykorzystania najnowszych programów w projektowaniu z zakresu elektryki i automatyki, a także instalacji elektrycznych i tworzenia dokumentacji. Członkowie SEP działający w Studenckim Kole SEP Politechniki Gdańskiej przedstawią również konkursy techniczne, zawody konstruktorów i prezentacje działania ciekawych konstrukcji (robotów). W ostatnim dniu (28 października) przewidziano zorganizowanie wyjazdu technicznego.

Organizatorzy *GDE’17* wyrażają podziękowanie:

- Autorom referatów i recenzentom za trud włożony w opracowanie i ocenę referatów.
- Przedsiębiorstwom - sponsorom konferencji w tym sponsorowi strategicznemu – Grupie ENERGA, dzięki którym udało się zamknąć budżet imprezy i zorganizować *GDE’17*.

Organizatorzy uważają, że postawiony cel konferencji zostanie osiągnięty i w przyszłości zamierzają kontynuować organizację „GDAŃSKICH DNI ELEKTRYKI” dla dobra pomorskiego środowiska elektryków.

Organizatorzy *GDE’17*

INDEKS AUTORÓW

1. Henryk BORYŃ	11
2. Karol CIENCIAŁA	51
3. Stanisław CZAPP	19
4. Waldemar DOŁĘGA	27
5. Jacek HARAS	70
6. Robert JANKOWSKI	77
7. Marek JAWORSKI	33
8. Kazimierz KAMUDA	47, 89
9. Dariusz KLEPACKI	47, 89
10. Jacek KLUCZNIK	39
11. Arkadiusz KUBANEK	77
12. Michał KOSMECKI	77
13. Kazimierz KURYŁO	47, 89
14. Krzysztof LUDWINEK	51
15. Piotr MAKARSKI	51
16. Olgierd MAŁYSZKO	57
17. Marek OLESZ	63, 67, 71
18. Robert RINK	77
19. Adam RYNKOWSKI	83
20. Wiesław SABAT	47, 89
21. Radosław SAWICZ	71
22. Marek SZUBA	33
23. Krzysztof SZUBERT	95
24. Radosław WIŚNIEWSKI	57
25. Maciej WILK	77
26. Mirosław WŁAS	101
27. Stanisław WOJTAS	107
28. Michał ZEŃCZAK	57
29. Józef Jacek ZAWODNIAK	107

ZAGROŻENIE PIORUNOWE LINII KABLOWYCH WYSOKIEGO NAPIĘCIA

Henryk BORYŃ

Politechnika Gdańska, emeryt
e-mail: h.boryn@wp.pl

Streszczenie: Wskazano zasadnicze źródła zagrożenia piorunowego linii kablowych wysokiego napięcia eksploatowanych w systemach przesyłowym i dystrybucyjnym. Omówiono zjawiska falowe zachodzące w wyniku wyładowań atmosferycznych w różnych układach linii elektroenergetycznych i ich wpływ na wartości powstających przepięć. Przedstawiono rolę koordynacji izolacji w ochronie urządzeń wysokonapięciowych przed skutkami przepięć.

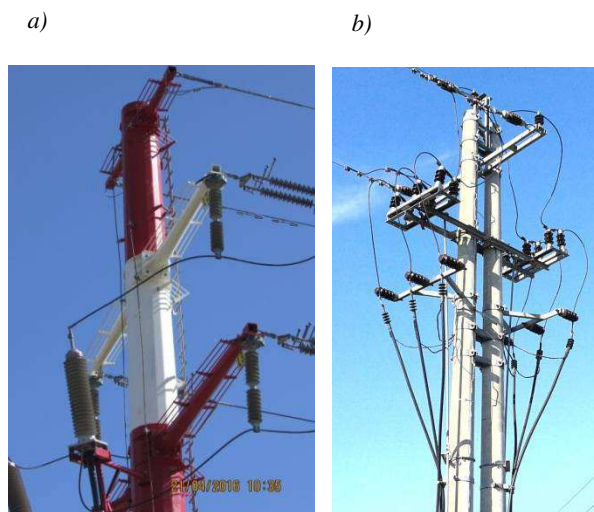
Słowa kluczowe: zagrożenie przepięciowe, fale przepięciowe, linie kablowe, linie napowietrzne.

1. WPROWADZENIE

Wysokonapięciowe linie kablowe są ważnym i jednocześnie szeroko stosowanym elementem systemu elektroenergetycznego. Takie linie kablowe buduje się najczęściej bezpośrednio pomiędzy istniejącymi odcinkami linii napowietrznych lub pomiędzy linią napowietrzną a polem liniowym lub transformatorowym w stacji elektroenergetycznej zarówno w sieciach przesyłowych WN jak i sieciach dystrybucyjnych SN. Połączenia linii kablowych z napowietrznymi realizuje się zwykle na słupach kablowych (rys. 1). Natomiast w polach liniowych bądź transformatorowych stacji stosuje się odpowiednie konstrukcje wsporcze umożliwiające przyłączenie kabla elektroenergetycznego. Do budowy każdej linii kablowej musi być stosowany właściwy osprzęt kablowy, czyli głowice kablowe na końcach kabli przy ich łączeniu z innym elementem systemu oraz mufy kablowe przy łączeniu kolejnych odcinków fabrykacyjnych kabla tworzącego linię kablową o wymaganej długości.

Kable wysokich napięć oraz ich osprzęt, podobnie jak wszystkie pozostałe urządzenia elektroenergetyczne zainstalowane i eksploatowane w sieci, są narażone na działanie przepięć zewnętrznych atmosferycznych oraz wewnętrznych łączeniowych i zakłóceńowych. Występowanie przepięć w sieci elektroenergetycznej to zjawisko nieuniknione [1], które jest istotnym zagrożeniem dla układów izolacyjnych urządzeń elektrycznych pracujących w sieci. Działanie przepięć na izolację urządzeń wiąże się z negatywnymi skutkami w postaci możliwości wystąpienia:

- przebicia zupełnego izolacji roboczej, czyli całkowitej utraty właściwości izolacyjnych urządzenia, konieczności wyłączenia układu i naprawy uszkodzonego elementu,



Rys. 1. Przykłady konstrukcji słupów kablowych w sieciach o napięciach nominalnych: a - 110 kV, b - 15 kV

- przebicia częściowego izolacji roboczej i powstania warunków sprzyjających przebiciu zupełnemu przy działaniu kolejnego przepięcia na izolację,
- przeskoków na izolacji powierzchniowej urządzeń lub odstępach izolacyjnych powietrznych, które mogą rozwinąć się w łuk zwarciowy i być przyczyną działania układu SPZ lub całkowitego wyłączenia linii,
- zakłóceń elektromagnetycznych, które z kolei mogą zakłócać pracę urządzeń elektronicznych, które zainstalowano w systemie jako urządzenia sterujące lub pomiarowe.

Ze względów ekonomicznych i technicznych nie projektuje się urządzeń, w których układ izolacyjny miałby tak dużą wytrzymałość izolacji roboczej, aby wytrzymywała wartości wszystkich możliwych w eksploatacji przepięć. Rodzaje przepięć oraz ich spodziewane wartości szczytowe i czasy oddziaływania na izolację urządzeń systemu elektroenergetycznego, według ustaleń normy [2], pokazano na rysunku 8 (wykres 1). Jak widać z rysunku szczególnie duże niebezpieczeństwo dla izolacji urządzeń sieciowych stanowią przepięcia atmosferyczne (głównie bezpośrednie) o możliwych bardzo dużych wartościach szczytowych i stromościach narastania napięcia i prądu. Działanie innych rodzajów przepięć z uwagi na niższe wartości szczytowe jest znacznie łagodniejsze.

Zagrożenia wynikające z oddziaływania przepięć na układy izolacyjne urządzeń zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym zmuszają do stosowania urządzeń o odpowiednio zaprojektowanych układach izolacyjnych i wystarczająco dużej wytrzymałości elektrycznej oraz dodatkowo instalowania specjalnych środków ochrony przeciwprzebiegowej. Środki te powinny zmniejszać amplitudę przepięć powstających w systemie oraz neutralizować działanie przepięć o zbyt wysokich wartościach z punktu widzenia eksploatowanych urządzeń. W tym celu stosuje się rozbudowany, kompleksowy system ochrony przeciwprzebiegowej [3], na który składają się następujące działania:

- uzyskanie wymaganych wytrzymałościowych parametrów układów izolacyjnych urządzeń elektroenergetycznych zastosowanych w systemie [4], zgodnych z zasadami koordynacji izolacji zawartymi w normach [2, 5] – zadanie do realizacji przez producentów urządzeń,
- zainstalowanie odpowiednio zaprojektowanych i zbudowanych systemów osłonowych, czyli przewodów odgromowych w sieciach przesyłowych oraz układów ochrony przed wyładowaniami piorunowymi bezpośrednimi w stacjach WN [1] – zadanie do realizacji przez wykonawców napowietrznych sieci przesyłowych i stacji WN,
- instalowanie w pobliżu elementów linii kablowych wysokiego napięcia, które wymagają szczególnej ochrony przeciwprzebiegowej ograniczników przepięć, czyli urządzeń ograniczających amplitudę przepięć działających na te obiekty – zadanie do realizacji przez projektantów i wykonawców linii kablowych.

2. PRZEPIĘCIA ATMOSFERYCZNE W LINIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Jak wspomniano wcześniej szczególnie niebezpieczeństwo dla urządzeń zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym WN przedstawiają przepięcia powstające przy wyładowaniach atmosferycznych. Prawidłowe przeciwdziałanie skutkom tych wyładowań wymaga przeprowadzenia wnikliwej analizy zagrożenia piorunowego budowanego systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia, szczególnie w odniesieniu do projektowanych linii napowietrznych, co w konsekwencji ma również pozytywny wpływ na zmniejszenie takiego zagrożenia dla współpracujących z nimi linii kablowych.

Zasady takiej analizy były przedmiotem prac Flisowskiego [1] oraz Gacka [6], w których autorzy wskazali szczegółowy tok postępowania w celu określenia ilościowego poziomu zagrożenia piorunowego dla linii napowietrznych WN o konkretnej lokalizacji, co daje w efekcie możliwość oceny skuteczności zastosowanej w linii ochrony odgromowej. Poziom zagrożenia piorunowego zależy nie tylko od intensywności burzowej charakterystycznej dla danego obszaru (mierzonej poziomem izokeraunicznym, gęstością wyładowań piorunowych oraz ich przeciętnymi parametrami), ale również od konstrukcji linii i zastosowanych środków ochrony odgromowej (wytrzymałości elektrycznej izolacji linii, sposobu montażu przewodów odgromowych, parametrów uziemienia konstrukcji wsporczych oraz zastosowanych układów automatyki SPZ). Dzięki analizie można wyznaczyć wartości: **wskaźnika uderzeń piorunów w linię** oraz

wskaźnika wyłączeń linii, które dają jednoznaczną ocenę skuteczności ochrony odgromowej.

Wyróżnia się dwa podstawowe przypadki uderzenia pioruna w linię:

- bezpośrednie – w konkretny element konstrukcyjny linii, przy którym powstają w linii zarówno przepięcia bezpośrednie w elemencie uderzonym jak i przepięcia indukowane w pozostałych elementach linii (rys. 2), które w postaci fal przebiegowych wędrują w przewodach w kierunku obu krańców linii,
- pobliskie – obok linii w ziemię lub inny obiekt naziemny, przy którym powstają w elementach linii tylko przepięcia indukowane (rys. 3).

Wartość **przepięć bezpośrednich** zależy od konstrukcji linii napowietrznej WN i od rodzaju uderzonego elementu. Należy rozpatrywać trzy przypadki (rys. 2a c). Można je analizować z pominięciem przepięć indukowanych, gdyż w liniach WN ich amplituda jest mała w porównaniu z amplitudą przepięć bezpośrednich.

Wartość przepięcia w przypadku uderzenia pioruna w przewód roboczy linii o impedancji Z (rys. 2a), kiedy prąd pioruna I_p dzieli się na dwie równe części, można wyrazić zależnością:

$$U = 0,5 Z I_p \quad (1)$$

co przy realnych technicznie wartościach, np. $Z = 500 \Omega$ i $I_p = 25 \text{ kA}$ (przeciętna wartość prądu piorunowego występującego w warunkach krajowych), daje $U = 6,25 \text{ MV}$, a więc brak jakichkolwiek możliwości technicznych, aby izolacja systemu mogła wytrzymać takie napięcie.

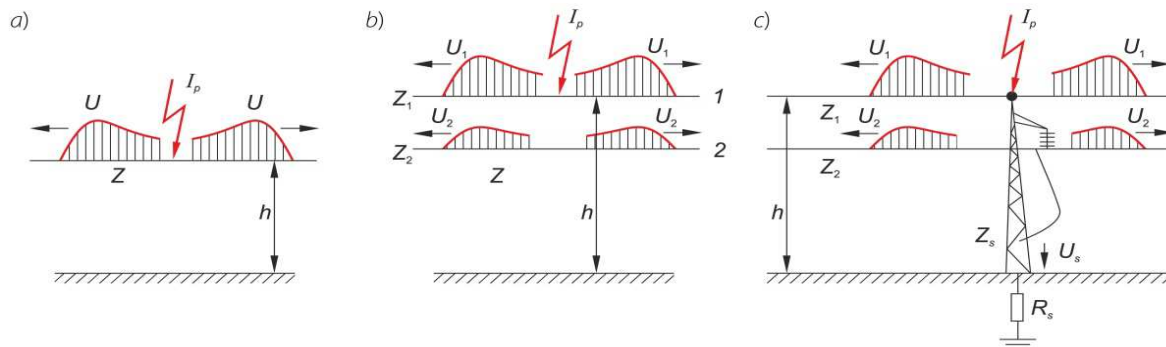
W drugim przypadku (rys. 2b) piorun trafia w przewód odgromowy o impedancji falowej Z_1 daleko od słupa. Podobnie jak poprzednio na przewodzie odgromowym powstaje przepięcie bezpośrednie $U_1 = 0,5 Z_1 I_p$, a na równoległym przewodzie roboczym przepięcie indukowane $U_2 = k U_1$. Napięcie na izolacji linii U_{12} jest więc równe różnicy tych napięć, czyli:

$$U_{12} = (k - 1) U_1 \quad (2)$$

gdzie k jest współczynnikiem sprzężenia między przewodami odgromowym i roboczym linii zależnym od wymiarów linii i promieni przewodów [1]. Ostatecznie fala przepięciowa U_1 dochodzi do najbliższego słupa, następuje nowy podział prądu i inne sprzężenie z przewodem roboczym linii – tak jak to wynika z analizy przypadku trzeciego. Jeżeli napięcie na izolacji linii będzie większe niż jej wytrzymałość, to nastąpi przeskok odwrotny, np. na łańcuchu izolatorów.

W trzecim przypadku (rys. 2c) piorun trafia w słup przewodzący linii z przewodem odgromowym. Prąd pioruna I_p ulega podziałowi na dwa równe prądy w przewodzie odgromowym o impedancji falowej Z_1 oraz prąd w słupie o impedancji falowej Z_s . Sytuacja znacznie się skomplikuje, jeżeli do uderzonego słupa dojdą fale odbite od jego końca oraz od końców przęsła przewodu odgromowego. Stosując jednak dopuszczalne uproszczenia można wykonać odpowiednie obliczenia [1], np. metodą 1-słupową lub dokładniejszą 3-słupową przy znanych parametrach konstrukcyjnych i elektrycznych systemu i wyznaczyć wartość przepięcia na izolacji linii.

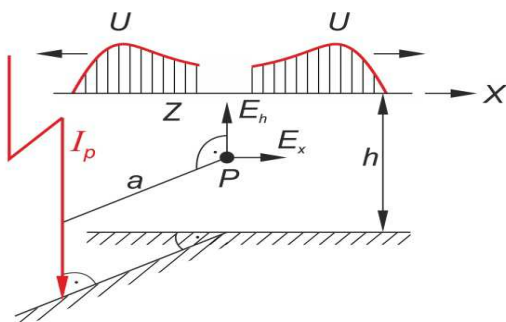
Przeprowadzone obliczenia pozwalają na sformułowanie dwóch ważnych wniosków:



Rys. 2. Fale przepięciowe powstające przy trafieniu pioruna: a – w pojedynczy przewód linii napowietrznej, b – w przewód odgromowy linii, c – w słupek przewodzący z przewodem odgromowym linii, Z – impedancja falowa przewodu, I_p – wartość szczytowa prądu piorunowego, h – wysokość przewodu linii nad ziemią [1]

- zastosowanie przewodu odgromowego przyczynia się nie tylko do ochrony przewodów linii przed bezpośrednim uderzeniem pioruna, ale również daje zmniejszenie napięcia na wierzchołku słupa oraz ograniczenie przepięcia indukowanego w przewodzie roboczym linii,
- można wyznaczyć graniczną wartość rezystancji uziemienia słupa, przy której nie wystąpi jeszcze przeskok odwrotny na izolacji linii o konkretnej wytrzymałości udarowej.

Przepięcia indukowane powstają w znacznie łagodniejszych warunkach przy trafieniu pioruna w pobliżu linii (przy $a > 3h$) w obiekt naziemny lub w ziemię (rys. 3). W liniach WN przesyłowo-rozdzielczych i przesyłowych zagrożenie spowodowane takimi wyładowaniami jest praktycznie pomijalne w porównaniu z zagrożeniem przy wyładowaniach bezpośrednich [6]. Natomiast w liniach dystrybucyjnych SN przepięcia indukowane są zasadniczym zagrożeniem dla układów izolacyjnych urządzeń. Wartość przepięć indukowanych zależy od konstrukcji linii napowietrznej, a w szczególności charakterystyczny jest bardzo silny spadek ich amplitudy wraz ze wzrostem odległości a (rys. 3) między kanałem wyładowania a poziomym rzutem przewodu linii napowietrznej.



Rys. 3. Fale przepięciowe powstające przy trafieniu pioruna obok linii napowietrznej, Z – impedancja falowa przewodu, I_p – wartość szczytowa prądu piorunowego, d – odległość linii napowietrznej od kanału pioruna, h – wysokość przewodu linii nad ziemią, E_h , E_x – odpowiednio składowe pionowa i pozioma natężenia pola elektrycznego w przestrzeni pod linią (punkt P) w wyniku działania prądu pioruna [1]

Przepięcia indukowane są efektem sumowania się dwu stanów linii napowietrznej, które następują po sobie w czasie formowanie się wyładowania piorunowego [7]. Pierwszy

stan to okres, kiedy linia znajduje się pod wpływem chmury burzowej ukształtowanej nad nią i w linii indukuje się znaczny ładunek elektryczny w wyniku działania pola elektrycznego chmury. Drugi natomiast, to moment przepływu ładunku elektrycznego w kanale wyładowania piorunowego, kiedy gwałtownie zanika pole elektryczne chmury, a zaindukowany ładunek dzieląc się na pół odpływa w postaci dwu fal prądowych w obu kierunkach linii. W przestrzeni pod linią pojawia się zmieniające się pole elektryczne oraz działające równocześnie pole elektromagnetyczne wywołane przez prąd kanału pioruna. Sumując oba oddziaływania można, przy założeniu, że kanał jest wystarczająco odległy od przewodu linii, obliczyć wartość składowej E_h natężenia pola elektrycznego w punkcie P pod linią (rys. 3).

W dalszym etapie obliczeń można oszacować wartość przepięcia indukowanego w linii napowietrznej [1] jako:

$$U = 30 k_v I_p h/a \quad (3)$$

w której: k_v – współczynnik (równy 1,07 – 1,2) zależny od prędkości v fali indukowanej w linii.

W dokładniejszych, lecz bardziej skomplikowanych, obliczeniach wartości przepięcia indukowanego w linii napowietrznej należy uwzględnić dodatkowo działanie w punkcie P składowej poziomej E_x natężenia pola elektrycznego, równoległej do osi przewodu [1]. Wartości amplitudy przepięć indukowanych powstających w takich warunkach w liniach przesyłowo-rozdzielczych i przesyłowych rzadko przekraczają 200 kV [1].

Fale przepięciowe wędrują wzdłuż linii napowietrznej ulegając odkształceniom na skutek tłumienia [7]:

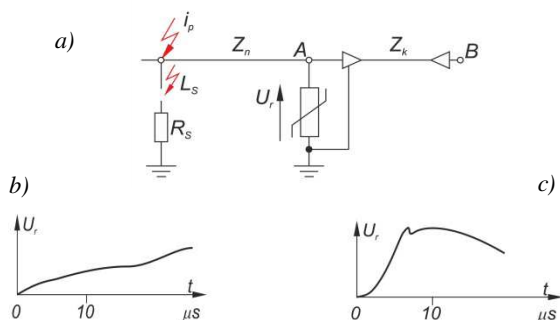
- oporowego wynikającego z rezystancji przewodów i gruntu oraz zjawiska naskórkowości,
- izolatorowego związanego z ładowaniem pojemności izolatorów liniowych,
- ulotowego na skutek ulotu występującego na elementach systemu.

W efekcie tych zjawisk następuje wyraźne zmniejszenie amplitudy fali oraz stromości jej czoła wraz ze wzrostem odległości od miejsca uderzenia pioruna, czyli w sumie są to naturalne efekty, bardzo korzystne dla ochrony przeciwprzepięciowej elementów linii elektroenergetycznej.

Podobnie, zjawisko tłumienia fal przepięciowych, czyli zmniejszanie stromości czoła i wartości szczytowej fali, występuje w liniach kablowych [7, 8], przy czym przyczyną są w tym wypadku straty energii w elementach

wewnętrznych kabla. Nasilenie zjawiska tłumienia występuje przy wyższym napięciu fali i zwłaszcza przy krótkim czasie trwania przepięcia. Naturalne tłumienie fali daje wyraźny efekt dopiero przy odpowiednio długich odcinkach kabli, np. fale o czasie trwania rzędu kilkudziesięciu mikrosekund wymagają drogi znacznie dłuższej niż 1 km.

W przypadku linii kablowych zbudowanych w systemie elektroenergetycznym należy zauważyć, że z punktu widzenia oceny ich zagrożenia przepięciowego, ważna jest nie tylko wartość amplitudy przepięcia, ale również odległość miejsca uderzenia pioruna od węzła, w którym kabel łączy się z linią napowietrzną. Szczególne niebezpieczeństwo dla linii kablowych przedstawiają przepięcia powstające przy uderzeniu pioruna w pobliżu (< 100 m) miejsca A połączenia linii napowietrznej z kablową (rys. 4), ponieważ w tym wypadku znaczna część prądu pioruna wpływa do kabla, a wzrost napięcia na głowicy kablowej jest bardzo stromy (rys. 4c) i zadziałanie ogranicznika chroniącego głowicę kablową następuje w ciągu bardzo krótkiego czasu, zwykle na czole fali przepięciowej. W wypadku uderzenia dalekiego (> 300 m), w przewod linii Z_n na skutek wymienionych wcześniej zjawisk tłumienia przepięć, prąd dochodzący do kabla jest wyraźnie ograniczony, a wzrost napięcia na głowicy kablowej ma małą stromość (rys. 4b).



Rys. 4. Uderzenie pioruna w linię napowietrzną Z_n połączoną z linią kablową Z_k chronioną ogranicznikiem przepięć, a – schemat zastępczy układu, b, c – przebiegi napięcia U_r na ograniczniku odpowiednio w przypadku uderzenia dalekiego lub bliskiego

3. FALE PRZEPIĘCIOWE W LINIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Kolejne zjawisko związane z wędrowką fal przepięciowych w liniach elektroenergetycznych, w istotny sposób wpływające na stopień zagrożenia linii kablowych, to zmiany amplitudy i stromości czoła fal w tych miejscach (węzłach) sieci, w których następuje zmiana impedancji falowej linii, np. na skutek połączenia dwu różnych rodzajów linii, czy przyłączenia do linii elementu o stałych skupionych. Na przykład, amplituda fali U_{np} biegnącej linią napowietrzną o impedancji Z_n (rys. 5a) wchodząc do węzła A, w którym ta linia łączy się z linią kablową¹ o impedancji Z_k ulega (przy braku zadziałania ogranicznika przepięć) zjawisku odbicia i w efekcie powstają ujemna fala odbita U_{no} , która wraca do linii napowietrznej oraz fala przechodząca U_{kp} biegnąca w kierunku końca linii kablowej. Wartość fali przechodzącej ulega zmianie (w tym wypadku zmniejszeniu) według zależności:

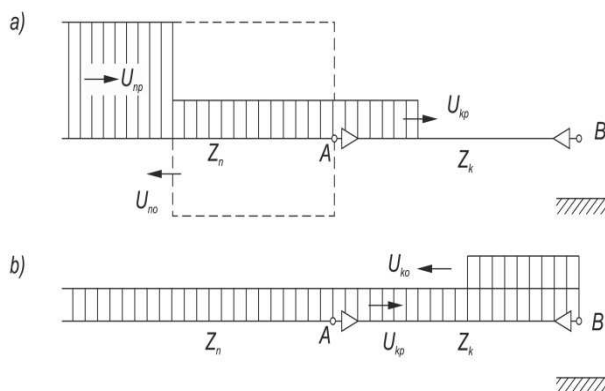
$$U_{kp} = \frac{2Z_k}{Z_n + Z_k} U_{np} = \alpha U_{np} \quad (4)$$

w której U_{np} – napięcie fali padającej, U_{kp} – napięcie fali w węźle A (napięcie fali przepuszczonej do kabla), Z_n – impedancja falowa linii napowietrznej zwykle równa 350500 Ω , Z_k – impedancja falowa linii kablowej, zależnie od konstrukcji kabla równa 15 75 Ω , α – współczynnik przejścia równy:

$$\alpha = \frac{2Z_k}{Z_n + Z_k} \quad (5)$$

W wypadku typowych wartości, np. $Z_n = 500 \Omega$ i $Z_k = 50 \Omega$ współczynnik $\alpha = 0,18$, czyli fala przepięciowa wchodząca do kabla ulega znacznemu obniżeniu, do zaledwie 18% amplitudy fali przepięciowej padającej U_{np} . W identycznym stopniu ulega również obniżeniu stromość czoła fali napięciowej, np. z 500 kV/ μ s do 90 kV/ μ s.

Przy przeciwnym układzie wartości impedancji falowych, kiedy mamy do czynienia z impedancją falową za węzłem większą niż przed węzłem, będziemy mieli przypadek odwrotny, czyli powstanie fali odbitej dodatniej i spiętrzenie napięcia w analizowanym węźle – tak jak to ma miejsce w węźle B na rysunku 5b.



Rys. 5. Rozkład fal wędrownych przy połączeniu linii napowietrznej Z_n z linią kablową Z_k

Rozkład napięcia fal przepięciowych w trakcie dalszej wędrowki wzdłuż linii pokazano na rysunku 5b. Fala U_{kp} po dojeździe do węzła B na końcu kabla, w którym następuje zmiana impedancji falowej na Z_B (np. połączenie z następną linią napowietrzną, transformatorem lub otwartym odłącznikiem), ulega odbiciu ze współczynnikiem odbicia β , a amplitudę fali odbitej U_{ko} wyznacza zależność:

$$U_{ko} = \frac{Z_B - Z_k}{Z_B + Z_k} U_{kp} = \beta U_{kp} \quad (6)$$

w której U_{kp} – napięcie fali padającej, U_{ko} – napięcie fali odbitej w węźle B, Z_B – impedancja falowa za węzłem B, czyli w przypadku linii napowietrznej 350500 Ω , czy transformatora ok. 1000 Ω lub otwartego odłącznika $Z_B = \infty$, Z_k – impedancja falowa linii kablowej 15 75 Ω , β – współczynnik odbicia równy:

$$\beta = \frac{Z_B - Z_k}{Z_B + Z_k} \quad (7)$$

¹Przy założeniu, że jest to długi odcinek linii kablowej, czyli o długości większej niż długość fali przepięciowej biegnącej linią.

Tak więc, najbardziej niekorzystny wypadek podwojenia napięcia w węźle B w wyniku sumowania fali padającej i odbitej występuje na końcu otwartym, czyli przy $Z_B = \infty$, co przy przyjętych wcześniej przykładowych wartościach obliczeniowych dałoby 36% napięcia U_{np} (wracając do pierwotnej wartości przebiegu U_{np} wędrującego linią napowietrzną z rysunku 5a). Prawie takie samo spiętrzenie napięcia wystąpi przy załączonym na końcu linii kablowej transformatorze, który w warunkach udarowych może być traktowany w przybliżeniu jak otwarty koniec linii kablowej. Przy przejściu fali z linii kablowej z powrotem do linii napowietrznej o $Z_B = 500 \Omega$ spiętrzenie będzie mniejsze i wyniesie 33% napięcia U_{np} . W sumie można powiedzieć, że przejście fali padającej z linii napowietrznej przez długi odcinek linii kablowej i ponowne jej wejście do linii napowietrznej nie wiąże się ze zwiększeniem zagrożenia przepięciowego – spiętrzenie napięcia nie przekracza pierwotnej wartości fali padającej.

Inna sytuacja (rys. 6) występuje, gdy linia kablowa jest krótkim odcinkiem, czyli odcinkiem o długości znacznie krótszej niż długość biegnącej w nim fali, przy dodatnim całkowitym współczynniku odbicia fali $\beta = \beta_1\beta_2$ o wartości znacznie mniejszej od 1. Fala o amplitudzie $U\alpha_1$ dociera do węzła B , gdzie następuje jej odbicie ze współczynnikiem β_2 i powrót do węzła A , w którym również fala odbija się ze współczynnikiem β_1 w kierunku węzła B – w ten sposób proces kolejnych odbić rozwija się dalej i prowadzi do ustalenia się napięć w węzłach A i B pokazanych na rysunku 6b. Korzystne oddziaływanie linii kablowej na wartość przepięcia (opisane wcześniej) zostało więc wyeliminowane – wartości napięć na obu końcach linii kablowej A i B wynikają wyłącznie z wartości impedancji falowych linii Z_1 i Z_2 . Szczególnie niebezpieczna sytuacja występuje wtedy, gdy linia kablowa w węźle B jest otwarta (rys. 6c). Wartość napięcia ustalonego na tym końcu linii kablowej wzrasta do podwójnej wartości amplitudy fali padającej z linii napowietrznej. W sumie zjawisko odbicia wielokrotnego występującego przy krótkich odcinkach linii kablowej połączonych szeregowo z linią napowietrzną wyraźnie zwiększa zagrożenie przepięciowe dla tych linii kablowych.

Podsumowując należy zauważyć, że zjawiska związane z powstawaniem fal przepięciowych i ich wędrowką w liniach elektroenergetycznych wiążą się ze znacznym niebezpieczeństwem dla linii kablowych zainstalowanych w systemie. Jednak z uwagi na specyfikę oddziaływania kabli na zjawiska falowe można wskazać zarówno pozytywne jak i negatywne skutki obecności kabla w systemie z punktu widzenia ochrony przeciwprzepięciowej – każdy przypadek zastosowania linii kablowej powinien być szczegółowo analizowany pod tym względem.

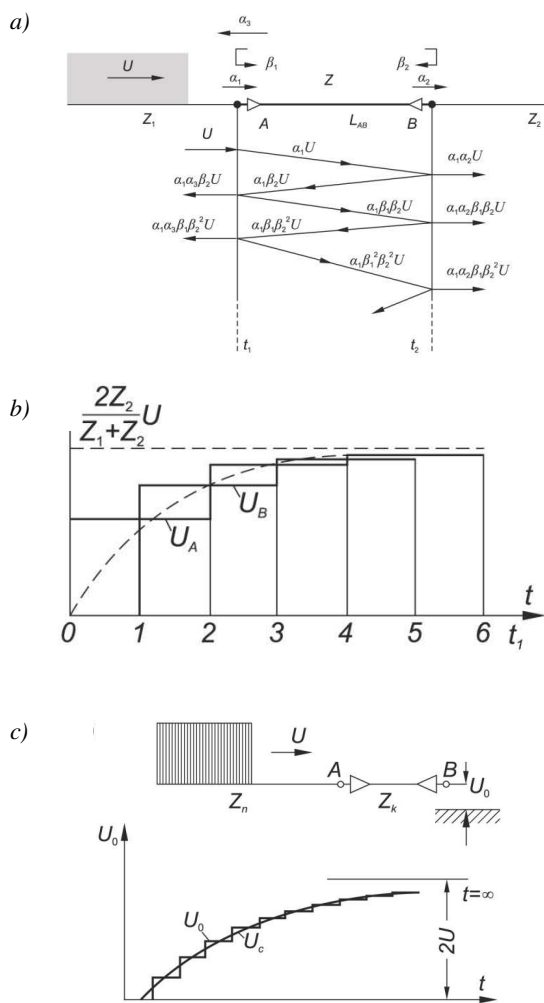
4. PRZEPIĘCIA W LINIACH Z KABLAMI JEDNOŻYŁOWYMI

Nowoczesne elektroenergetyczne linie kablowe wysokiego napięcia buduje się najczęściej z jednożyłowych kabli o izolacji roboczej z tworzyw sztucznych i z żyłą powrotną izolowaną od ziemi izolacyjną powłoką zewnętrzną. Powłoka ta izoluje wprawdzie żyłę powrotną od ziemi, ale przede wszystkim jej zasadniczym zadaniem jest ochrona wnętrza kabla przed negatywnym wpływem czynników środowiskowych, głównie wilgoci. Wytrzymałość elektryczna udarowa powłoki zwykle nie jest znana – wiadomo, że przeprowadza się próby jej szczelności napięciem probierczym stałym o wartości nie większej niż

10 kV zależnie od grubości powłoki. Uzyskanie informacji o jej rzeczywistej wytrzymałości udarowej wymaga kontaktu z producentem kabla.

W kablach jednożyłowych przy przepływie prądu obciążenia w warunkach roboczych, w żyłach powrotnych i ewentualnie w innych dodatkowych powłokach metalowych zainstalowanych w kablu indukuje się napięcie [8]. W wypadku połączenia lub uziemienia metalowych powłok na obu końcach linii kablowej płyną w nich prądy powodujące straty, a więc możliwe jest istotne obniżenie obciążalności linii kablowej. Przeciwdziałanie negatywnym skutkom tych zjawisk polega na zastosowaniu odpowiedniego układu połączeń powłok metalowych w poszczególnych odcinkach fabrykacyjnych kabla. Mogą to być układy, w których powłoki metalowe są:

- uziemione tylko jednostronnie – nie występują straty, ale w warunkach zwarciovych wartość napięcia indukowanego może być niebezpieczna dla obsługi,
- uziemione obustronnie – występują straty, ale brak niebezpieczeństwa porażenia obsługi,
- krzyżowane w kolejnych odcinkach linii kablowej,
- krzyżowane w kolejnych odcinkach linii kablowej z jednoczesnym przeplotem żył roboczych tych odcinków (układ stosowany szczególnie przy płaskim ułożeniu kabli fazowych).



Rys. 6. Zjawiska falowe w wypadku krótkiego odcinka linii kablowej Z położonego między liniami napowietrznymi Z_1 i Z_2 – proces powstawania odbić wielokrotnych, b – przebieg napięć na końcach krótkiego odcinka kabla, c – przebieg napięcia na krótkim odcinku kablowym przy otwartym jego końcu [7]

Wyczerpującą analizę teoretyczną wspomnianych zjawisk indukowania się napięć w powłokach metalowych kabli jednożyłowych oraz szczegółowe informacje techniczne na temat budowy takich linii kablowych zawiera monografia [8].

Problemy techniczne wynikające z konstrukcji jednożyłowych kabli z izolacyjną powłoką zewnętrzną dotyczą nie tylko spraw związanych z napięciami i prądami indukowanymi w warunkach roboczych, ale również wprowadzają kolejne źródło zagrożenia przepięciowego linii kablowych. Należy bowiem w tym wypadku, zjawiska falowe powstające po uderzeniu pioruna rozpatrywać w rzeczywistym układzie trójfazowym linii kablowej, a nie w układzie jednofazowym z wieloma uproszczeniami, tak jak to miało miejsce wcześniej.

Dokładnie rzecz biorąc opisywany kabel elektroenergetyczny składa się z dwu obwodów o koncentrycznym układzie elektrod:

- żyła robocza – powłoka metalowa,
- powłoka metalowa – ziemia,

o wyraźnie różnych impedancjach falowych. Ich wartości można ocenić, pomijając ich zależność od częstotliwości i przyjmując gładką powłokę metalową, według zależności:

$$Z = 60 \frac{1}{\sqrt{\epsilon_i}} \ln \frac{r_{iz}}{r_{iw}} \quad (8)$$

w której, ϵ_i – względna przenikalność elektryczna materiału izolacyjnego układu koncentrycznego (izolacji roboczej kabla lub powłoki izolacyjnej), r_{iz} – zewnętrzny promień materiału izolacyjnego, r_{iw} – wewnętrzny promień materiału izolacyjnego.

Obliczone wartości impedancji falowych dla typowych materiałów izolacyjnych stosowanych w kablach wysokiego napięcia dają wyniki: dla pierwszego układu wartości od 10 Ω do 30 Ω , natomiast drugiego od 2,5 Ω do 5 Ω .

O przebiegu wędrownych fal przepięciowych wnikających do obu wskazanych kablowych układów elektrod decydują nie tylko te różne impedancje falowe, ale również zastosowany w linii układ połączeń metalowych powłok kabli.

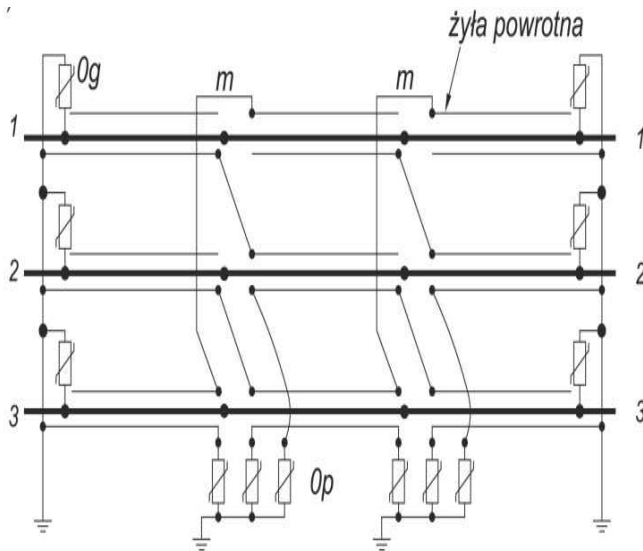
Stosunkowo proste, przebiegi falowe w układzie jednofazowym, omówione wcześniej (pokazane na rysunkach 4-6), ulegają w linii kablowej trójfazowej, a w szczególności w linii ze skrzyżowanymi powłokami znacznemu skomplikowaniu, ponieważ trzeba tutaj rozpatrywać jednocześnie, następujące fale przepięciowe:

- * wewnątrz kabla w układzie żyła robocza – powłoka metalowa, czyli na izolacji głównej, podobnie jak w układzie jednofazowym,
- * na zewnątrz kabla w układzie powłoka metalowa – ziemia, gdzie sumuje się oddziaływanie pól magnetycznych wszystkich 3 faz linii kablowej, oraz
- * fale odbite na węzłach występujących w linii (skrzyżowaniach powłok i końcach kabli).

W wyniku tych zjawisk powstają fale składowe o różnych wartościach napięć i prądów oraz różnych prędkościach przebiegów. W sumie należy uwzględnić działanie przepięć występujących na izolacji głównej kabla, na izolacji powłoki metalowej kabla oraz na elementach izolacyjnych w mufach między krzyżowanymi odcinkami powłok metalowych tej samej fazy.

Dokładne obliczenia wartości przepięć działających na powłokę izolacyjną linii kablowej są bardzo skomplikowane, prowadzono więc odpowiednie badania w eksploatowanych liniach trójfazowych uzyskując wyniki potwierdzające

rezultaty takich obliczeń [8]. W wypadku linii kablowych ułożonych bezpośrednio w ziemi, napięcia powłoka – ziemia osiągają wartości 20 \pm 30% napięcia fali padającej, natomiast napięcia między krzyżowanymi odcinkami powłok tej samej fazy są rzędu 30 \pm 50%. Te same napięcia w liniach ułożonych w kanałach kablowych są prawie dwukrotnie większe. Naturalne tłumienie fal przepięciowych w kablu jest niewystarczające w takich przypadkach i należy stosować w miejscach krzyżowania powłok dodatkowe ograniczniki przepięć (rys. 7).



Rys. 7. Linia kablowa w układzie z krzyżowaniem powłok, m – mufa separacyjna dla żył powrotnych, Og – ograniczniki przepięć do ochrony głowic kablowych, Op – ograniczniki przepięć do ochrony powłok izolacyjnych kabli

5. KOORDYNACJA IZOLACJI

Parametry techniczne układów izolacyjnych kabli oraz osprzętu kablowego, zastosowanych do budowy linii kablowych wysokiego napięcia, zgodnie z wymaganiami normy [9] charakteryzuje się poziomem izolacji, czyli szeregiem wartości znamionowych napięć: najwyższego napięcia urzędowania, napięć probierczych – o częstotliwości sieciowej oraz udarowego piorunowego zestawionych w tabeli 1. Dobór właściwego zestawu napięć probierczych jest przedmiotem koordynacji izolacji [4, 10]², czyli mówiąc w dużym uproszczeniu – zagwarantowania wymaganego stopnia pewności pracy układu elektroenergetycznego przy możliwie najmniejszych kosztach wykonania i ochrony układu izolacyjnego zainstalowanych urządzeń.

Na rysunku 8 pokazano prawidłowe uszeregowanie poziomów wytrzymałości elektrycznej (reprezentowanej przez charakterystyki udarowe napięciowo-czasowe) urządzeń elektroenergetycznych oraz elementów ochronnych zainstalowanych w systemie, których parametry dobrano tak, aby zagwarantować wymagany stopień pewności pracy układu w wyniku spełnienia podstawowych zasad koordynacji izolacji. Różne rodzaje przepięć, ich wartości szczytowe³ oraz czasy oddziaływania na izolację elementów

²Dla napięć nominalnych powyżej 220 kV określa się znamionowe wytrzymywane napięcie udarowe łączeniowe.

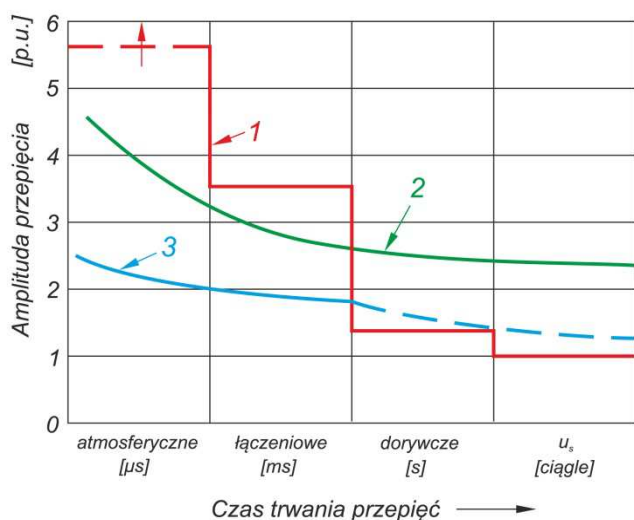
³Jako krotność wartości najwyższego napięcia roboczego U_s systemu, przy czym 1 p.u. = $\sqrt{2} U_s / \sqrt{3}$

systemu reprezentuje linia 1. Wytrzymałość elektryczną układów izolacyjnych urządzeń pracujących w systemie wskazuje charakterystyka udarowa 2 – jak widać wytrzymałość urządzeń jest wyraźnie mniejsza niż amplituda przepięć atmosferycznych i łączeniowych, natomiast z powodzeniem przekracza poziom przepięć dorywczych i najwyższego napięcia roboczego. Charakterystyka udarowa 3 dotyczy elementów ochronnych zainstalowanych w celu ochrony urządzeń sieciowych. Leży ona w całym zakresie czasu poniżej wytrzymałości urządzeń wskazując zastosowany w systemie margines koordynacyjny.

Tabela 1. Znormalizowane poziomy izolacji z zakresu I według [9] dla wybranych napięć nominalnych sieci stosowanych w Polsce

Napięcie nominalne sieci U_n	Znormalizowany poziom izolacji		
	Najwyższe napięcie urządzenia U_m	Znamionowe wytrzymałwane napięcie krótkotrwałe o częstotliwości sieciowej	Znamionowe wytrzymałwane napięcie udarowe piorunowe 1,2/50 μ s
kV*	kV*	kV*	kV**
10	12	28	60 75 95
15	17,5	38	75 95
20	24	50	95 125 145
110	123	185 230	450 550
220	245	325 360 395 460	750 850 950 1050

* - wartość skuteczna, ** - wartość szczytowa



Rys. 8. Podstawowe zasady koordynacji izolacji systemu elektroenergetycznego, 1 – rodzaje przepięć działających na urządzenia, 2 – typowa charakterystyka udarowa układów izolacyjnych urządzeń pracujących w systemie, 3 – charakterystyka udarowa elementów ochronnych urządzeń sieciowych [2]

Sprawdzenie poprawności konstrukcji i wykonania kabla oraz osprzętu przeznaczanego do niego przeprowadza

się zgodnie z zaleceniami normy [9] wykonując odpowiednie znormalizowane próby napięciami probierczymi. Spełnienie tych wymagań zapewnia zatem właściwą wytrzymałość elektryczną linii kablowej, czyli jej odporność na działanie napięcia roboczego oraz różnych przepięć:

- dorywczych (o częstotliwości sieciowej) powstających przy zwarcjach doziemnych i nagłych zmianach obciążeń,
- łączeniowych powstających przy wyłączaniu prądów indukcyjnych i pojemnościowych,
- piorunowych odległych, powstających przy dalekich uderzeniach piorunów w linii napowietrznej,
- piorunowych bezpośrednich, powstających przy bliskich uderzeniach piorunów w linii napowietrznej i inne urządzenia sieci przesyłowej,
- piorunowych indukowanych, powstających w liniach przy bliskich uderzeniach piorunów w ziemię lub obiekty w sąsiedztwie sieci przesyłowych,

których amplituda nie przekracza wartości odpowiadających im napięć probierczych. Odporność układu izolacyjnego linii kablowej na działanie przepięć o większych wartościach uzyskuje się dzięki zainstalowaniu w zalecanych miejscach odpowiednio dobranych ograniczników przepięć.

6. PODSUMOWANIE

Powstawanie przepięć w sieci elektroenergetycznej jest procesem naturalnym, wynikającym z działania wyładowań atmosferycznych oraz innych zjawisk fizycznych zachodzących w czasie eksploatacji sieci związanych z jej normalnym działaniem lub zdarzającymi się awariami.

Przepięcia są zjawiskiem naturalnym o możliwych bardzo negatywnych skutkach, którego nie da się wyeliminować, a jedynie ograniczyć skutki jego działania.

Z ekonomicznych i technicznych powodów nie wykonuje się urządzeń zainstalowanych w sieci o tak wysokim poziomie wytrzymałości napięciowej, aby wytrzymał powstające przepięcia – należy jednak ograniczać ich amplitudę do poziomu dopuszczalnego dla eksploatowanych układów izolacyjnych, na przykład kabli elektroenergetycznych wysokiego napięcia.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Flisowski Z.: Technika wysokich napięć. WNT, Warszawa 2005. ISBN 83-204-3077-7.
2. PN-EN 60071-2:2000 (wersja polska). Koordynacja izolacji -- Część 2: Przewodnik stosowania.
3. Arciszewski J., Komorowska I.: Ochrona sieci elektroenergetycznych od przepięć. Wskazówki wykonawcze. Wyd. PTPiREE, Poznań 1999. ISBN 83-90307303-2.
4. Olesz M.: Ochrona przed przepięciami instalacji elektroenergetycznych o napięciu znamionowym powyżej 1 kV. Seminarium Norma PN-E-05115 w teorii i praktyce. Stowarzyszenie Elektryków Polskich, Oddział Gdańsk, Gdańsk 2004 r. s. 67-76. ISBN 83-89786-10-9.
5. PN-EN 60060-1:2011 (wersja angielska). Wysokonapięciowa technika probiercza -- Część 1: Ogólne definicje i wymagania probiercze.
6. Gacek Z.: Zagrożenie piorunowe linii napowietrznych przesyłowo-rozdzielczych i przesyłowych. Automatyka Elektroenergetyczna, nr 4/2002.

7. Szpor S.: Ochrona odgromowa. Tom 1. Wiadomości podstawowe. WNT, Warszawa 1973.
8. Włodarski R., Bucholc J.: Linie kablowe bardzo wysokich napięć. Projektowanie i budowa. WNT, Warszawa 1979. ISBN 83-204-0094-5.
9. PN-EN 60071-1:2008 (wersja polska). Koordynacja izolacji -- Część 1: Definicje, zasady i reguły
10. Kosztaluk R.: Koordynacja izolacji sieci elektrycznych. Część 5 – sieci rozdzielcze i przesyłowe. INPE nr 56/2004. ISSN 1234-0081.

LIGHTNING HAZARD OF HIGH VOLTAGE POWER CABLE LINES

The work defines the main sources of overvoltage hazard of cable lines operated in the transmission system. We discussed the wave phenomena occurring at atmospheric discharges in different systems of power lines and their impact on the value of the overvoltages. The role of insulation coordination in protecting against overvoltages of HV devices have been presented.

Keywords: overvoltage hazard, overvoltage waves, cable lines, overhead line.

SPRAWDZANIE INSTALACJI ELEKTRYCZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA – PRZEGLĄD POSTANOWIEŃ NORMY PN-HD 60364-6:2016-07 W ZAKRESIE PRÓB I POMIARÓW

Stanisław CZAPP

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347-13-98 fax: 58 347-18-98, e-mail: stanislaw.czapp@pg.edu.pl

Streszczenie: W artykule omówiono zasady wykonywania prób i pomiarów w instalacjach elektrycznych niskiego napięcia. Dokonano przeglądu postanowień najnowszej normy dotyczącej sprawdzania instalacji i zwrócono uwagę na zmiany przez nią wprowadzone.

Słowa kluczowe: instalacje elektryczne, ochrona przeciwporażeniowa, próby i pomiary, sprawdzanie.

1. WSTĘP

W lipcu 2016 roku pojawiła się w zbiorze Polskich Norm norma *PN-HD 60364-6:2016-07 (wersja angielska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 6: Sprawdzanie* [1], która zastąpiła wersję z roku 2008 [2]. Lektura tej normy pozwala stwierdzić, że w porównaniu z poprzednią edycją pewne zmiany w postanowieniach nastąpiły, jednak nie są one rewolucyjne. Niniejszy artykuł przedstawia zasady wykonywania prób i pomiarów, podczas sprawdzania instalacji elektrycznych niskiego napięcia, i jest aktualizacją materiału zawartego w publikacji [3].

Podobnie jak w poprzedniej wersji normy PN-HD 60364-6 [2], najnowsza norma [1] wyróżnia następujące pojęcia związane z kontrolą stanu instalacji:

- sprawdzanie – wszystkie czynności, za pomocą których kontroluje się zgodność instalacji elektrycznej z odpowiednimi wymaganiami normy HD 60364. Sprawdzanie obejmuje oględziny, próby i protokołowanie;
- oględziny – kontrola instalacji elektrycznej za pomocą wszelkich zmysłów (wzrok, słuch, powonienie, dotyk). Przy oględzinach nie wykorzystuje się próbników ani mierników;
- próba – użycie środków (próbniaków, mierników), za pomocą których można zweryfikować stan instalacji w celu określenia stanów i wartości niewykrywalnych za pomocą oględzin;
- protokołowanie – zapisywanie wyników oględzin i prób;
- konserwacja – powiązanie wszystkich technicznych i administracyjnych czynności, łącznie z czynnościami nadzoru, mających na celu utrzymanie instalacji w stanie, w którym spełnia ona wymagane funkcje lub przywrócenie jej do tego stanu.

Zakres wykonywania prób i pomiarów przy sprawdzaniu okresowym jest podobny jak przy sprawdzaniu odbiorczym.

W ramach prób i pomiarów należy:

- a) sprawdzić ciągłość przewodów,
- b) zmierzyć rezystancję izolacji instalacji elektrycznej,
- c) sprawdzić ochronę za pomocą SELV, PELV lub separacji elektrycznej,
- d) zmierzyć rezystancję/impedancję podłóg i ścian,
- e) sprawdzić biegunowość,
- f) sprawdzić samoczynne wyłączanie zasilania,
- g) sprawdzić ochronę uzupełniającą,
- h) sprawdzić kolejność faz,
- i) wykonać próby funkcjonalne i operacyjne,
- j) sprawdzić spadek napięcia.

Czynności te zaleca się wykonać w podanej kolejności, a jeżeli wynik którejkolwiek próby jest niezadowolający, to próbę tę i próbę poprzedzającą (jeżeli wykryte uszkodzenie może mieć wpływ na jej wynik) należy powtórzyć po usunięciu uszkodzenia. W porównaniu z poprzednią wersją normy, zalecana kolejność wykonania tych prób zmieniła się nieznacznie. Obecnie biegunowość zaleca się sprawdzić przed sprawdzaniem samoczynnego wyłączania zasilania, a poprzednio – po sprawdzaniu ochrony uzupełniającej.

Według normy PN-HD 60364-6:2016-07 [1] wymaga się, aby przyrządy pomiarowe były dobierane zgodnie z postanowieniami wieloarkuszowej normy *PN-EN 61557 Bezpieczeństwo elektryczne w niskonapięciowych sieciach elektroenergetycznych o napięciach przemiennych do 1000 V i stałych do 1500 V. Urządzenia przeznaczone do sprawdzania, pomiarów lub monitorowania środków ochronnych*.

2. SPRAWDZANIE CIĄGŁOŚCI PRZEWODÓW

Próba ciągłości przewodów powinna być wykonana w odniesieniu do:

- przewodów czynnych – jeżeli obwód odbiorczy jest pierścieniowy,
- przewodów ochronnych – przy kontroli połączeń wyrównawczych głównych i miejscowych, a także wtedy, gdy rezygnuje się z pomiaru impedancji pętli zwarciowej lub pomiaru rezystancji uziemienia, co norma dopuszcza [1].

W ramach tej próby należy zmierzyć rezystancję przewodów [5]. Jej typowe wartości jednostkowe podano w załączniku A (informacyjnym) normy PN-HD 60364-6:2016-07 [1].

W porównaniu z poprzednią wersją [2], w aktualnej normie [1] pojawiło się nowe wymaganie – należy sprawdzić ciągłość połączenia przewodów z częściami przewodzącymi dostępnymi.

3. POMIAR REZYSTANCJI IZOLACJI

Podstawowym pomiarem, który powinien być wykonany podczas badania izolacji instalacji jest pomiar rezystancji izolacji i ewentualnie wielkości z nią związanych (np. pomiar prądu upływowego) [1, 3].

Zgodnie z wymaganiami normy PN-HD 60364-6:2016-07 [1] rezystancję izolacji należy zmierzyć:

- między przewodami czynnymi,
- między przewodami czynnymi a uziemionym przewodem ochronnym/ochronno-neutralnym (podczas pomiaru wszystkie przewody czynne mogą być zwarte ze sobą).

Wymagania te zostały zmodyfikowane i są zbliżone do wcześniejszych, zawartych w normie z roku 2000 (PN-IEC 60364-6-61:2000 [4]). Zatem powrócono do pomiaru między poszczególnymi parami przewodów czynnych oraz między przewodami czynnymi a ziemią, czyli przewodem PEN (PE).

Nie zmieniły się wymagania odnośnie do najmniejszej dopuszczalnej rezystancji izolacji oraz napięcia pomiarowego. Wartości te zawarto w tablicy 1.

Tablica 1. Najmniejsze dopuszczalne wartości rezystancji izolacji przewodów instalacji niskiego napięcia według kolejnych edycji normy 60364-6 [1, 2, 4]

Napięcie nominalne instalacji V	Napięcie pomiarowe V	Rezystancja izolacji MΩ		
		60364-6-61:2000	60364-6:2008	60364-6:2016-07
Obwody SELV lub PELV	250	0,25	0,5	0,5
Nie większe niż 500 V, w tym FELV	500	0,5	1,0	1,0
Większe niż 500 V	1000	1,0	1,0	1,0

W normie [1] pojawił się zapis, że przy sprawdzaniu okresowym pomiar rezystancji izolacji nie jest konieczny w instalacjach z monitorowaniem stanu izolacji, np. wykorzystującym urządzenia RCM (ang. *residual current monitor*) lub IMD (ang. *insulation monitoring device*). Należy jednak sprawdzić działanie tych urządzeń.

4. SPRAWDZANIE OCHRONY ZA POMOCĄ SELV, PELV LUB SEPARACJI ELEKTRYCZNEJ

Wymagania odnośnie do sprawdzania stanu ochrony za pomocą SELV, PELV lub separacji elektrycznej nie zmieniły się w stosunku do wymagań normy z roku 2008 [2].

W przypadku obwodów SELV należy wykonać pomiar rezystancji izolacji pomiędzy:

- częściami czynnymi obwodu SELV a częściami czynnymi innych obwodów,

- częściami czynnymi obwodu SELV a ziemią.

W przypadku obwodów PELV wykonuje się pomiar tylko między częściami czynnymi obwodu PELV a częściami czynnymi innych obwodów. Wartość napięcia pomiarowego oraz najmniejsza dopuszczalna rezystancja izolacji w obwodach SELV i PELV jest podana w tablicy 1.

W obwodach, w których zastosowano separację elektryczną i występuje tylko jeden odbiornik, wystarczający jest pomiar rezystancji izolacji pomiędzy:

- częściami czynnymi obwodu separowanego a częściami czynnymi innych obwodów,
- częściami czynnymi obwodu separowanego a ziemią.

Napięcie pomiarowe powinno wynosić 500 V, a najmniejsza dopuszczalna rezystancja izolacji wynosi 1,0 MΩ.

W obwodach separowanych z więcej niż jednym odbiornikiem, należy dodatkowo sprawdzić (pomiarowo lub obliczeniowo), czy w razie dwumiejscowego zwarcia, za pośrednictwem nieuziemionych przewodów wyrównawczych, nastąpi samoczynne wyłączenie zasilania w wymaganym czasie. Wymagania odnośnie do czasu wyłączenia są takie jak dla układu TN (tabl. 2).

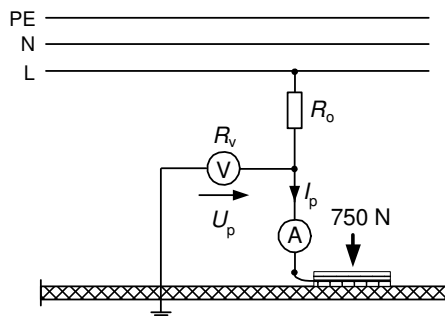
5. POMIAR REZYSTANCJI/IMPEDANCJI PODŁÓG I ŚCIAN

Pomiar rezystancji/impedancji podłóg i ścian wykonuje się w instalacjach, w których zastosowano izolowanie stanowiska jako środek ochrony przy uszkodzeniu. W każdym pomieszczeniu należy wykonać co najmniej trzy pomiary, w tym jeden pomiar w odległości około 1 m od części przewodzących obcych.

W instalacjach o napięciu przemiennym należy stosować napięcie pomiarowe przemiennie o wartości i częstotliwości napięcia roboczego. Dopuszcza się napięcie pomiarowe niższe, ale nie niższe niż 25 V. Jednak w takim wypadku wymaga się dodatkowo pomiaru rezystancji podłóg i ścian przy napięciu pomiarowym DC o wartości co najmniej:

- 500 V – w instalacji o napięciu nominalnym nie większym niż 500 V,
- 1000 V – w instalacji o napięciu nominalnym większym niż 500 V.

Jeżeli do pomiaru stosuje się napięcie większe niż 50 V, to dla celów bezpieczeństwa należy ograniczyć prąd pomiarowy do wartości nie większej niż 3,5 mA, np. poprzez włączenie dodatkowej rezystancji ograniczającej (rys. 1).



Rys. 1. Zasada pomiaru impedancji podłóg.

U_p – zmierzone napięcie względem ziemi, I_p – prąd pomiarowy, R_o – rezystancja ograniczająca prąd pomiarowy, R_v – rezystancja wewnętrzna woltomierza

Impedancję podłogi Z_p wyznacza się z następującej zależności (oznaczenia wyjaśniono w podpisie rys. 1):

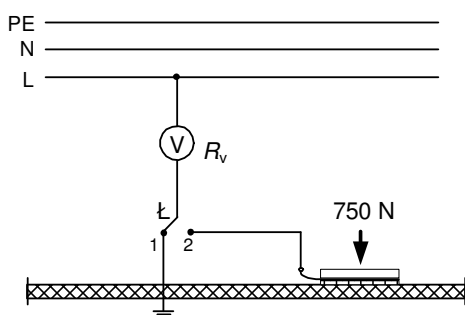
$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} \quad (1)$$

Rezystancja wewnętrzna woltomierza powinna wynosić co najmniej 1 M Ω .

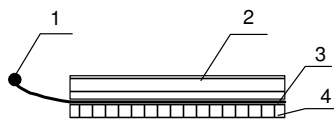
W przypadku instalacji napięcia stałego, pomiar rezystancji podłóg i ścian sprowadza się do wykonania pomiaru z wykorzystaniem napięcia pomiarowego DC, jak to wymieniono powyżej.

W instalacjach o napięciu przemiennym w praktyce stosuje się metodę woltomierzową lub metodę techniczną. Na rysunku 2 przedstawiono zasadę pomiaru rezystancji podłóg (stanowiska) z wykorzystaniem metody woltomierzowej.

a)



b)



Rys. 2. Sposób pomiaru rezystancji stanowiska/podłogi metodą woltomierzową: a) układ pomiarowy, b) budowa elektrody pomiarowej: 1 – zacisk przyłączeniowy, 2 – płyta z drewna lub tworzywa sztucznego, 3 – płyta metalowa, 4 – guma przewodząca, a w jej braku – zwilżona tkanina lub zwilżony papier

Układ jest zasilany napięciem AC 230 V. Rezystancję mierzy się pomiędzy elektrodą probierczą a przewodem ochronnym instalacji (uziemiałą konstrukcją). Elektroda o wymiarach (25x25) cm powinna być dociśnięta siłą 750 N do podłogi (250 N w przypadku ścian). Do stanowiska/podłogi powinna przylegać miękka część elektrody np. gumy przewodzącej lub zwilżonej tkaniny.

W metodzie tej mierzy się dwa napięcia:

U_1 – napięcie względem ziemi – łącznik Ł w położeniu 1,
 U_2 – napięcie na rezystancji wewnętrznej woltomierza R_v – łącznik Ł w położeniu 2.

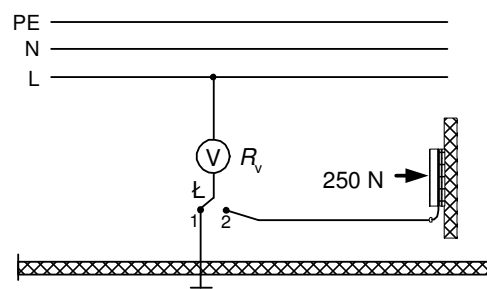
Szukaną rezystancję stanowiska/podłogi można obliczyć ze wzoru:

$$R_p = R_v \left(\frac{U_1}{U_2} - 1 \right) \quad (2)$$

Analogicznie należy wykonać pomiar rezystancji/impedancji ścian (rys. 3).

Do pomiaru rezystancji podłóg można użyć również innej elektrody [1]: metalowego statywu trójnożnego,

którego podpórki spoczywające na podłodze tworzą wierzchołki trójkąta równobocznego. Każda z podpórek zapewnia, po obciążeniu, odpowiednią styczność z badaną powierzchnią na płaszczyźnie o polu powierzchni około 900 mm². Rezystancja przejścia elektrody powinna wynosić około 5000 Ω .



Rys. 3. Sposób pomiaru rezystancji ściany metodą woltomierzową

Rezystancja/impedancja podłóg i ścian nie powinna być mniejsza niż:

- a) 50 k Ω , jeżeli napięcie nominalne instalacji nie przekracza 500 V,
- b) 100 k Ω , jeżeli napięcie nominalne instalacji przekracza 500 V.

Jeżeli warunki podane powyżej nie są spełnione, to, z punktu widzenia ochrony przeciwporażeniowej, te podłogi i ściany kwalifikuje się do części przewodzących obcych.

6. SPRAWDZANIE BIEGUNOWOŚCI

Próba biegunowości ma na celu sprawdzenie, czy łączniki jednobiegunowe nie są zainstalowane w przewodzie neutralnym obwodów, co jest niedopuszczalne. Przewód neutralny może być rozłączany, ale należy to zapewnić w taki sposób, aby styki bieguna neutralnego łącznika otwierały się nie wcześniej niż styki w biegunach fazowych, natomiast załączanie bieguna neutralnego powinno następować nie później niż biegunów fazowych [6]. Otwarcie jednobiegunowego łącznika w przewodzie neutralnym obwodu trójfazowego może doprowadzić do znacznej asymetrii napięć fazowych w instalacji i spowodować uszkodzenie odbiorników.

7. SPRAWDZANIE SKUTECZNOŚCI SAMOCZYNNEGO WYŁĄCZANIA ZASILANIA

7.1. Czas wyłączenia i warunek skuteczności ochrony

Ochrona przeciwporażeniowa przez samoczynne wyłączenie zasilania jest skuteczna, jeżeli podczas zwarcia L-PE (L-PEN):

- nastąpi wyłączenie zasilania w wymaganym przez normę czasie lub
- nie będą przekroczone napięcia dotykowe dopuszczalne długotrwałe.

Największe dopuszczalne czasy wyłączenia zasilania według normy [7] są podane w tabelicy 2.

W układzie TN największy dopuszczalny czas wyłączenia zasilania równy 5 s można przyjąć dla obwodów rozdzielczych oraz, pod pewnymi warunkami, dla obwodów odbiorczych o prądzie znamionowym większym niż 32 A.

W układzie TT największy dopuszczalny czas wyłączenia zasilania równy 1 s można przyjąć dla obwodów rozdzielczych oraz, pod pewnymi warunkami, dla obwodów odbiorczych o prądzie znamionowym większym niż 32 A.

Tablica 2. Największy dopuszczalny czas wyłączenia zasilania w sekundach [7]

Układ sieci	50 V < U _o ≤ 120 V		120 V < U _o ≤ 230 V		230 V < U _o ≤ 400 V		U _o > 400 V	
	AC	DC	AC	DC	AC	DC	AC	DC
TN	0,8	¹⁾	0,4	5	0,2	0,4	0,1	0,1
TT	0,3	¹⁾	0,2	0,4	0,07	0,2	0,04	0,1

¹⁾ Wyłączenie może być wymagane z innych powodów niż zagrożenie porażeniem,
U_o – napięcie instalacji względem ziemi.

Warunki skuteczności ochrony przeciwporażeniowej w poszczególnych układach sieci, z uwzględnieniem rodzaju urządzenia wyłączającego, przedstawiono w tablicy 3.

Tablica 3. Warunki skuteczności ochrony przeciwporażeniowej w układach sieci niskiego napięcia [7]

Układ sieci	Warunek skuteczności	Urządzenie wyłączające	Uwagi
TN	$Z_{sTN} \leq \frac{U_o}{I_a}$	nadprądowe lub różnicowoprądowe	
TT	$Z_{sTT} \leq \frac{U_o}{I_a}$	nadprądowe	
	$R_A \leq \frac{U_L}{I_a}$	różnicowoprądowe	
IT bez przew. N	$Z_{sIT} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot U_o}{2 \cdot I_a}$	nadprądowe	przy dwumiejscowym zwarciu z ziemią
IT z przew. N	$Z'_{sIT} \leq \frac{U_o}{2 \cdot I_a}$		

I_a – prąd wyłączający zabezpieczenia, A,
U_o – napięcie nominalne sieci względem ziemi (w układzie IT napięcie między fazą i punktem neutralnym), V,
U_L – napięcie dotykowe dopuszczalne długotrwale, V,
R_A – rezystancja uziemienia przewodu ochronnego, Ω,
Z_{sTN} – impedancja pętli zwarciowej w układzie TN obejmująca przewód skrajny i przewód ochronny, Ω,
Z_{sTT} – impedancja (rezystancja) pętli zwarciowej w układzie TT obejmująca uziemienie przewodu ochronnego odbiornika (odbiorników) i uziemienie w stacji zasilającej, Ω,
Z_{sIT} – impedancja pętli zwarciowej od źródła zasilania do rozpatrywanego odbiornika obejmująca przewód skrajny i przewód ochronny, Ω,
Z'_{sIT} – impedancja pętli zwarciowej od źródła zasilania do rozpatrywanego odbiornika obejmująca przewód neutralny i przewód ochronny, Ω

Jeżeli w obwodzie jest zastosowany wyłącznik różnicowoprądowy, to należy sprawdzić jego rzeczywisty prąd różnicowy zadziałania. Szczegóły związane z tym sprawdzaniem podano w punkcie 8 niniejszego opracowania.

Podobnie jak poprzednio [2], pomiar czasu zadziałania wyłącznika różnicowoprądowego jest wymagany tylko w następujących sytuacjach:

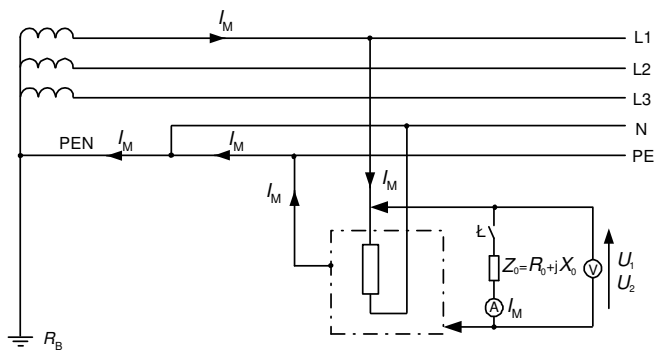
- w nowej instalacji zastosowano wyłączniki różnicowoprądowe z odzysku,
- wcześniej zainstalowane wyłączniki różnicowoprądowe mają chronić obwody, które właśnie rozbudowano lub przebudowano.

Pomiary te przeprowadza się tylko przy sprawdzaniu odbiorczym.

7.2. Pomiar impedancji pętli zwarciowej

Wartość impedancji pętli zwarciowej służy do oceny skuteczności ochrony przeciwporażeniowej w układzie TN, układzie IT (samoczynne wyłączanie zasilania przy zwarciu dwumiejscowym, jeżeli powstanie pętla metaliczna – uziemienie zbiorowe urządzeń) oraz w układzie TT, w którym jako urządzenia wyłączające zastosowano zabezpieczenia nadprądowe.

Opisana w aktualnej normie [1] metoda pomiaru impedancji pętli zwarciowej, to od dawna stosowana metoda wykorzystująca zasadę „sztucznego zwarcia”. Zasadę pomiaru w układzie TN przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Pomiar impedancji pętli zwarciowej w układzie TN

Mierzone są kolejno dwa napięcia: przed załączeniem obciążenia pomiarowego i po jego załączeniu. Obciążenie pomiarowe powinno zapewniać prąd pomiarowy wystarczająco duży, aby znaczna różnica mierzonych napięć gwarantowała wiarygodny wynik pomiaru. Impedancję mierzoną *Z* określa zależność:

$$Z = Z_0 \frac{U_1 - U_2}{U_2} = Z_0 \left(\frac{U_1}{U_2} - 1 \right) \quad (3)$$

gdzie: *Z* – impedancja mierzona, *Z₀* – impedancja obciążenia pomiarowego, *U₁* – napięcie przez załączeniem obciążenia pomiarowego, *U₂* – napięcie po załączeniu obciążenia pomiarowego.

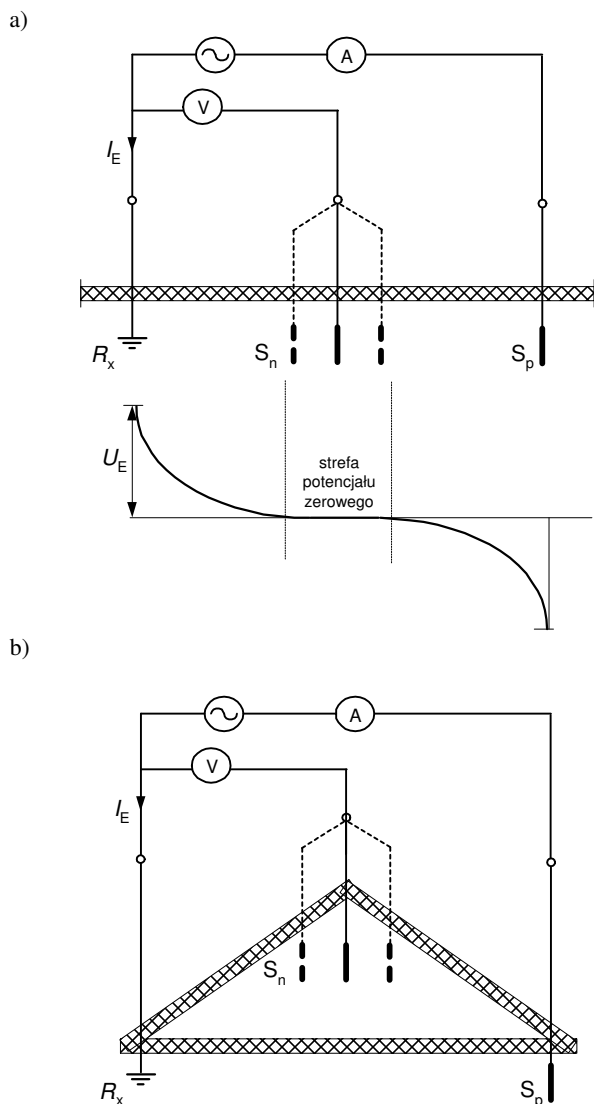
Należy podkreślić, że w aktualnej normie PN-HD 60364-6:2016-07 [1] zrezygnowano z zapisu zawartego w poprzedniej wersji, że pomiar impedancji pętli nie jest konieczny, jeżeli obwód jest chroniony wyłącznikiem różnicowoprądowym o *I_{Δn}* ≤ 500 mA. Obecnie zaznacza się, że pomiar impedancji zwarciowej powinien być wykonany tam, gdzie to możliwe, a jeżeli nie jest możliwy (np. z powodu zbyt dużego ryzyka zbędnego wyłączenia obwodu podczas pomiaru), to wystarczające jest sprawdzenie ciągłości przewodów ochronnych oraz wykonanie obliczeń impedancji pętli zwarciowej lub rezystancji przewodów ochronnych.

7.3. Pomiar rezystancji uziemienia

Opisywana w normie [1] zasada pomiaru rezystancji uziemienia to klasyczna metoda pomiarowa (rys. 5). Przepływający przez badane uziemienie *R_x* i uziom pomocniczy *S_p* prąd *I_E* wywołuje spadek napięcia *U_E* na rezystancji uziemienia *R_x*, który mierzy się woltomierzem wchodzącym w skład obwodu napięciowego. Istotnym elementem obwodu napięciowego jest sonda napięciowa *S_n*. Od jej prawidłowego umieszczenia zależy to, czy wynik

pomiaru będzie poprawny. Sonda napięciowa powinna się znajdować w strefie potencjału zerowego, tzw. ziemi odniesienia. Aby upewnić się co do tego, należy wykonać dwa dodatkowe pomiary umieszczając tę sondę raz bliżej, raz dalej od uziomu badanego (linie przerywane łączące się z sondą S_n na rys. 5).

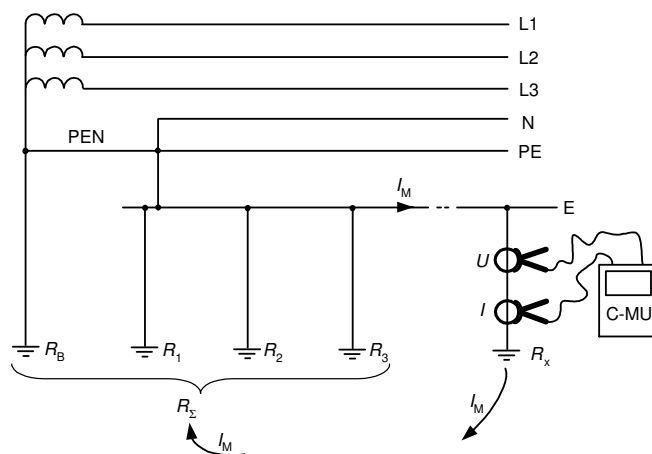
Nowością w normie [1] jest wskazanie rozmieszczenia sond w taki sposób, aby z uziomem badanym tworzyły trójkąt (rys. 5b). W praktyce ten sposób jest od dawna stosowany, a w niektórych przypadkach wręcz wymagany, aby uniknąć skutków sprzężeń elektromagnetycznych między przewodami pomiarowymi. Tak jest np. przy stosowaniu miernika udarowego [8]. Zgodnie z instrukcją użytkowania tego miernika, sondy pomiarowe powinny być rozmieszczone względem siebie pod kątem $(90 \div 180)^\circ$.



Rys. 5. Zasada pomiaru rezystancji uziemienia. Uziom badany i sondy pomiarowe rozmieszczone: a) w jednej linii, b) w układzie trójkąta

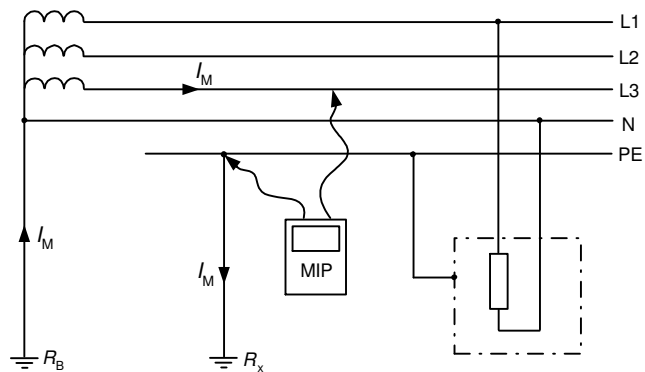
Podobnie jak w poprzedniej wersji normy, omawiany jest pomiar rezystancji uziemienia tzw. metodą cęgową (rys. 6). Ta metoda nie wymaga stosowania sondy prądowej ani sondy napięciowej. Miernik jest wyposażony w cęgowy transformator napięciowy, który indukuje napięcie w pętli obejmującej uziom badany R_x oraz pozostałe równoległe połączone uziomy o wypadkowej rezystancji uziemienia R_Σ . Drugi przetwornik cęgowy jest przekładnikiem prądowym

indukcyjnym, który mierzy prąd o częstotliwości pomiarowej (innej niż częstotliwość sieci). W układzie tym mierzy się sumę rezystancji $R_x + R_\Sigma$, zatem uzyskuje się wartość większą niż poszukiwana (błąd w kierunku bezpiecznym). Jeżeli wartość zmierzona nie przekracza dopuszczalnej, to nie ma konieczności wykonywania dokładniejszych pomiarów.



Rys. 6. Pomiar rezystancji pętli metodą cęgową. I_M – prąd pomiarowy, R_B – uziom w stacji zasilającej, R_x – uziom badany, R_1, R_2, R_3 – dodatkowe uziomy przyłączone do głównej szyny wyrównawczej, C-MU – cęgowy miernik uziemień

Zamiast klasycznego pomiaru rezystancji uziemienia można wykonać pomiar impedancji pętli zwarciowej. W tym przypadku też nie stosuje się sondy prądowej ani sondy napięciowej. Na rysunku 7 przedstawiono taki pomiar w instalacji o układzie TT. Mierzy się sumę rezystancji $R_B + R_x$. Podobnie jak poprzednio, jeżeli wartość zmierzona nie przekracza dopuszczalnej, to pomiar można uznać za wystarczający.



Rys. 7. Pomiar rezystancji pętli w układzie TT miernikiem impedancji pętli zwarciowej MIP

8. SPRAWDZANIE SKUTECZNOŚCI OCHRONY UZUPEŁNIAJĄCEJ

Ochronę uzupełniającą w razie dotyku bezpośredniego zapewniają wyłączniki różnicowoprądowe wysokoczułe ($I_{\Delta n} \leq 30$ mA). Zanim przystąpi się do pomiarów związanych z ochroną uzupełniającą, należy sprawdzić, czy zainstalowano wyłączniki w obwodach, w których taka ochrona jest wymagana.

Podstawowe wymaganie związane z ochroną uzupełniającą jest zawarte w normie PN-HD 60364-4-

41:2009 [7] – obwody gniazd wtyczkowych ogólnego przeznaczenia o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 20 A, które są użytkowane przez laików oraz obwody urządzeń przenośnych o znamionowym prądzie nieprzekraczającym 32 A użytkowane na wolnym powietrzu powinny być chronione za pomocą wyłączników różnicowoprądowych wysokoczułych ($I_{\Delta n} \leq 30$ mA).

Wymagań związanych z ochroną uzupełniającą jest więcej. Są one podane w arkuszach serii 700 normy PN-HD 60364. Poniżej przedstawiono wymagania z wybranych arkuszy tej serii:

- a) PN-HD 60364-7-701:2010 [9] – Wszelkie obwody w pomieszczeniach kąpielowych, nie tylko obwody gniazd wtyczkowych, powinny być objęte ochroną uzupełniającą za pomocą jednego lub większej liczby wyłączników różnicowoprądowych wysokoczułych ($I_{\Delta n} \leq 30$ mA).
- b) PN-HD 60364-7-703:2007 [10] – Wszystkie obwody sauny, z wyjątkiem obwodu ogrzewacza sauny, powinny być objęte ochroną uzupełniającą za pomocą jednego lub większej liczby wyłączników różnicowoprądowych wysokoczułych ($I_{\Delta n} \leq 30$ mA).
- c) PN-HD 60364-7-704:2010 [11] – Na terenie placu budowy i rozbiórki obwody gniazd wtyczkowych o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 32 A oraz inne obwody, z których zasila się urządzenia ręczne o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 32 A, powinny być chronione za pomocą wyłączników różnicowoprądowych wysokoczułych ($I_{\Delta n} \leq 30$ mA).
- d) PN-HD 60364-7-709:2010 [12] – W instalacjach na terenie portów jachtowych każde gniazdo wtyczkowe o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 63 A powinno być indywidualnie chronione za pomocą wyłącznika różnicowoprądowego o prądzie $I_{\Delta n} \leq 30$ mA.
- e) PN-HD 60364-7-714:2012 [13] – Urządzenia oświetleniowe budek telefonicznych, wiat przystankowych komunikacji publicznej, planów miast i miejscowości, reklam i podobne powinny być objęte ochroną uzupełniającą za pomocą wyłącznika różnicowoprądowego o prądzie $I_{\Delta n} \leq 30$ mA.
- f) PN-HD 60364-7-753:2014-12 [14] – Obwody zasilające grzejniki powinny być objęte ochroną uzupełniającą za pomocą wyłączników różnicowoprądowych o prądzie $I_{\Delta n} \leq 30$ mA.

W ramach próby należy sprawdzić, czy rzeczywisty prąd różnicowy zadziałania wyłącznika mieści się w dopuszczalnym przez normę paśmie rozrzutu. Badania wyłączników typu AC odbywają się przy prądzie różnicowym sinusoidalnym. Rzeczywisty prąd zadziałania wyłącznika powinien być większy niż $0,5I_{\Delta n}$, ale nie większy niż $I_{\Delta n}$ (dopuszcza się sprawdzenie próbniakiem wymuszającym prąd pomiarowy tylko o wartości $I_{\Delta n}$ – wyłącznik powinien zadziałać). Wyłączniki typu A zaleca się ponadto badać się przy prądach różnicowych jednokierunkowych pulsujących. Przy tych próbach dopuszcza się, aby rzeczywisty prąd różnicowy zadziałania mieścił się w szerszych granicach niż $(0,5+1)I_{\Delta n}$. W tabelicy 4 przedstawiono dane związane z dodatkowymi próbami wyłączników różnicowoprądowych typu A. Sprawdzenie wartości prądu, przy której wyzwala wyłącznik różnicowoprądowy, może odbywać się z wykorzystaniem prostego układu jak na rysunku 8. W przypadku wyłączników różnicowoprądowych typu B, zaleca się, aby miernik umożliwiał wymuszanie również prądu stałego o pomijalnym tętnieniu.

Tablica 4. Zakres dodatkowych prób wyzwalaenia wyłączników różnicowoprądowych typu A – badanie prądem jednokierunkowym [15, 16, 17]

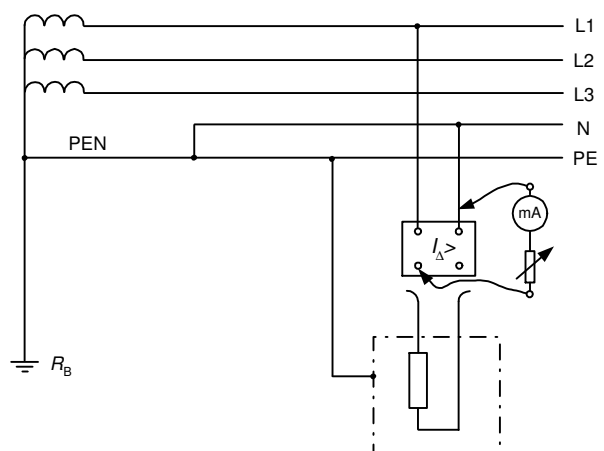
Kąt opóźnienia prądu α [°]	Prąd różnicowy	
	niezadziałania	zadziałania
0	$0,35I_{\Delta n}$	$1,4I_{\Delta n}^*$
90	$0,25I_{\Delta n}$	
135	$0,11I_{\Delta n}$	

* dla wyłączników różnicowoprądowych o $I_{\Delta n} < 30$ mA należy przyjmować $2I_{\Delta n}$

Dość kłopotliwe jest badanie wyłączników różnicowoprądowych typu F, które są przeznaczone do obwodów o prądzie różnicowym zawierającym wyższe harmoniczne (dotyczy to także wyłączników typu B nowej generacji). Zgodnie z normą [18], wyłączniki typu F oprócz prądu przemiennego o częstotliwości 50/60 Hz oraz prądów stałych pulsujących powinny wykrywać prąd odkształcony o parametrach podanych w tabelicy 5. Zdolność taką zaleca się potwierdzić pomiarowo. Niestety, obecnie na rynku nie ma miernika, który wymusza taki prąd odkształcony.

Tablica 5. Parametry prądu odkształconego, przy którym sprawdza się działanie wyłączników różnicowoprądowych typu F [18]

Składowe prądu			Początkowa wartość skuteczna liniowo narastającego prądu probierczego	Przedział, w którym powinien zadziałać wyłącznik
I_{fn}	I_{1kHz}	$I_{M(10Hz)}$	$I_{\Delta p}$	$I_{\Delta r}$
$0,138I_{\Delta n}$	$0,138I_{\Delta n}$	$0,035I_{\Delta n}$	$0,2I_{\Delta n}$	$(0,5+1,4)I_{\Delta n}$
I_{fn} – składowa harmoniczna o częstotliwości podstawowej (z reguły 50 Hz), I_{1kHz} – składowa harmoniczna o częstotliwości impulsowania przekształtnika (PWM 1 kHz), $I_{M(10Hz)}$ – składowa harmoniczna o częstotliwości podstawowej odniesienia (silnik zasilany z przekształtnika napięciem o częstotliwości 10 Hz), $I_{\Delta n}$ – znamionowy prąd różnicowy wyłącznika różnicowoprądowego przy częstotliwości znamionowej (z reguły 50 Hz)				



Rys. 8. Pomiar rzeczywistego prądu różnicowego zadziałania

Niezależnie od kształtu przebiegu prądu probierczego, badanie wyłącznika różnicowoprądowego należy wykonać

sposób następujący. Po odłączeniu instalacji odbiorczej od wyłącznika należy wymusić prąd różnicowy wykorzystując do tego rezystor nastawny. Miliamperomierz w jego obwodzie wskazuje wartość prądu różnicowego. Zmniejszając wartość rezystancji w obwodzie zwiększa się wartość prądu różnicowego aż do zadziałania wyłącznika (rys. 8). W praktyce najczęściej wykorzystuje się dostępne na rynku mierniki lub próbki (testery).

9. SPRAWDZANIE KOLEJNOŚCI FAZ

Ta próba jest konieczna w obwodach trójfazowych zasilających maszyny elektryczne, aby nie dopuścić do niewłaściwego kierunku wirowania ich wirników.

10. WYKONANIE PRÓBY FUNKCJONALNEJ I OPERACYJNEJ

Próby funkcjonalne są to próby działania sterownic, napędów, blokad, zabezpieczeń itp., które mają na celu sprawdzenie, czy urządzenia te są właściwie zainstalowane, zmontowane i nastawione. Przykładem są urządzenia do kontroli stanu izolacji oraz urządzenia do wyłączania awaryjnego lub zatrzymania awaryjnego.

11. SPRAWDZANIE SPADKU NAPIĘCIA

Należy sprawdzić, czy spadek napięcia nie przekracza wartości dopuszczalnych podanych w normie PN-HD 60364-5-52:2011 [19]. W przypadku zasilania instalacji bezpośrednio z sieci publicznej spadek napięcia nie powinien przekraczać:

- 3% w obwodach oświetleniowych,
- 5% w innych obwodach.

Zgodnie z normą [1] spadek napięcia można sprawdzić:

- wykonując pomiar impedancji pętli zwarciowej,
- wykonując pomiar napięcia przed i po załączeniu znanego obciążenia.

Alternatywnie, wartość spadku napięcia można określić obliczeniowo.

12. CZĘSTOŚĆ SPRAWDZANIA INSTALACJI

Przy ustalaniu częstości sprawdzania instalacji elektrycznych wiążące są wymagania Ustawy Prawo budowlane [20]. Zgodnie z tą ustawą kontrola instalacji elektrycznych, w zależności od narażeń środowiskowych, powinna być przeprowadzana:

- nie rzadziej niż co 5 lat,
- nie rzadziej niż co 1 rok,
- w szczególnych przypadkach dwa razy w roku.

Stanowi o tym zapis art. 62.1 Prawa budowlanego: „Obiekty budowlane powinny być w czasie ich użytkowania poddawane przez właściciela lub zarządcę kontroli:

- 1) okresowej, co najmniej raz w roku, polegającej na sprawdzeniu stanu technicznego:
 - a) elementów budynku, budowli i instalacji narażonych na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas użytkowania obiektu, (...)
- 2) okresowej kontroli, co najmniej raz na 5 lat, polegającej na sprawdzeniu stanu technicznego i przydatności do użytkowania obiektu budowlanego, estetyki obiektu budowlanego oraz jego otoczenia; kontrolą tą powinno być objęte również badanie instalacji elektrycznej

i piorunochronnej w zakresie stanu sprawności połączeń, osprzętu, zabezpieczeń i środków ochrony od porażeń, oporności izolacji przewodów oraz uziemień instalacji i aparatów,

- 3) okresowej w zakresie, o którym mowa w pkt. 1, co najmniej dwa razy w roku, w terminach do 31 maja oraz do 30 listopada, w przypadku budynków o powierzchni zabudowy przekraczającej 2000 m² oraz innych obiektów budowlanych o powierzchni dachu przekraczającej 1000 m², (...)

13. WNIOSKI

Najnowsza norma PN-HD 60364-6:2016-07 [1], dotycząca sprawdzania stanu instalacji elektrycznych niskiego napięcia, nie wprowadza zasadniczych zmian w zakresie prób i pomiarów w stosunku do wersji z roku 2008 [2]. Zmiany/uzupełnienia postanowień to raczej dostosowanie treści normy do aktualnego stanu wiedzy. W niektórych przypadkach zmiany te ułatwiają ocenę stanu instalacji elektrycznej.

14. BIBLIOGRAFIA

1. PN-HD 60364-6:2016-07 (wersja angielska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 6: Sprawdzenie.
2. PN-HD 60364-6:2008 (wersja polska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 6: Sprawdzenie.
3. Czapp S.: Kontrola stanu instalacji elektrycznych niskiego napięcia – przegląd aktualnych wymagań w zakresie prób i pomiarów. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 27, Gdańsk 2010, s. 105-114.
4. PN-IEC 60364-6-61:2000 (wersja polska) Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Sprawdzenie – Sprawdzenie odbiorcze.
5. PN-EN 61557-4:2007 (wersja angielska) Bezpieczeństwo elektryczne w niskonapięciowych sieciach elektroenergetycznych o napięciach przemiennych do 1000 V i stałych do 1500 V – Urządzenia przeznaczone do sprawdzania, pomiarów lub monitorowania środków ochronnych – Część 4: Rezystancja przewodów uziemiających i przewodów wyrównawczych.
6. PN-HD 60364-5-53:2016-02 (wersja polska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-53: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Aparatura rozdzielcza i sterownicza.
7. PN-HD 60364-4-41:2009 (wersja polska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed porażeniem elektrycznym.
8. Udarowy miernik uziemień, typ WG-407. Karta katalogowa.
9. PN-HD 60364-7-701:2010 (wersja polska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-701: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Pomieszczenia wyposażone w wannę lub prysznic.
10. PN-HD 60364-7-703:2007 (wersja polska) Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Część 7-703: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Pomieszczenia i kabiny zawierające ogrzewacze sauny.

11. PN-HD 60364-7-704:2010 (wersja polska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-704: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Instalacje na terenie budowy i rozbiórki.
12. PN-HD 60364-7-709:2010 (wersja angielska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-709: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Porty jachtowe oraz podobne lokalizacje.
13. PN-HD 60364-7-714:2012 (wersja angielska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-714: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Instalacje oświetlenia zewnętrznego.
14. PN-HD 60364-7-753:2014-12 (wersja angielska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-753: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Kable grzewcze i wbudowane systemy grzewcze.
15. IEC TR 60755:2008 General requirements for residual current operated protective devices. 2nd edition.
16. PN-EN 61008-1:2013 (wersja angielska) Wyłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego (RCCB) – Część 1: Postanowienia ogólne.
17. PN-EN 61557-6:2008 (wersja angielska) Bezpieczeństwo elektryczne w niskonapięciowych sieciach elektroenergetycznych o napięciach przemiennych do 1000 V i stałych do 1500 V – Urządzenia przeznaczone do sprawdzania, pomiarów lub monitorowania środków ochronnych – Część 6: Urządzenia różnicowoprądowe (RCD) w sieciach TT, TN i IT.
18. PN-EN 62423:2013-06 (wersja polska) Wyłączniki różnicowoprądowe typu F i typu B z wbudowanym zabezpieczeniem nadprądowym i bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego.
19. PN-HD 60364-5-52:2011 (wersja polska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Oprzewodowanie.
20. Ustawa Prawo budowlane z dnia 7 lipca 1994 r. (Dz.U. z 1994, Nr 89, poz. 414 z późn. zm.).

VERIFICATION OF LOW VOLTAGE ELECTRICAL INSTALLATIONS – A REVIEW OF THE PROVISIONS OF THE STANDARD PN-HD 60364-6:2016-07 RELATED TO TESTS

In the paper principles of testing of safety in low voltage systems, according to the standard PN-HD 60364-6:2016-07, are presented. The new provisions of the standard are compared with the provisions presented in the previous version: PN-HD 60364-6:2008. Main changes in these provisions are underlined. It may be concluded that the new standard introduces only slight modifications to the verification process.

Keywords: electrical installations, protection against electric shock, tests, verification.

STACJE 110 kV W AGLOMERACJACH MIEJSKICH

Waldemar DOŁĘGA

Politechnika Wroclawska, Wydział Elektryczny
tel.: 71 320-34-65, e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono wybrane aspekty dotyczące realizacji procesu budowy, stosowanych rozwiązań konstrukcyjnych oraz stosowanych systemów sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych 110 kV w aglomeracjach miejskich. Przedstawiono stacje elektroenergetyczne w aglomeracjach miejskich i określono ich rolę w złożonych lokalnych miejskich systemach elektroenergetycznych. Omówiono uwarunkowania formalno-prawne realizacji budowy miejskich stacji elektroenergetycznych 110 kV. Przeanalizowano stosowane w stacjach elektroenergetycznych w aglomeracjach rozwiązania konstrukcyjne oraz systemy sterowania i nadzoru.

Słowa kluczowe: stacja elektroenergetyczna, aglomeracja miejska, rozwiązanie konstrukcyjne, system sterowania i nadzoru.

1. WPROWADZENIE

Stacje elektroenergetyczne w aglomeracjach miejskich wchodzą w zakres bardzo złożonych lokalnych miejskich dystrybucyjnych systemów elektroenergetycznych i mają kluczowe znaczenie dla jego funkcjonowania. Decydują w znacznej mierze o jakości, niezawodności i pewności dostawy energii elektrycznej w miastach.

Przykładowo, system elektroenergetyczny Warszawy obejmuje 51 stacji 110/15 kV (42 – energetyki zawodowej, 9 przemysłowych) i 5376 stacji 15/0,4 kV [22].

W aglomeracjach miejskich spotyka się stacje 110 kV i stacje SN. Z racji funkcji jakie pełnią w systemie elektroenergetycznym stacje 110kV/SN lub 110kV/SN/SN to stacje GPZ (Główny Punkt Zasilania) lub RPZ (Rejonowy Punkt Zasilania), natomiast stacje SN/SN to stacje RSM (Rozdzielnia Sieciowa Miejska), a stacje SN/nN to stacje PT (Punkt Transformatorowy) [9].

Stacje 110kV w aglomeracjach miejskich realizuje się jako: napowietrzne, wewnętrzne lub kontenerowe.

Rozwiązania techniczne i konstrukcyjne stosowane w stacjach 110 kV podobnie jak w innych stacjach elektroenergetycznych muszą spełniać określone wymagania. Obejmują one m.in.: dostateczną niezawodność pracy stacji, łatwość eksploatacji, spełnienie wymagań dotyczących warunków zasilania odbiorców (rezerwowanie zasilania), możliwość łatwej rozbudowy, bezpieczeństwo personelu obsługującego oraz możliwie najmniejsze nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne [9]. Wymagania te muszą być spełnione zarówno w warunkach pracy normalnej jak i zakłóceń.

Stacje 110kV w aglomeracjach miejskich należą najczęściej do operatorów systemów dystrybucyjnych.

W przypadku aglomeracji warszawskiej jest to innogy Stoen Operator Sp.z o.o., poznańskiej - ENEA Operator Sp. z o.o., gdańskiej - ENERGA-OPERATOR S.A., łódzkiej - PGE Dystrybucja S.A., a w przypadku aglomeracji krakowskiej wrocławskiej i śląskiej jest to TAURON Dystrybucja S.A.

2. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE REALIZACJI BUDOWY STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Realizacja inwestycji związanej z budową nowej stacji 110 kV w aglomeracji miejskiej wymaga przygotowania złożonej dokumentacji na potrzeby procesu decyzyjnego z nią związanego. Prace te obejmują zagadnienia techniczno-ekonomiczne oraz formalno-prawne. Przy czym zagadnienia formalno-prawne stanowią najistotniejszą i najdłuższą stronę przygotowania realizacji inwestycji [8].

Podstawowe etapy realizacji procedur formalno-prawnych w przypadku inwestycji dotyczących stacji elektroenergetycznych obejmują:

- ujęcie inwestycji w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy,
- wprowadzenie inwestycji do miejscowego planu zagospodarowania terenu lub ustalenie lokalizacji inwestycji celu publicznego w drodze decyzji,
- uzyskanie pozwolenia na budowę,
- uzyskanie pozwolenia na użytkowanie inwestycji (po zakończeniu budowy) [8].

Ujęcie inwestycji w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy i wprowadzenie inwestycji do miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego gminy odbywa się na podstawie ustawy [4].

Uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę jest realizowane w oparciu o ustawę [2] i wymaga:

- opracowania projektu przez projektantów posiadających stosowne uprawnienia,
- opracowania raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko,
- uzyskania wymaganych uzgodnień, opinii i pozwoleń dla rozwiązań projektowych, wynikających m.in. z: przepisów ochrony środowiska, o ochronie gruntów rolnych i leśnych, przepisów przeciwpożarowych, o ewidencji uzbrojenia podziemnego i innych; uzyskania prawa do dysponowania nieruchomością na cele budowlane; przeprowadzenia postępowania w sprawie oceny oddziaływania

na środowisko planowanej inwestycji i uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach [8].

W obecnym stanie prawnym realizacja budowy nowej stacji 110 kV w aglomeracji miejskiej wymaga stosowania się przez inwestorów (operatorów systemów) do postanowień zawartych w bardzo wielu ustawach, szczegółowych aktach wykonawczych do tych ustaw, w formie rozporządzeń opracowanych przez właściwych Ministrów, oraz wielu przepisów szczegółowych, wytycznych i norm. Zagadnienie to szczegółowo przedstawiono m.in. w publikacji [8].

Wśród wspomnianych ustaw znajduje się grupa ustaw dotyczących ochrony środowiska, które określają aspekty środowiskowe przygotowania i realizacji inwestycji elektroenergetycznych. Obejmują one m.in. ustawy: [2,3,4,5,6,7]. Ponadto bardzo duży nacisk na ochronę środowiska zawarty jest również w kluczowej dla funkcjonowania sektora elektroenergetycznego ustawie - prawo energetyczne [1]. Postanowienia zawarte w tych ustawach wprowadzają rozwiązania i procedury dotyczące ochrony środowiska. Konieczne jest m.in. przeprowadzenie postępowania związanego z oceną oddziaływania na środowisko przyrodnicze planowanego przedsięwzięcia inwestycyjnego z udziałem społeczeństwa i uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji.

Wśród wymienionych ustaw znajduje się również grupa ustaw, które wprowadzają aspekty społeczne przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych. Obejmują one m.in. ustawy: [2,3,4,5]. Postanowienia zawarte w tych ustawach wprowadzają rozwiązania i procedury które wymagają konsultacji społecznych i akceptacji społeczności lokalnej dla procesu realizacji budowy nowych stacji elektroenergetycznych. Akceptacja społeczna jest szczególnie istotna w sprawach dotyczących: ujęcia inwestycji w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, uchwalenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego gminy i pozyskania decyzji środowiskowej [8].

Nadmierne rozproszenie i skomplikowanie przepisów dotyczących procesu budowy nowych stacji elektroenergetycznych oraz utrudnienia z nich wynikające przyczyniają się do powstania wielu barier formalno-prawnych, środowiskowych i społecznych skutecznie ograniczających szybkość i efektywność procesu inwestycyjnego dla tych obiektów oraz do znacznego obciążenia finansowego operatorów systemów z tytułu realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego.

Na skutek niejednoznaczności i sprzeczności przepisów oraz odmiennej ich interpretacji przez organy administracji samorządowej, skomplikowanych procedur, wielu stron uczestniczących na wszystkich etapach postępowania i pogodzenia ich różnych interesów czas trwania procedur formalno-prawnych koniecznych do uzyskania pozwolenia na budowę może wynieść nawet kilka lat w przypadku wykorzystania przez właścicieli i użytkowników terenów procedur odwoławczych [10]. Taki stan wynika również z konieczności pozyskania terenów dla potrzeb budowy nowej stacji elektroenergetycznej często od różnych właścicieli gruntów oraz sąsiedztwa planowanej lokalizacji stacji elektroenergetycznej z obszarami należącymi do wielu właścicieli i użytkowników gruntów. Ponadto stacje elektroenergetyczne 110 kV należą do przedsięwzięć, które mogą znacząco negatywnie oddziaływać na środowisko przyrodnicze, co powoduje powstawanie wielu konfliktów

społecznych już na etapie ich lokalizacji. Potencjalne oddziaływanie środowiskowe stacji 110 kV w aglomeracji miejskiej obejmuje m.in.: oddziaływanie pól elektromagnetycznych, wpływ na krajobraz, wpływ na klimat akustyczny, wpływ na wodę (podziemną i powierzchniową), wpływ na jakość gleb, wpływ na zwierzęta i rośliny oraz wpływ na zdrowie ludzi [10]. Przyczyną wagi tych czynników jest zróżnicowana w zależności od miejsca lokalizacji stacji i wymusza konieczność zastosowania odpowiedniego rozwiązania konstrukcyjnego.

3. ROZWIĄZANIA KONSTRUKCYJNE STACJI 110 kV W AGLOMERACJI MIEJSKIEJ

Decyzja o wyborze rozwiązania konstrukcyjnego stacji 110 kV w aglomeracji miejskiej zależy, obok wspomnianych już uwarunkowań środowiskowych, od takich elementów jak: możliwość pozyskania terenu i koszty terenu pod budowę stacji elektroenergetycznej, warunki architektoniczne otoczenia i ograniczenie terenu przeznaczonego pod budowę stacji oraz konieczność nawiązania do istniejącej zabudowy, co wymaga zrealizowania stacji wewnętrznej z budynkiem o architekturze komponującej się z otoczeniem [10].

Ponadto inwestorem i zarazem przyszłym użytkownikiem nowych stacji 110 kV w aglomeracji miejskiej są przeważnie, jak wspomniano, operatorzy systemów dystrybucyjnych dla których jednym z najważniejszych zadań jest stałe obniżanie kosztów eksploatacyjnych [11]. Dlatego przy wyborze rozwiązania technicznego takiej stacji oprócz bezpośrednich kosztów związanych z budową uwzględnia się również kryteria eksploatacyjne uwzględniające takie elementy jak: awaryjność, okresy przeglądów czy żywotność urządzeń.

Czynniki lokalizacyjne przy wyborze rozwiązania konstrukcyjnego stacji 110 kV w aglomeracji miejskiej obejmują:

- mały koszt pozyskania terenu,
- zapewnienie rozbudowy stacji przez zarezerwowanie odpowiedniego terenu,
- możliwość dostosowania stacji do otoczenia pod względem architektonicznym,
- możliwie centralne położenie w stosunku do stacji zasilanych i odbiorców,
- łatwość wyprowadzenia linii napowietrznych i kablowych ze stacji,
- możliwie najmniejszy obszar dotknięty skutkami zakłóceń występujących w stacji,
- korzystne rozwiązanie stacji pod względem nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji [10].

Zlokalizowanie stacji elektroenergetycznej 110 kV w aglomeracjach miejskich często stanowi poważny problem, bowiem wywołuje zakłócenia funkcjonalne zarówno w bezpośrednim jak i dalszym sąsiedztwie stacji. Trudno jest uzyskać dla lokalizacji takiej stacji możliwie centralne położenie w stosunku do stacji zasilanych i odbiorców z racji wysokiej zabudowy i dużej koncentracji mocy odbieranej na stosunkowo małym obszarze [10].

W stacjach należących do krajowych operatorów systemów dopuszczalne układy konstrukcyjne w rozdzielniach 110 kV obejmują:

- napowietrzne otwarte z szynami linkowymi,
- napowietrzne otwarte z szynami rurowymi,

- napowietrzne otwarte modułowe – z zastosowaniem rozwiązań kompaktowych,
- napowietrzne hybrydowe – zintegrowane pola z izolacją gazową przyłączane do klasycznych szyn zbiorczych,
- napowietrzne z izolacją gazową SF₆,
- wewnętrzne z izolacją gazową SF₆ [21,22,25].

W przypadku braku możliwości zrealizowania rozwiązania napowietrzego otwartego przewiduje się zastosowanie rozdzielni hybrydowej lub wewnętrznej z izolacją gazową SF₆ [11].

Rozdzielnice GIS stosowane w stacjach 110 kV w aglomeracjach miejskich mają budowę odmienną niż w przypadku rozwiązań napowietrznych. Zastosowano w nich jako medium izolacyjne gaz SF₆ który pełni funkcje zarówno czynnika izolującego jak i czynnika służącego do gaszenia łuku elektrycznego. Każda rozdzielnica GIS składa się z komór gazowych, w których zlokalizowane są urządzenia elektroenergetyczne. Komory gazowe są rozdzielone między sobą grodziami gazoszczelnymi, a ciśnienie gazu jest monitorowane. Obudowa komór wytwarzana jest ze specjalnie zaprojektowanego pod względem wytrzymałościowym i szczelności stopu aluminium.

Zasadniczo rozdzielnice GIS można podzielić na rozdzielnice w obudowie: jednobiegunowej (każda faza jest rozmieszczona w osobnej obudowie, rozdzielnice zajmują znacznie większą powierzchnię) oraz trójbiegunowej (wszystkie fazy są rozmieszczone w osobnej obudowie) [9]. Te ostatnie są stosowane w stacjach 110 kV w aglomeracjach miejskich.

Na świecie jest kilkunastu producentów rozdzielnic GIS. Należą do nich m.in. ABB, Siemens, GE/Alstom, Elektrobudowa Konin, Koncar, GANZ, Hyosung i Mitsubishi Electric. Przy czym w kraju w aglomeracjach miejskich spotyka się rozwiązania firm: ABB, Siemens, GE/Alstom i Elektrobudowa Konin [10]. Najbardziej popularne to rozdzielnice GIS 110 kV: typu ELK 04 firmy ABB [17], 8DN8 firmy Siemens [24] oraz Optima 145 firmy Elektrobudowa Konin [18]. Wśród wielu nowych krajowych stacji 110 kV z rozdzielnicą GIS 110 kV znajdują się m.in. nowoczesne bezobsługowe stacje elektroenergetyczne RPZ Stadion 110/15 kV i RPZ Wilanów 110/15 kV w Warszawie, GPZ R-111 Wilcza 110/20 kV we Wrocławiu [10].

Rozdzielnice GIS odznaczają się całą gamą zalet. Należą do nich: elastyczność rozwiązania, oszczędność miejsca, kompaktowość, wysoka niezawodność i bezpieczeństwo pracy, duża trwałość, modułowa konstrukcja z możliwością łatwej rozbudowy, ułatwiona obsługa oraz dostępność dodatkowych komponentów. Podstawową wadą tych rozdzielnic jest niestety znaczny koszt ich realizacji (średnio dwukrotnie większy od rozwiązań napowietrznych) [10].

W uzasadnionych ekonomicznie przypadkach są również budowane stacje w technologii HIS (stacje z aparaturą o wysokim stopniu integracji), np. do zasilania centrów finansowo-biurowych w aglomeracjach miejskich, gdzie wysokie wymagania zasilania wymagają stosowania rozwiązań o najwyższej dostępnej niezawodności zasilania [11].

Wprowadzenia linii 110 kV do stacji wewnętrznych 110 kV są z reguły kablowe, a linie napowietrzne kończą się w pewnej odległości od stacji, tym większej im bliżej centrum aglomeracji zlokalizowana jest taka stacja. We wszystkich nowych projektach jest zauważalna

tendencja do redukcji liczby aparatów i rezygnacji z budowy pól w układzie klasycznym [11]. Nie powoduje to jednak obniżenia funkcjonalności pierwotnych i wtórnych obwodów stacyjnych.

Rozdzielnie napowietrzne otwarte modułowe w stacjach 110 kV zbudowane są na bazie pól kompaktowych i aparatów wielofunkcyjnych.

Na świecie jest wielu producentów rozdzielnic napowietrznych modułowych. Należą do nich renomowane koncerny branży elektrotechnicznej: ABB, Siemens, GE/Alstom itd. Przy czym w kraju w aglomeracjach miejskich spotyka się głównie rozwiązania firm ABB i Siemens [10]. Najbardziej popularne to rozdzielnice 110 kV wykorzystujące moduły PASS lub COMPASS firmy ABB [13] oraz Simover C lub Simobreaker firmy Siemens [15]. Te kompaktowe moduły są bardzo dobrym rozwiązaniem dla rozdzielni napowietrznej 110 kV w sytuacji, gdy występują ograniczenia powierzchni. Dzięki ich zastosowaniu wymagana powierzchnia rozdzielni w porównaniu z rozwiązaniami konwencjonalnymi jest mniejsza o ok. 60% w przypadku wykorzystania modułów PASS lub 50% w przypadku wykorzystania modułów COMPASS [13].

Moduł kompaktowy PASS M0 jest równoważny polu rozdzielczemu 110 kV i może zawierać następujące elementy: wyłączniki (1 lub 2), odłączniko-ziemniki (1 lub 2), przepustowe przekładniki prądowe, przekładniki napięciowe w izolacji gazowej i silikonowe izolatory przepustowe [17]. Wszystkie części aktywne w module umieszczone są w szczelnym, uziemionym zbiorniku aluminiowym, wypełnionym sprężonym gazem SF₆.

Moduł kompaktowy COMPASS M0 zawiera wysuwany wyłącznik SF₆ z komorami łukowymi w układzie poziomym i wielordzeniowe elektromagnetyczne przekładniki prądowe z izolacją SF₆ [14].

Moduł kompaktowy Simover C jest rozwiązaniem w którym występuje ruchomy wyłącznik oraz widoczne i bezpieczne przerwy odłącznikowe w powietrzu (uzyskane dzięki ruchowi całego wyłącznika) [15].

Moduł kompaktowy Simobreaker jest rozwiązaniem z odłącznikiem obrotowym, w którym pole jest zbudowane z umieszczonych na wspólnej ramie następujących aparatów: wyłącznika z izolacją SF₆, przekładnika prądowego lub kombinowanego, odłącznika poziomo-obrotowego, napędu silnikowego odłącznika i uziemnika [16].

Rozwiązania modułowe odznaczają się szeregiem zalet. Należą do nich: znaczne zmniejszenie powierzchni terenu zajmowanego przez rozdzielnię w stosunku do rozwiązań konwencjonalnych, uproszczenie projektu rozdzielni dzięki zastosowaniu rozwiązań typowych pól, skrócenie czasu budowy oraz obniżenie kosztów inwestycji, zwiększenie przejrzystości układu rozdzielni, większa niezawodność pracy dzięki zintegrowaniu wielu funkcji w jednym urządzeniu, zwiększenie bezpieczeństwa obsługi, szybka i skuteczna reakcja w przypadku awarii elementu pola kompaktowego (naprawa polega na wymianie całego pola lub uszkodzonego modułu, elementu), ograniczenie prac montażowych, ograniczenie koniecznych prac serwisowych oraz poprawa estetyki [10].

4. SYSTEMY STEROWANIA I NADZORU STACJI 110 kV W AGLOMERACJI MIEJSKIEJ

Proces prowadzenia ruchu w stacji 110 kV w

aglomeracji miejskiej realizowany przez dyspozytora jest skomplikowany i złożony. Z jednej strony stale zwiększa się liczba i rodzaj zainstalowanych urządzeń i aparatów w takich stacjach, złożoność układów pracy, a z drugiej - następuje ciągły wzrost wymagań stawianych obsłudze w zakresie sterowania i nadzoru oraz bardzo silny nacisk na niezawodność pracy takiej stacji, pewność i bezpieczeństwo dostawy energii dla odbiorców z niej zasilanych. Istotną pomoc dla dyspozytora stanowią obecnie systemy sterowania i nadzoru (SSiN) stacji elektroenergetycznych, które umożliwiają m.in. ciągłe nadzorowanie pracy stacji i współdziałanie z układami automatyki zabezpieczeniowej, układami sterowania, blokad i sygnalizacji [12]. Systemy te uwzględniają specyfikę stacji 110 kV w aglomeracji miejskiej w których z jednej strony występuje duża różnorodność układów ze względu na wiele wersji urządzeń i elementów systemu podlegających ochronie, a z drugiej są stosowane urządzenia wytwarzane przez różne firmy zarówno krajowe jak i zagraniczne. Dodatkowo w takich stacjach występują obok nowych urządzeń i układów, modernizacje już istniejących, przy jednoczesnym istnieniu sprawnie działających urządzeń i aparatów zainstalowanych w przeszłości [9].

Standardowe funkcjonalności SSiN obejmują następujące takie obszary jak: SCADA/HMI, sygnalizacja i pomiary, sterowania i blokady, automatyki, łącze inżynierskie, synchronizacja czasu, redundancja i diagnostyka [12].

SCADA (ang. *Supervisory Control and Data Acquisition*) ogólnie stanowi system wspomagający zarządzanie procesami technologicznymi przebiegającymi na obiekcie, którym w analizowanym przypadku jest stacja elektroenergetyczna 110 kV [12].

SCADA jest centralnym elementem systemu sterowania i nadzoru odpowiedzialnym za zbieranie i archiwizację danych oraz umożliwiającym wykonywanie zdalnych sterowań. Wszystkie te dane są udostępniane dla graficznego interfejsu użytkownika HMI (ang. *Human-Machine Interface*), gdzie są prezentowane w formie wizualizacji.

Podstawowe możliwości systemu SCADA/HMI obejmują: przybliżanie i oddalanie widoku; „odszerzanie” informacji przy oddalaniu widoku; obsługę wielu ekranów; zarządzanie alarmami (sygnalizację wizualną i dźwiękową oraz kwitowanie); zarządzanie kontami użytkowników; zarządzanie notatkami; eksport danych do plików oraz administrację i diagnostykę systemu [12].

Rozwiązania systemów sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych zasadniczo dzieli się na: standardowe, zaawansowane i kompleksowe.

Standardowe SSiN są rozwiązaniami najtańszymi, posiadają jedynie podstawowe funkcje systemowe i opierają się na najprostszych architekturach sieciowych (głównie komunikacja szeregową) [12].

Zaawansowane SSiN posiadają dodatkowe funkcjonalności, takie jak np. redundancja, zaawansowane technologie sieciowe, łącze inżynierskie itp. Ukierunkowane są na większą bezawaryjność i optymalizację przepływu danych.

Kompleksowe SSiN posiadają szeroką gamę funkcjonalności i obejmują kilka stacji. Stosuje się w nich najnowsze i najlepsze technologie i urządzenia. Systemy te umożliwiają również integrację z systemami obsługującymi

inne procesy technologiczne w przedsiębiorstwie energetycznym.

Systemy sterowania i nadzoru w swojej pełnej wersji umożliwiając dla stacji 110 kV w aglomeracji miejskiej: prezentację sieci i stacji elektroenergetycznej, prezentację stanu urządzeń stacyjnych, selekcję obiektów, realizację operacji makietowych, prowadzenie dziennika dyspozytorskiego i list informacyjnych, sterowanie (blokady i uprawnienia), przekazywanie kompetencji, analizę bilansów, prezentację układu normalnego, wykorzystanie symulatora treningowego, eksport danych, prowadzenie rejestrów i dzienników operacyjnych, sygnalizację świetlną i akustyczną alarmów, stosowanie profili użytkownika, administrację i diagnostykę systemu, realizację wykresów, analizę topologiczną i prezentację braku zasilania [12].

W stacjach 110 kV w aglomeracjach miejskich są obecnie powszechnie stosowane różnorodne systemy sterowania i nadzoru, które umożliwiają wspomaganie, nadzorowanie i kierowanie pracą stacji. Do najczęściej stosowanych przez krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych należą systemy: SYNDIS [20], WindEx [19] i PACiS [23].

5. WNIOSKI

Stacje 110 kV w aglomeracjach miejskich posiadają bardzo zróżnicowaną budowę. Wynika to z konieczności optymalizacji rozwiązania technicznego – ekonomicznego takiej stacji przez operatora systemu dystrybucyjnego. Przy projektowaniu i wyborze rozwiązania konstrukcyjnego stacji bierze się pod uwagę zarówno względy inwestycyjne jak i eksploatacyjne. Należą do nich m.in.: liczba instalowanych aparatów rozdzielczych, zajmowany teren, możliwość etapowej budowy, niezawodność, elastyczność oraz wymagania wynikające z roli danej stacji w lokalnym systemie dystrybucyjnym aglomeracji miejskiej.

Do budowy stacji 110 kV w aglomeracjach miejskich zalecane są rozdzielnice GIS. Mogą spełniać różnorodne wymogi architektoniczne, być zlokalizowane w centrach aglomeracji, blisko budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej oraz w miejscach w których jest wymagane ograniczenie powierzchni terenu zajmowanego przez stację elektroenergetyczną. Rozdzielnice w izolacji SF₆ cechują się wieloma zaletami w porównaniu z tradycyjnymi napowietrznymi rozwiązaniami stacji wyposażonymi w aparaturę stacyjną w izolacji powietrznej. Należą do nich przede wszystkim: duża niezawodność, niskie koszty eksploatacyjne oraz duża trwałość.

Budowa stacji napowietrznych 110 kV w aglomeracjach miejskich wymaga stosowania nowoczesnych rozwiązań modułowych lub hybrydowych (z aparaturą o wysokim stopniu integracji), aby maksymalnie ograniczyć powierzchnię niezbędną do budowy stacji.

Przy doborze rozwiązań stacji elektroenergetycznych 110 kV w aglomeracjach miejskich należy zwracać szczególną uwagę na koszty eksploatacyjne i dążyć do ich maksymalnego ograniczenia. Uzyskuje się to m.in. poprzez ograniczenie powierzchni terenów zajmowanych przez stacje i stosowanie kompaktowych rozwiązań modułowych. Rozdzielnice modułowe zajmują obszar średnio o 40 – 60% mniejszy niż klasyczne rozdzielnice napowietrzne. Kompresję tych rozwiązań uzyskuje się przez zintegrowanie funkcji spełnianych przez kilka aparatów w jednym rozwiązaniu konstrukcyjnym. Stacje elektroenergetyczne z rozdzielnicami modułowymi w porównaniu

z rozwiązaniami tradycyjnymi wymagają mniejszej liczby odłączników, fundamentów, konstrukcji wsporczych i połączeń elektrycznych, mają krótszy czas montażu, mają niższe koszty eksploatacji oraz zapewniają większe bezpieczeństwo obsługi dzięki redukcji liczby przeglądów i konserwacji.

W stacjach 110 kV w aglomeracjach miejskich powszechnie stosuje się systemy sterowania i nadzoru, które umożliwiają uzyskanie ogromnych korzyści zarówno dla operatorów systemów dystrybucyjnych jak i odbiorców energii.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.).
2. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane (Dz. U. z 1994 r., Nr 89, poz. 414 z późn. zm.).
3. Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2001 r., Nr 62, poz. 627 z późn. zm.).
4. Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. - O planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2003 r., Nr 80, poz. 717 z późn. zm.).
5. Ustawa z dnia 3 października 2008 r. - O udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z 2008 r., Nr 199, poz. 1227).
6. Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. - O ochronie przyrody (Dz.U. z 2004 r., Nr 92, poz. 880 z późn. zm.).
7. Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. - O ochronie gruntów rolnych i leśnych (Dz.U. z 1995 r., Nr 16, poz. 78 z późn. zm.).
8. Dołęga W.: Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2013.
9. Dołęga W.: Stacje elektroenergetyczne. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2007.
10. Dołęga W. Nowoczesne stacje elektroenergetyczne w aglomeracjach miejskich. Energetyka, nr 8, sierpień 2016, str. 473-476.
11. Dołęga W. Stacje wysokich napięć – wybrane aspekty doboru schematów głównych i rozwiązań konstrukcyjnych. Elektro Info, nr 12 grudzień 2016, str. 73-75.
12. Dołęga W. Systemy sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych. Elektro Info, nr 3 marzec 2016, str. 24-29.
13. Materiały informacyjne firmy ABB: Nowoczesne rozwiązania stacji i systemów elektroenergetycznych. Warszawa 2010.
14. Materiały informacyjne firmy ABB: COMPASS Rozwiązania dla stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Kraków 2004.
15. Materiały informacyjne firmy Siemens: SIMOBREAKER and SIMOVER – Space-saving air-insulated switchgear. Erlangen 2008.
16. Materiały informacyjne firmy Siemens: High-voltage substations. Siemens Energy Sector – Power Engineering Guide – Edition 7. Erlangen 2013.
17. www.abb.pl [Dostęp 25.08.2017].
18. www.elbudowa.com.pl [Dostęp 25.08.2017].
19. www.elkomtech.com.pl [Dostęp 25.08.2017].
20. www.mikronika.pl [Dostęp 25.08.2017].
21. www.pse.pl [Dostęp 25.08.2017].
22. www.rwestoenoperator.pl [Dostęp 25.08.2017].
23. www.schneider-energy.pl [Dostęp 25.08.2017].
24. www.siemens.com [Dostęp 25.08.2017].
25. www.tauron-dystrybucja.pl [Dostęp 25.08.2017].

110 kV CITY POWER SUBSTATIONS

In this paper, selected aspects concerned realization of construction process, applied constructional solutions and applied monitoring and control systems in 110 kV city power substations are shown. City power substations are shown and their role in complex local city power systems is described. Formal, legal conditionings of realization of construction of 110 kV city power substations are described. Constructional solutions and monitoring and control systems of 110 kV city power substations are analysed.

Keywords: power substation, city, constructional solution, monitoring and control system

OCENA UCIAŹLIWOŚCI AKUSTYCZNEJ STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH NAJWYŻSZYCH NAPIĘĆ

Marek JAWORSKI¹, Marek SZUBA²

Politechnika Wrocławska, Katedra Energoelektryki

1. tel.: 71 320-37-68, e-mail: marek.jaworski@pwr.edu.pl

2. tel.: 71 320-37-68, e-mail: marek.szuba@pwr.edu.pl

Streszczenie: W referacie przedstawiono główne źródła hałasu występujące na terenie stacji elektroenergetycznych. Zaprezentowano wyniki pomiarów poziomu mocy akustycznej jednostek transformatorowych pracujących na wybranych stacjach elektroenergetycznych, w tym zależności poziomu mocy akustycznej od ilości pracujących układów wentylatorowych. Omówiono trudności w poprawnym wykonywaniu pomiarów ciśnienia akustycznego w otoczeniu transformatorów oraz problemy w dotrzymaniu dopuszczalnych poziomów dźwięku na terenach chronionych akustycznie w przypadku rozbudowy stacji elektroenergetycznych. W referacie poruszono także problem szacowania hałasu skumulowanego.

Słowa kluczowe: stacja elektroenergetyczna, hałas, transformator, poziom mocy akustycznej.

1. PODSTAWOWE ŹRÓDŁA HAŁASU NA STACJACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Istotnymi źródłami hałasu, który rejestruje się w otoczeniu istniejących stacji elektroenergetycznych, są (auto)transformatory z wentylatorowymi układami chłodzenia oraz zjawiska ulotowe i wyładowania powierzchniowe występujące na układach izolacyjnych. Dotyczy to w szczególności stacji najwyższych napięć (220 i 400 kV) wyposażonych w transformatory dużej mocy, gdzie zagadnienie ograniczania szumów akustycznych stanowi poważny problem techniczny. Podobne trudności w ograniczeniu poziomu hałasu występują przy eksploatacji stacji 110 kV zlokalizowanych na terenie gęstej zabudowy mieszkaniowej.

Z przeprowadzonych badań wynika, że głównym źródłem hałasu w stacjach wysokiego napięcia są transformatory chłodzone za pomocą zespołów wentylatorów. Zjawisko magnetostrykcji występujące w rdzeniach transformatorów dużej mocy powoduje powstawanie ciągłego uciążliwego hałasu, niezwykle trudnego do wyeliminowania, czy nawet ograniczenia. Nieco innym źródłem hałasu na stacjach elektroenergetycznych są tory wysokonapięciowe (oszynowanie stacji) oraz elementy układu izolacyjnego (łańcuchy izolacyjne). Źródłem hałasu ze wspomnianych elementów stacji elektroenergetycznej jest zjawisko ulotu, którego intensywność silnie zależy od napięcia na szynach stacji oraz warunków pogodowych. W stacjach elektroenergetycznych o napięciu górnym 400 lub 220 kV poziom hałasu, którego źródło stanowi ulot, jest

znacznie mniejszy niż poziom hałasu generowanego przez (auto)transformatory.

Innym, mniej znaczącym źródłem hałasu są sprężarki stosowane do napędu niektórych łączników starszego typu. Urządzenia te, w zależności od typu, mogą w różnym stopniu wpływać na poziom hałasu w otoczeniu stacji. Wyjątkowego rodzaju hałas powodują wyłączniki powietrzne, np. typu DLF, które traktować należy jako źródło hałasu impulsowego o bardzo wysokiej wartości szczytowej. Ustalenie stopnia uciążliwości hałasu, szczególnie typu impulsowego może być bardzo trudne i powinno być przeprowadzone z uwzględnieniem zarówno jego poziomu, jak i częstości występowania.

Kolejnym źródłem hałasu w stacjach elektroenergetycznych są agregaty prądotwórcze, stanowiące rezerwę zasilania dla szczególnie odpowiedzialnych fragmentów stacji. Pomimo, że agregaty te pracują co najwyżej przez kilka godzin w ciągu roku (z uwzględnieniem czasu potrzebnego na próbne uruchamianie tych urządzeń), to poziom hałasu wytwarzanego przez te urządzenia jest dosyć znaczny.

2. DOPUSZCZALNE POZIOMY HAŁASU W ŚRODOWISKU

Krajowe przepisy dotyczące ochrony środowiska przed hałasem [1] ustalają dopuszczalne jego poziomy określone wskaźnikami hałasu L_{AeqD} , L_{AeqN} , L_{DWN} , i L_N dla terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową, szpitale, budynki związane z pobytem dzieci, wyróżniając obszary uzdrowiskowe i chronione oraz klasyfikując rodzaj i gęstość zabudowy na terenie narażonym na działanie różnych źródeł hałasu. Dopuszczalnego poziomu hałasu nie ustala się dla terenów leśnych, przemysłowych i użytków rolnych. Dopuszczalne poziomy hałasu są ustalane dla danego terenu, zależnie od sposobu jego zagospodarowania oraz funkcji określonej przede wszystkim w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego.

Dla charakterystycznych urządzeń eksploatowanych na terenie stacji elektroenergetycznych (z wyjątkiem odcinków linii napowietrznych znajdujących się na terenie stacji) dopuszczalne poziomy hałasu określone są odrębnie dla:

- pory dnia (przedział czasu odniesienia równy 8 najmniej korzystnym godzinom dnia kolejno po sobie

- następującym) – równoważny poziom dźwięku L_{AeqD} ,
 - pory nocy (przedział czasu odniesienia równy 1 najmniej korzystnej godzinie nocnej) – równoważny poziom dźwięku L_{AeqN}
- Dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku wyrażone wskaźnikami L_{AeqD} i L_{AeqN} prezentuje tabela 1.

Tabela 1. Dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku z wyłączeniem hałasu powodowanego przez linie elektroenergetyczne oraz starty, lądowania i przeloty statków powietrznych [1].

Lp.	Przeznaczenie terenu	L_{AeqT} [dB]	
		L_{AeqD}	L_{AeqN}
1	a) Strefa ochronna „A” uzdrowiska b) Tereny szpitali poza miastem	45	40
2	a) Tereny zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej b) Tereny zabudowy związanej ze stałym lub wielogodzinnym pobytem dzieci i młodzieży c) Tereny domów opieki d) Tereny szpitali w miastach	50	40
3	a) Tereny zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej i zamieszkania zbiorowego b) Tereny zabudowy zagrodowej c) Tereny rekreacyjno-wypoczynkowe d) Tereny mieszkaniowo-usługowe	55	45
4	Tereny w strefie śródmiejskiej miast powyżej 100 tys. mieszkańców	55	45

W rozporządzeniu [1] dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku powodowanego przez poszczególne grupy źródeł hałasu mogą być wyrażone również wskaźnikami L_{DWN} i L_N mającymi zastosowanie do prowadzenia długookresowej polityki w zakresie ochrony przed hałasem. Równoważny poziom dźwięku L_{DWN} wyznaczany jest w przedziale czasu odniesienia równym wszystkim dobom w roku, a równoważny poziom dźwięku L_N wyznaczany jest w przedziale czasu odniesienia równym wszystkim porom nocy (między 22:00 a 6:00). Dopuszczalne wartości wskaźnika L_{DWN} są identyczne dla poszczególnych rodzajów terenów jak wartości L_{AeqD} , a dopuszczalne wartości wskaźnika L_N są identyczne dla poszczególnych rodzajów terenów jak wartości L_{AeqN} .

3. WYZNACZENIE POZIOMU MOCY AKUSTYCZNEJ TRANSFORMATORÓW

Jak już wspomniano głównym źródłem hałasu na stacjach elektroenergetycznych są (auto)transformatory. Słyszalny dźwięk wypromieniowany przez transformator jest wywołany łącznym działaniem odkształceń magnetostrykcyjnych rdzenia i sił elektromagnetycznych w uzwojeniach, ścianach kadzi i ekranach magnetycznych. Pole magnetyczne indukuje wzdłużne drgania w blachach rdzenia, a amplituda tych drgań zależy od gęstości strumienia w blachach oraz magnetycznych właściwości stali rdzenia i nie jest zależna od prądu obciążenia. W nowych konstrukcjach transformatorów przez stosowanie

specjalnych blach zmniejszono poziom dźwięku wytwarzanego w rdzeniu, jednak dźwięk towarzyszący działaniom sił elektromagnetycznych jest nadal trudny do wyeliminowania. Siły elektrodynamiczne powstające do kwadratu prądu płynącego w uzwojeniach, a wytworzona moc dźwięku jest proporcjonalna do kwadratu amplitudy drgań. W konsekwencji moc dźwięku w znacznym stopniu zależy od prądu obciążenia transformatora. Drgania rdzenia i układu uzwojeń mogą wywoływać wtórne drgania ścian kadzi, ekranów magnetycznych i ewentualnych szczelin powietrznych.

Duże znaczenie w emisji hałasu transformatora mają wyższe harmoniczne w sieci zasilającej. Normalne drgania występują przy parzystych harmonicznych częstotliwości sieciowej, przy czym pierwsza harmoniczna jest dominująca. Jeżeli w zasilaniu występują inne częstotliwości, to efektem tego może być emisja dźwięku o wyższych częstotliwościach, na które ucho ludzkie jest bardziej wrażliwe.

Warto zwrócić uwagę, że każde przynależne do transformatora urządzenie chłodzące także wytwarza dźwięk. Wentylatory chłodzące oraz pompy, wskutek wymuszonego przepływu powietrza lub oleju wytwarzają dźwięk o szerokopasmowym widmie.

Moc akustyczna jest parametrem służącym do kwalifikowania i porównywania źródeł dźwięku. Jest ona podstawowym deskryptorem energii akustycznej wysyłanej przez źródło i stanowi bezwzględnie fizyczną cechę samego źródła niezależną od czynników zewnętrznych, takich jak środowisko i odległość od odbiornika (obserwatora).

Poziom mocy akustycznej wyrażony w dB jest obecnie podawany w specyfikacji technicznej nowo produkowanych (auto)transformatorów. Poziom ten jest wyznaczany zgodnie z normą PN-EN 60076-10 [2], która przewidziana jest przede wszystkim do stosowania przy pomiarach poziomów dźwięku wykonywanych u wytwórcy transformatorów. W przypadku jednostek pracujących od kilkunastu lat na stacjach elektroenergetycznych, dla których poziomy mocy akustycznej nie został wyznaczony, należy przeprowadzić stosowne pomiary tej wielkości stosując ogólne zasady podane w normie [2].

Zgodnie z tymi zasadami wyznaczono poziomy mocy akustycznej autotransformatora AT1 o przekładni 220/110 kV i mocy 160 MVA pracującego na jednej ze stacji elektroenergetycznych w Polsce (Fot. 1) Poziom ten wyznaczono dla różnych stanów pracy układów wentylatorów chłodzących autotransformator oraz przy dwóch różnych jego obciążeniach.

Do wyznaczenia wartości poziomu mocy akustycznej autotransformatora wykorzystano wyniki pomiarów jego ciśnienia akustycznego. Pomiary te przeprowadzono zgodnie z metodyką określoną w normie [2]. Skorygowany poziom A mocy akustycznej badanego autotransformatora L_{WA} obliczono na podstawie średniego skorygowanego poziomu A ciśnienia akustycznego, L_{pA} według równania:

$$L_{WA} = L_{pA} + 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (1)$$

w którym:

- L_{pA} – średni skorygowany poziom ciśnienia akustycznego A z uwzględnieniem poprawki środowiskowej [dB(A)],
- S – pole powierzchni pomiarowej prostopadłe do kierunku rozchodzenia się fali dźwiękowej,
- S_0 – pole powierzchni odniesienia = 1 m².



Fot. 1. Autotransformator AT1 z widocznymi zespołami wentylatorów chłodzących

Średni skorygowany poziom ciśnienia akustycznego L_{pA0} obliczono ze skorygowanych poziomów A ciśnienia akustycznego L_{pAi} zmierzonych przy wzbudzonym obiekcie stosując równanie:

$$L_{pA0} = 10 \lg \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{pAi}} \right), \quad (2)$$

gdzie: N - całkowita liczba pozycji pomiarowych.

Średni skorygowany poziom ciśnienia akustycznego hałasu tła L_{bgA} powinno wyznaczać się oddzielnie przed i po sekwencji wykonanych pomiarów stosując zależność:

$$L_{bgA} = 10 \lg \left(\frac{1}{M} \sum_{i=1}^M 10^{0,1L_{bgAi}} \right), \quad (3)$$

w której: M - całkowita liczbę pozycji pomiarowych,

L_{bgAi} - zmierzony skorygowany poziom ciśnienia akustycznego hałasu tła w i -tym punkcie pomiarowym.

Średni skorygowany poziom ciśnienia akustycznego L_{pA} z uwzględnieniem poprawki środowiskowej K obliczono stosując równanie:

$$L_{pA} = 10 \lg \left(10^{0,1L_{pA0}} - 10^{0,1L_{bgA}} \right) - K \quad (4)$$

W przypadku wykonywania pomiarów w wolnej przestrzeni przyjmuje się wartość poprawki środowiskowej $K = 0$.

Podczas pomiarów wykonywanych przy włączonych urządzeniach chłodzenia powietrznego wymuszonego linia pozycji pomiarowych powinna być oddalona o 2 m od głównej powierzchni promieniowania. Pole powierzchni pomiarowej S w takim przypadku wyrażone jest zależnością:

$$S = (h+2) \cdot l_m \quad (5)$$

w której: h - wysokość kadzi transformatora w metrach,

l_m - długość linii pozycji pomiarowych w metrach.

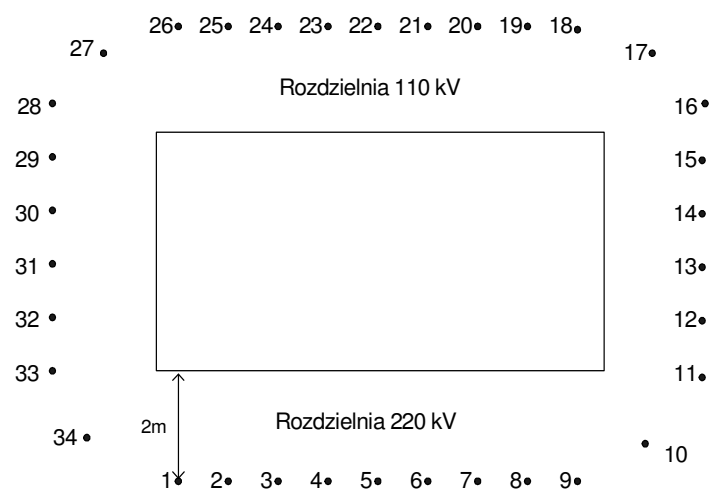
W celu wyznaczenia mocy akustycznej autotransformatora pracującego z włączonymi wszystkimi urządzeniami chłodzącymi (wentylatorami), przy wyłączonych wszystkich wentylatorach oraz przy wyłączonej jednej sekcji i załączonej drugiej, zmierzono poziomy ciśnienia akustycznego w jego otoczeniu na powierzchniach pomiarowych usytuowanych w odległości

$d = 2$ m od powierzchni kadzi transformatora. Rozmieszczenie punktów, w których wykonano pomiary poziomu ciśnienia akustycznego ilustruje rysunek 1. Do pomiarów użyto analizatora akustycznego I klasy dokładności typu SON-50 nr 397 firmy PPUH SONOPAN z wkładką mikrofonową typu WK21 nr 3490 (rok produkcji 2005) z aktualnym świadectwem wzorcowania wydanym przez Dyrektora Okręgowego Urzędu Miar we Wrocławiu (nr akredytacji AP 083).

W związku z tym, że wysokość kadzi autotransformatora wynosiła ok. 4,5 m, pomiary wykonano w jednej trzeciej i dwóch trzecich tej wysokości.

Pomiary ciśnienia akustycznego w otoczeniu eksploatowanego autotransformatora AT1 przeprowadzono przy systemowo i technicznie możliwym jego obciążeniu, które w czasie pomiarów wynosiło $P = 65$ MW. Należy zwrócić uwagę, że aktualne obciążenie transformatora zależy od wielu czynników i w praktyce nie ma możliwości przeprowadzenia pomiarów przy maksymalnym obciążeniu jednostki.

Zgodnie z punktem 11.2 wspomnianej normy [2] pomiary hałasu tła należy wykonać w 10 punktach rozłożonych równomiernie wokół badanego obiektu lub w przypadku, jeżeli poziom ciśnienia akustycznego hałasu tła jest wyraźnie niższy od łącznego poziomu ciśnienia akustycznego badanego obiektu i tła (różnica jest większa od 10 dB), pomiar hałasu tła można wykonywać tylko w jednej z pozycji pomiarowych. W przypadku transformatorów pracujących na stacjach elektroenergetycznych zapis ten wymaga wyłączenia transformatora na czas wykonania pomiaru hałasu tła, co jest w praktyce niewykonalne. W praktyce pomiar hałasu tła wykonuje się przy pracującej jednostce w miejscu wystarczająco odległym od źródła hałasu (np. za budynkiem stacyjnym).



Rys. 1. Rozmieszczenie punktów pomiarowych w otoczeniu autotransformatora, w sąsiedztwie którego przeprowadzono pomiary poziomu dźwięku

Wyniki obliczeń poziomów ciśnienia akustycznego oraz mocy akustycznej wykonane na podstawie pomiarów poziomów ciśnienia akustycznego w otoczeniu analizowanego autotransformatora AT1 o mocy 160 MVA ilustruje tabela 2.

Tabela 2. Średnie skorygowane poziomy ciśnienia akustycznego L_{pA} oraz skorygowane poziomy A mocy akustycznej badanego autotransformatora L_{WA} dla różnych stanów pracy układu chłodzenia.

Lp.	Stan pracy wentylatorów autotransformatora AT1	L_{pA0} [dB]	L_{bgA} [dB]	L_{pA} [dB]	L_{WA} [dB]
1	Załączone wszystkie wentylatory	74,75	46,72	74,74	98,67
2	Wyłączone wszystkie wentylatory	72,54	56,91	72,42	96,35
3	Załączona jedna sekcja wentylatorów po stronie rozdzielni 220 kV	73,11	56,91	73,01	96,94
4	Załączona jedna sekcja wentylatorów po stronie rozdzielni 110 kV	73,00	56,91	72,89	96,82

Wszystkie pomiary, których wyniki zaprezentowano w tabeli 2, przeprowadzono przy pracującym autotransformatorze AT1 oraz pracującym drugim autotransformatorze AT2, oddalonym od AT1 o około 40 m. W celu zbadania wpływu hałasu wytwarzanego przez autotransformator AT2 na pomiary ciśnienia akustycznego wytwarzanego przez AT1, wykonano w innym dniu pomiary mocy akustycznej AT1 przy wyłączonym AT2. Pomiary ciśnienia akustycznego w otoczeniu autotransformatora AT1 (przy wyłączonym AT2) przeprowadzono przy większym jego obciążeniu, które w czasie pomiarów wynosiło $P = 108$ MW. Wyniki obliczeń poziomów ciśnienia akustycznego oraz mocy akustycznej autotransformatora AT1 przy załączonych wszystkich wentylatorach i wyłączonym autotransformatorze AT2 ilustruje tabela 3

Tabela. 3. Średnie skorygowane poziomy ciśnienia akustycznego L_{pA} oraz skorygowane poziomy A mocy akustycznej badanego autotransformatora L_{WA} przy załączonych wszystkich wentylatorach i wyłączonym autotransformatorze AT2

Lp.	Stan pracy wentylatorów autotransformatora AT1	L_{pA0} [dB]	L_{bgA} [dB]	L_{pA} [dB]	L_{WA} [dB]
1	Załączone wszystkie wentylatory	74,38	45,77	74,37	98,30

4. OKREŚLENIE POZIOMU HAŁASU EMITOWANEGO DO ŚRODOWISKA PRZEZ STACJĘ ELEKTROENERGETYCZNĄ

W celu oceny klimatu akustycznego w rejonie stacji elektroenergetycznej, która będzie modernizowana czy rozbudowywana należy w jej otoczeniu ustalić, zgodnie z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, tereny chronione akustycznie. Powinno to w szczególności dotyczyć terenów, na których plan miejscowy dopuszcza realizację zabudowy mieszkaniowej, która może być zlokalizowana w bliskiej odległości od ogrodzenia stacji. W przypadku, gdy tereny otaczające stację elektroenergetyczną nie są objęte miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego ustalającym ich przeznaczenie, a tym samym wskazującym na tereny chronione przed hałasem, należy ustalić rzeczywisty sposób

zagospodarowania terenu. Ustalenia tego dokonuje właściwy organ, na podstawie faktycznego użytkowania terenu. Po dokonaniu tych ustaleń należy wyznaczyć zgodnie z tablicą 1 dopuszczalne poziomy hałasu na tych terenach

w porze dziennej i nocnej, a następnie wykonać pomiary poziomu hałasu podczas pracy wszystkich urządzeń stacji, w tym głównych źródeł hałasu, tj. (auto)transformatorów mocy. Pomiary takie należy przeprowadzić zgodnie z metodyką scharakteryzowaną w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 roku w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody [3].

W przypadku zmiany miejsca lokalizacji podstawowych źródeł hałasu na stacji, czyli autotransformatorów lub zmiany ich parametrów (wymiana na jednostkę o większej mocy) należy zaprognozować rozkład poziomu hałasu. Zasięg oddziaływania prognozowanego poziomu hałasu wyznacza się najczęściej w układzie współrzędnych x, y, z określając nimi położenie źródeł hałasu, które pracują na terenie stacji elektroenergetycznej (autotransformatory), elementów ekranujących (budynki stacji, inne budynki oraz ukształtowanie terenu), a także punktów obserwacji hałasu usytuowanych przy najbliższej zabudowie mieszkaniowej lub innych terenach chronionych akustycznie. W tym celu posłużyć się można programem komputerowym HPZ'2001 Windows wg Instrukcji nr 338 ITB – Metoda określania emisji i imisji hałasu przemysłowego w środowisku [4] oraz normy PN-ISO 9613-2. Do obliczeń niezbędna jest znajomość poziomów mocy akustycznej autotransformatorów oraz wysokości i położenia elementów ekranujących.

Prognozowany metodami obliczeniowymi poziom dźwięku liczony w otoczeniu projektowanej lub istniejącej, planowanej do rozbudowy czy modernizacji stacji elektroenergetycznej, w której głównymi źródłami hałasu są autotransformatory umożliwi ustalenie, czy w zadanych punktach obserwacji nie zostały przekroczone dopuszczalne poziomy dźwięku w porze dziennej lub nocnej.

5. PROBLEM SZACOWANIA HAŁASU SKUMULOWANEGO

Jak wspomniano wcześniej źródłem hałasu w stacjach elektroenergetycznych najwyższych napięć są zarówno (auto)transformatory mocy jak również krótkie odcinki linii napowietrznych wprowadzanych na teren obiektu (wprowadzenia liniowe). Uwzględniając jednoczesną pracę wspomnianych źródeł należy wyjaśnić możliwość oszacowania skumulowanego oddziaływania tych dwóch odmiennych źródeł hałasu. Nawet jeśli do oszacowań przyjąć najbardziej niekorzystne warunki atmosferyczne, przy których krótkie odcinki linii napowietrznych będą źródłem hałasu o poziomach relatywnie wysokich (w porównaniu do hałasu wytwarzanego w czasie dobrej pogody), to nie jest możliwe porównywanie, a tym bardziej „sumowanie” poziomów hałasu wytwarzanego przez (auto)transformatory z hałasem wytwarzanym przez wprowadzenia liniowe. Wynika to przede wszystkim z braku narzędzi obliczeniowych pozwalających uwzględnić tak specyficzne źródła hałasu, jak krótkie odcinki wyprowadzeń liniowych czy fragmenty oszynowania linkowego.

W przypadku lokalizacji stacji elektroenergetycznej w pobliżu drogi będącej źródłem hałasu komunikacyjnego

problem szacowania hałasu skumulowanego staje się jeszcze bardziej wyraźny. Niejednokrotnie podczas pomiarów hałasu w otoczeniu stacji elektroenergetycznych autorzy artykułu wykazywali, że głównym źródłem przekroczeń wartości

dopuszczalnych hałasu przy budynkach mieszkalnych zlokalizowanych w pobliżu stacji elektroenergetycznej nie były urządzenia stacyjne, lecz hałas komunikacyjny. Niestety, w takich sytuacjach organy administracji publicznej, w szczególności te uprawnione do wydawania decyzji środowiskowych dla planowanego do realizacji przedsięwzięcia (np. rozbudowa lub modernizacja stacji elektroenergetycznej), wskazują często na konieczność obniżenia poziomu hałasu na terenach chronionych akustycznie, mimo że źródłem przekroczeń jest hałas komunikacyjny, a nie urządzenia rozbudowywanej lub modernizowanej stacji. W niektórych przypadkach inwestor takiego przedsięwzięcia zmuszony jest do zaprojektowania i wybudowania kosztownego ekranu akustycznego, mimo że przyczyną przekroczeń hałasu nie są urządzenia stacyjne.

Praktycznie jedynym sposobem sprawdzenia rzeczywistych poziomów hałasu skumulowanego są metody pomiarowe, chociaż i w tym przypadku co najmniej dyskusyjne jest odniesienie wartości zmierzonych do poziomów dopuszczalnych sprecyzowanych w rozporządzeniu [1]. Rozporządzenie to określa dopuszczalne poziomy hałas nie tylko dla różnych grup terenów, ale przede wszystkim dla różnych jego źródeł. Dla przykładu poziom L_{AeqD} dla terenów zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej wynosi:

- 65 dB w przypadku źródła hałasu drogi lub linii kolejowej,
- 55 dB w przypadku źródła hałasu – stacji elektroenergetycznej,
- 50 dB – w przypadku źródła hałasu – linii elektroenergetycznej.

W konsekwencji braku narzędzi obliczeniowych umożliwiających uwzględnienie hałasu z tak różnych źródeł (hałas komunikacyjny, autotransformatorów oraz wyprowadzeń liniowych i oszynowania stacyjnego) oraz innych wartości dopuszczalnych dla tych różnych źródeł szacowanie hałasu skumulowanego jest trudne do realizacji.

6. WNIOSKI KOŃCOWE

1. Wyniki pomiarów w otoczeniu autotransformatora pracującego na jednej ze stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć wykazały, że stan pracy poszczególnych sekcji układów wentylatorowych autotransformatora nie ma znaczącego wpływu na obliczone poziomy mocy akustycznej tego autotransformatora, które różnią się niewiele (maks. 2,3

dB) dla różnych stanów pracy układów wentylatorów chłodzących.

2. Głównym źródłem hałasu w autotransformatorze AT1 nie są wentylatory chłodzące tylko dźwięk wytwarzany w rdzeniu oraz dźwięk towarzyszący działaniom sił elektromagnetycznych (zjawisko magnetostrykcji).
3. Analiza wyników pomiarów ciśnienia akustycznego wykonywanych w otoczeniu autotransformatora AT1 wskazuje, że wpływ autotransformatora AT2, pracującego z wyłączonymi układami wentylatorowymi, na wyznaczony poziom mocy akustycznej AT1 jest niewielki i po całkowitym wyłączeniu autotransformatora AT2 obliczony poziom mocy akustycznej autotransformatora AT1 obniżył się jedynie o ok. 0,3 dB.
4. Poważnym problemem przy ocenie klimatu akustycznego, w otoczeniu rozbudowywanej lub modernizowanej stacji elektroenergetycznej, jest prognozowanie hałasu skumulowanego, którego źródłem – oprócz hałasu urządzeń stacyjnych – są krótkie odcinki wprowadzeń liniowych (hałas ulotowy), a niekiedy także hałas komunikacyjny (drogowy, kolejowy). Brak narzędzi obliczeniowych pozwalających na prognozowanie poziomu dźwięku pochodzącego z tak różnych źródeł sprawia, że jedynym sposobem sprawdzenia rzeczywistego poziomu hałasu skumulowanego są metody pomiarowe. Dyskusyjne jest natomiast odniesienie wartości zmierzonych do różnych poziomów dopuszczalnych ustalonych dla znacząco różnych źródeł hałasu.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 1 października 2012 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku. Dz.U.2012 poz. 1109.
2. PN EN 60076-10:2003 Transformatory Część 10: Wyznaczanie poziomów dźwięku.
3. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody. Dz. U. z 2014 r., poz. 1542
4. Instrukcja nr 338 Instytut Techniki Budowlanej. Metoda określania emisji i emisji hałasu przemysłowego w środowisku.

ASSESSMENT OF ACOUSTIC NUISANCE OF HIGHEST VOLTAGE POWER STATION

This paper presents the main sources of noise generated by high voltage power stations and the results of measurements of the sound power level of transformer units at selected power stations. The impact on the sound power level on the number of working fan systems is also presented. Difficulties in sound pressure measurements in transformer environment and difficulties in meeting acceptable sound levels in acoustically protected areas in the case of extension of power substations are discussed. The paper also demonstrated of some problems with estimating cumulative noise. The results of measurements in the environment of an autotransformer operating at the high voltage power stations showed that the operating conditions of individual sections of the autotransformer fan have no significant effect on the calculated acoustic power levels of the autotransformer. The main source of noise in the autotransformer is not the cooling fans but the sound produced in the core of the transformers and the sound accompanying the electromagnetic forces (magnetostriction).

Keywords: power station, noise, transformer, acoustic power level.

NOWA METODA OBLICZANIA ROZPŁYWU PRĄDÓW ZWARCIOWYCH W PRZEWODACH ODGROMOWYCH LINII WYSOKIEGO NAPIĘCIA

Jacek KLUCZNIK

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347-17-98, e-mail: Jacek.klucznik@pg.edu.pl

Streszczenie: Referat przedstawia nowatorską metodę obliczania wartości prądów płynących w przewodach odgromowych w czasie zwarć, pozwalającą na dobór przewodów odgromowych pod względem wytrzymałości cieplnej. Proponowana metoda charakteryzuje się większą dokładnością i większą uniwersalnością niż powszechnie stosowane metody, pozwalając tym samym na dobór przewodów odgromowych z mniejszym ryzykiem niepewności. Prezentowana metoda obliczeniowa pozwala również na ocenę ochrony przeciwporażeniowej linii, poprzez wyznaczenie wartości prądów płynących w uziomach słupów.

Słowa kluczowe: linie elektroenergetyczne, przewody odgromowe, zwarcia.

1. WSTĘP

1.1. Rozpływ prądów w przewodach odgromowych

Przewody odgromowe stanowią obok konstrukcji wsporczych (słupów) i przewodów fazowych ważną część linii elektroenergetycznej. Podstawowym celem ich instalowania jest zapewnienie ochrony dla przewodów fazowych przed bezpośrednimi wyładowaniami atmosferycznymi. Jednak ich wpływ na linię nie ogranicza się jedynie do zapewnienia ochrony odgromowej. Przewody odgromowe także biorą udział w przepływie prądów zwarciovych w czasie zwarć doziemnych oraz wpływają na system ochrony przeciwporażeniowej linii. Wartości prądów płynących w przewodach odgromowych przy zwarciach mogą osiągać znaczne wartości. Powoduje to powstawanie szeregu zagrożeń, które nie występują w czasie normalnej pracy linii elektroenergetycznej.

Podstawowym zagrożeniem jest wzrost temperatury przewodu na skutek nagrzewania go przez przepływający prąd zwarciovoy. Zagrożenie to jest bardzo realne, ponieważ przekrój przewodów odgromowych jest znacznie mniejszy niż przewodów fazowych. Prąd wyładowania atmosferycznego, mimo znacznej wartości, oddziałuje na linkę odgromową przez krótki czas, zatem efekt cieplny przepływu prądu wyładowania atmosferycznego jest niewielki. Nie stanowi on zagrożenia cieplnego dla stosowanych w liniach WN typowych przewodów odgromowych. Natomiast czasy trwania typowych zwarć są znacznie dłuższe niż czas trwania wyładowania atmosferycznego, przez co efekt cieplny przepływu prądu zwarciovoy jest znacznie większy od skutków cieplnych wyładowania atmosferycznego. Powyższe powoduje,

że to prąd zwarciovoy, a nie prąd wyładowania atmosferycznego, płynący w linkach odgromowych jest głównym czynnikiem brany pod uwagę przy projektowaniu ochrony odgromowej linii i doborze przewodów odgromowych.

Drugim zagrożeniem związanym z przepływem części prądu zwarciovoy przez przewody odgromowe jest zwiększenie ryzyka porażenia prądem elektrycznym. Zwarcie doziemne występujące na dowolnym słupie linii elektroenergetycznej powoduje na skutek przepływu części prądu zwarciovoy przez uziom tego słupa wzrost napięcia dotykowego oraz napięcia krokowego w otoczeniu słupa stanowiącego bezpośrednie zagrożenie dla przebywających tam ludzi czy zwierząt. Ponadto, na skutek połączenia wszystkich słupów linii przewodami odgromowymi, część prądu zwarciovoy płynie także przez uziomy pozostałych słupów linii i powoduje wzrost ich potencjału. Skutkuje to „rozszaniem” zagrożenia porażeniowego wzdłuż całej linii dotkniętej zwarcciem.

Powyższe dwa czynniki powodują, że konieczne jest precyzyjne określenie wartości prądów płynących w przewodach odgromowych i uziomach słupów przy zwarciach doziemnych. Pozwala to na prawidłowe dobranie przewodów odgromowych pod kątem ich wytrzymałości cieplnej, a także daje możliwość weryfikacji systemu ochrony przeciwporażeniowej linii elektroenergetycznej, co przekłada się na bezpieczeństwo pracy linii elektroenergetycznej, a tym samym na bezpieczeństwo pracy całego systemu elektroenergetycznego.

1.2. Metody obliczania rozplywu prądów w przewodach odgromowych

Problem obliczania rozplywu prądów w przewodach odgromowych linii elektroenergetycznych nie jest nowy i pojawia się w publikacjach naukowych od ponad pięćdziesięciu lat. Liczba prac, które powstały w tej dziedzinie jest znaczna, co świadczy o bardzo dużym praktycznym znaczeniu problemu i jednoczesnej chęci doskonalenia istniejących metod obliczeniowych. Część istniejących metod obliczeniowych oparto o równania różnic skończonych [1], [2]. Aby możliwe było ich wykorzystanie autorzy przyjmują, że linia jest dostatecznie długa, aby traktować ją jako linię o nieskończonej długości. Ponadto konieczne wówczas staje się przyjęcie założeń, że wszystkie przesła charakteryzują się jednakową długością

i jednakowymi parametrami (takie same wartości impedancji własnej i wzajemnej, takie same wartości rezystancji uziemienia wszystkich słupów). Dla linii, które nie mogą być traktowane jako linie nieskończenie długie, w pracy [3] zaproponowano wprowadzanie dodatkowych współczynników korekcyjnych. Część z publikacji prezentujących problematykę obliczeń prądów w przewodach odgromowych wykorzystuje do tego celu teorię odwodów drabinkowych [4]–[6]. Innym podejściem do problemu jest wykorzystanie tzw. dwustronnej eliminacji, co prezentowane jest w publikacji [7]. Metoda eliminacji dwustronnej stała się jedną z powszechnie wykorzystywanych metod obliczeniowych, zwłaszcza w Stanach Zjednoczonych, gdzie jej stosowanie jest zalecenie przez organizacje IEEE oraz EPRI.

Współczesne poszukiwania metod obliczania wartości prądów w przewodach odgromowych linii elektroenergetycznych skupiają się na rozszerzeniu funkcjonalności metod istniejących. Przykładem jest praca [8], w której autorzy modyfikują metodę eliminacji dwustronnej pozwalając na analizę rozptyłu prądów w układzie zawierającym dwa osobne przewody odgromowe. Dalej jednak metoda jest ograniczona do linii łączącej jedynie dwie stacje elektroenergetyczne. Z kolei w pracy [9] autorzy proponują metodę pozwalającą na analizę złożonego układu sieciowego, zawierającego w prezentowanym przykładzie pięć stacji elektroenergetycznych i cztery linie elektroenergetyczne, jednak nie dają możliwości analizy układu z dwoma przewodami odgromowymi, a linie elektroenergetyczne modelowane są w sposób uproszczony – jednofazowo.

W Polsce rozpowszechniony jest program MeLinet [10] służący do doboru przewodów odgromowych linii napowietrznych. Obliczenia wykonywane przez ten program oparte są o uproszczony model linii łączącej dwie stacje elektroenergetyczne. Uproszczony model linii uwzględnia jeden zastępczy przewód fazowy, którym płynie suma prądów fazowych ($3I_0$) oraz pojedynczy przewód odgromowy [10], [11]. Oba przewody są sprzężone magnetycznie, co odwzorowane jest przez uśrednione wartości impedancji wzajemnej. Przewód odgromowy jest modelowany, jako n szeregowo połączonych przęseł, uziemionych na końcach przez rezystancję odzwierciedlającą uziemienia kolejnych słupów. Podstawowym ograniczeniem stosowanego modelu jest brak możliwości uwzględnienia drugiego przewodu odgromowego oraz brak możliwości wykonywania analiz dla złożonych układów sieciowych.

Powyższy stan wskazuje, że brak jest obecnie metody uniwersalnej, pozwalającej na analizę dowolnych układów sieciowych tj. zawierających wiele linii elektroenergetycznych - jedno i wielotorowych, z pojedynczymi lub podwójnymi przewodami odgromowymi, łączącymi wiele stacji elektroenergetycznych.

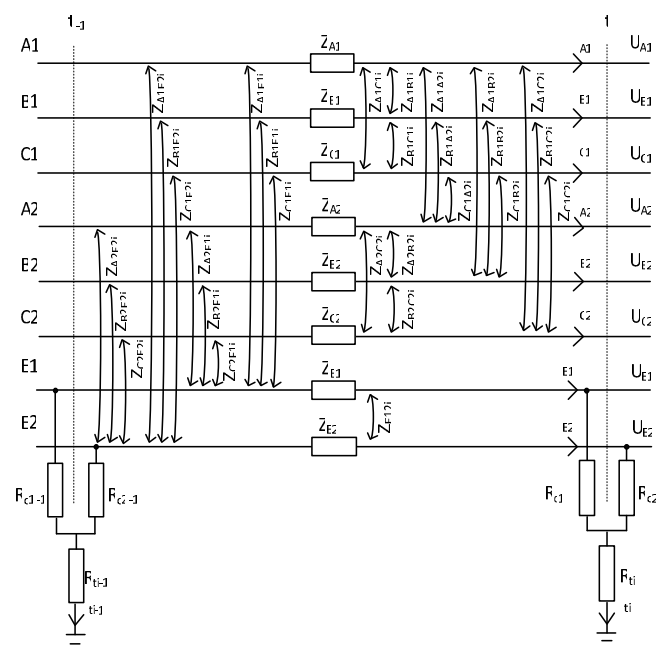
2. NOWA METODA OBLICZANIA ROZPTYLU PRĄDÓW W PRZEWODACH ODGROMOWYCH

2.1. Modele wielofazowe linii elektroenergetycznych i stacji

Opracowana metoda oparta jest o wykorzystanie wielofazowych modeli linii elektroenergetycznych, zawierających przewody fazowe oraz przewody odgromowe. Wartości impedancji własnych i wzajemnych przewodów

obliczane są zgodnie z równaniami Carsona [12] na podstawie wymiarów geometrycznych słupów oraz parametrów przewodów fazowych i odgromowych. Linie modelowane są przeszło po przeszle, tak aby możliwe było uwzględnienie połączenia przewodów odgromowych z każdym słupem linii oraz aby możliwe było odwzorowanie uziomów poszczególnych słupów. Jednocześnie modelowanie linii przeszło po przeszle pozwala na uwzględnienie faktu występowania różnych rodzajów słupów (typ, rodzaj, wysokość) w analizowanej linii oraz zróżnicowanych długości przęseł.

W niniejszym referacie prezentowany jest jeden z modeli, przedstawiony na rysunku 1, odwzorowujący przeszło linii dwutorowej z podwójnym przewodem odgromowym. Schemat ten przedstawia pojedyncze przęsło linii (od słupa t_{i-1} do słupa t_i) zawierające trzy przewody fazowe toru pierwszego (A1, B1, C1), trzy przewody fazowe toru drugiego (A2, B2, C2), i dwa przewody odgromowe (E1, E2). Na rysunku, dla zwiększenia przejrzystości, pominięto notyfikację liczb zespolonych przy impedancjach.

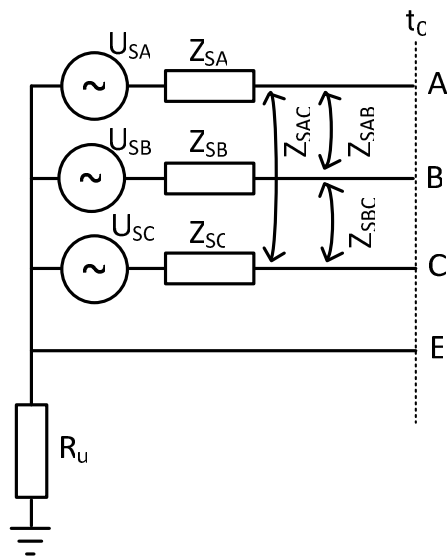


Rys. 1. Model przęsła linii dwutorowej, z dwoma przewodami odgromowymi, uwzględniający rezystancję uziemienia słupów

W modelu można wyróżnić pięć grup parametrów: impedancje własne przewodów fazowych Z_{A1i} , Z_{B1i} , Z_{C1i} , Z_{A2i} , Z_{B2i} , Z_{C2i} i przewodów odgromowych: Z_{E1i} , Z_{E2i} , impedancje wzajemne w obrębie danego toru Z_{A1B1i} , Z_{B1C1i} , Z_{A1C1i} , Z_{A2B2i} , Z_{B2C2i} , Z_{A2C2i} impedancje wzajemne pomiędzy torami Z_{A1A2i} , Z_{B1B2i} , Z_{C1C2i} , Z_{A1B2i} , Z_{A1C2i} , Z_{B1A2i} , Z_{B1C2i} , Z_{C1A2i} , Z_{B1C2i} oraz impedancje wzajemne pomiędzy przewodami fazowymi a przewodami odgromowymi Z_{A1E1i} , Z_{B1E1i} , Z_{C1E1i} , Z_{A2E1i} , Z_{B2E1i} , Z_{C2E1i} , Z_{A1E2i} , Z_{B1E2i} , Z_{C1E2i} , Z_{A2E2i} , Z_{B2E2i} , Z_{C2E2i} , a także impedancję wzajemną pomiędzy przewodami odgromowymi Z_{E1E2i} . Dla każdego słupa poza wartością rezystancji uziomu słupa R_{ti} , wprowadza się dodatkowo dwie rezystancje R_{c1i} i R_{c2i} , które odpowiadają rezystancji przejścia pomiędzy przewodem odgromowym a konstrukcją słupa oraz uwzględniają rezystancję słupa pomiędzy wieżyczkami, na których zamocowane są przewody odgromowe. Wprowadzenie tych dodatkowych rezystancji zwiększa uniwersalność modelu: przyjmując zerowe wartości R_{c1i} i R_{c2i} można model uprościć,

przyjmując jedną lub obie rezystancje jako wartości dążące do nieskończoności można analizować sytuację, gdy przewód odgromowy celowo lub jako wynik uszkodzenia nie jest połączony z konstrukcją słupa. Z kolei przyjęcie wartości z zakresu od 0,1 do 0,5 Ω powodować będzie zwiększenie dokładności modelu i uzyskanie wyników analiz bliższych rzeczywistości. Modele dla linii jednorodnej z podwójnym i pojedynczym przewodem odgromowym są szczegółowo opisane w pracy [13].

Stosowanie struktury, w którym linie elektroenergetyczne modelowane są wielofazowo wymusza zastosowanie modeli stacji elektroenergetycznych w tej samej konwencji. Model takiej stacji, będącej źródłem prądu zwarciego przedstawiono na rysunku 2.

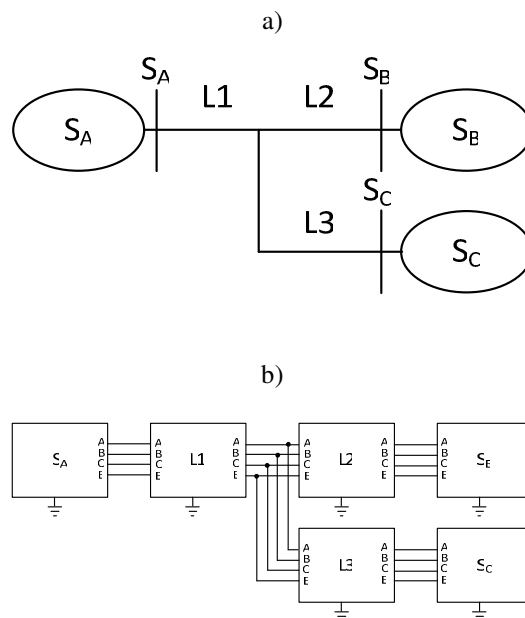


Rys. 2. Trójfazowy model stacji elektroenergetycznej ze źródłem prądu zwarciego

Zaproponowana struktura modelu stacji ze źródłem prądu zwarciego zawiera trójfazowe źródło napięcia, którego punkt neutralny uziemiony jest przez rezystancję R_u , odpowiadającą rezystancji uziemienia stacji. Wartości impedancji własnych (fazowych) Z_{SA} , Z_{SB} , Z_{SC} , i wzajemnych (międzyfazowych) Z_{SAC} , Z_{SAB} , Z_{SBC} , wyznaczone są na podstawie wartości zastępczych impedancji zwarciovych dla składowej zgodnej, przeciwnej i zerowej.

Linia przerywana, oznaczona na rysunku 2 jako t_0 , odpowiada początkowi odchodzącej od stacji linii elektroenergetycznej. Jest to tak zwana bramka liniowa, od której zaczyna się pierwsze przęsło linii elektroenergetycznej. Bramka liniowa połączona jest z uziomem stacji, a jednocześnie do bramki przyłączane są przewody odgromowe linii. Punkt przyłączenia przewodów odgromowych linii oznaczony jest na schemacie jako E. Oznaczenia A, B, C odpowiadają miejscu przyłączenia przewodów fazowych linii.

Prezentowane modele stacji elektroenergetycznych i linii mogą być łączone ze sobą, tak aby odtworzyć układ odpowiadający fragmentowi analizowanego rzeczywistego systemu elektroenergetycznego. Stosując proponowane w pracy modele możliwe jest odtworzenie praktycznie każdej konfiguracji spotykanej w systemie elektroenergetycznym. Na rysunku 3 pokazano przykład jednego z takich układów sieci.



Rys. 3. Model linii jednorodnej łączącej stacje S_A i S_B , z odczepem do stacji S_C a) schemat ideowy jednokreskowy, b) schemat blokowy dla linii z pojedynczym przewodem odgromowym,

Na rysunku 3 zaprezentowano układ linii jednorodnej z tzw. odczepem, gdzie główna linia łącząca stacje S_A i S_B podzielona jest na dwie części: L1 i L2. W miejscu podziału przyłączona jest dodatkowa linia L3, łącząca stacje S_A i S_B ze stacją S_C . Takie rozwiązania stosuje się często przy rozbudowie sieci, dołączając nowe podmioty do istniejącej sieci elektroenergetycznej.

Każdy z przedstawionych na rysunku bloków (L1, L2, L3) zawiera model wielofazowy linii o określonej liczbie przęseł. Warto zauważyć, że każdy z bloków odpowiadających modelowi stacji elektroenergetycznej czy linii jest połączony z potencjałem ziemi, przez występujące wewnątrz bloku modele uziemienia.

2.2 Metoda obliczeniowa

W opracowanej metodzie, niezależnie od stopnia skomplikowania analizowanego układu sieciowego jego model składa się z określonej liczby modeli przęseł (reprezentowanych przez impedancje własne i wzajemne) oraz określonej liczby stacji reprezentowanych poza impedancjami przez źródła napięciowe. Mimo dużego stopnia skomplikowania, zwłaszcza przy analizie linii o znacznej długości, układ jest liniowy, co pozwala na wykorzystanie metod obliczeniowych opartych o algebrę liniową.

Do rozwiązania problemu wykorzystano metody tableau [14]. Metodę tą wybrano, mimo jej małej popularności w elektrotechnice, bo w łatwy sposób umożliwia analizę obwodów zawierających sprzężenia magnetyczne, a takie występują w zaproponowanym sposobie odzwierciedlenia linii.

Układ równań opisujący analizowaną sieć składa się z trzech równań macierzowych: równania bilansu prądów w węzłach (1) opartego o pierwsze prawo Kirchhoffa, z równania napięć dla oczek (2) opartego o drugie prawo Kirchhoffa oraz z równania gałęziowego uwzględniającego związek pomiędzy prądami a spadkami napięć w gałęziach, uwzględniającego sprzężenia i źródła napięciowe (3).

$$\mathbf{I}\mathbf{A}_I = \mathbf{0} \quad (1)$$

$$\mathbf{U} - \mathbf{A}_I^T \mathbf{E} = \mathbf{0} \quad (2)$$

$$\mathbf{Z}\mathbf{I} + \mathbf{K}_U \mathbf{U} = \mathbf{U}_S \quad (3)$$

gdzie:

- \mathbf{I} – wektor prądów w gałęziach,
- \mathbf{U} – wektor spadków napięć w gałęziach,
- \mathbf{E} – wektor napięć w węzłach,
- \mathbf{U}_S – wektor napięć zasilających,
- \mathbf{A}_I – macierz incydencji,
- \mathbf{A}_I^T – macierz incydencji transponowana,
- \mathbf{Z} – macierz impedancji,
- \mathbf{K}_U – macierz współczynników napięciowych.

Wyznaczając z zależności (2) wektor spadków napięć w gałęziach i podstawiając go do równania (3), układ równań (1) - (3) można zredukować do postaci (4). Redukcja taka pozwala na istotne zmniejszenie rozmiaru macierzy, która będzie wykorzystywana do znalezienia rozwiązania układu.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A}_I & \mathbf{0} \\ \mathbf{Z} & \mathbf{K}_U \mathbf{A}_I^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ \mathbf{E} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{U}_S \end{bmatrix} \quad (4)$$

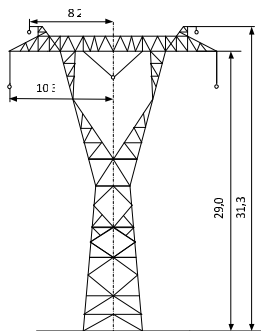
Wektor nieznanych prądów \mathbf{I} oraz napięć w węzłach \mathbf{E} jest wyznaczany z zastosowaniem procedur algebry liniowej. Wymuszeniem w układzie jest wektor napięć \mathbf{U}_S w stacjach zasilających analizowaną sieć. W wyniku rozwiązania układu równań (4) uzyskuje się następujące wartości:

- początkowy prąd zwarciovowy,
- prądy płynące w przewodach odgromowych w poszczególnych przęsłach,
- prądy płynące w uziomach poszczególnych słupów,
- prądy płynące w przewodach fazowych w poszczególnych przęsłach,
- napięcia dotykowe na poszczególnych słupach.

3. PRZYKŁADY OBLICZEŃ I WERYFIKACJA METODY

3.1 Analiza rozptyłu prądów w linii jednotorowej, z podwójnym przewodem odgromowym

W polskich warunkach liniami jednotorowymi, gdzie stosowane są dwa przewody odgromowe są linie 220 kV i 400 kV. W prezentowanym przykładzie założono, że rozpatrywana jest linia o napięciu znamionowym 400 kV, o długości 80 km, zbudowana na słupach typu Y52, których sylwetkę przedstawiono na rysunku 4.

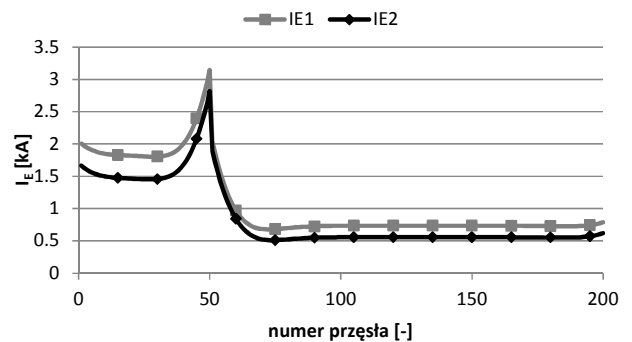


Rys. 4. Sylwetka słupa przelotowego typu Y52 (wymiaru podano metrach)

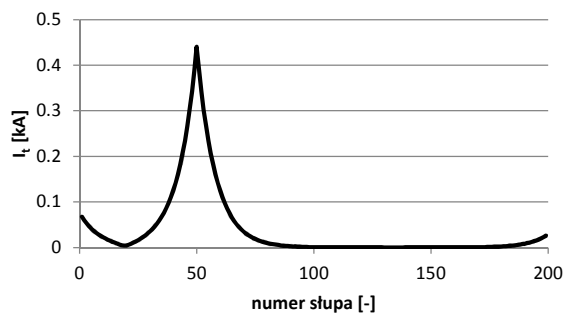
W celu wykonania obliczeń, których wyniki prezentowane są w niniejszym referacie przyjęto następujące założenia:

- liczba słupów 199 (nie licząc bramek liniowych),
- równe długości przęseł wynoszące 400 m,
- przewody fazowe linii AFL-8 2 × 525 mm², odstęp przewodów w wiązce 0,4 m
- przewody odgromowe AFL-1,7 95 mm²,
- zwis przewodów fazowych 15 m, zwis przewodu odgromowego 10 m,
- linia łączy stację A (od bramki liniowej oznaczonej jako 0) ze stacją B (do bramki liniowej oznaczonej jako 200),
- moce zwarciovowe stacji elektroenergetycznych: stacja A 7000 MVA ($X_0/X_1 = 1,1$) stacja B 4000 MVA ($X_0/X_1 = 1,5$),
- rezystywność gruntu 100 Ωm,
- rezystancje uziemia słupów 10 Ω,
- rezystancje przejścia pomiędzy przewodem odgromowym a wieżyczką słupa 0,001Ω, (co praktycznie odpowiada pominięciu rezystancji przejścia),
- rezystancje uziemia stacji elektroenergetycznych 0,2 Ω.

Na rysunku 5 przedstawiono przykład analizy pokazujący wartości prądów płynących w przewodach odgromowych linii, natomiast na rysunku 6 rozkład prądów w uziomach słupów. Założono, że zwarcie występuje pomiędzy przewodem fazy A (lewy skrajny przewód linii – rys. 4) a konstrukcją słupa 50.



Rys. 5. Rozptył prądu w przewodach odgromowych przy zwarciu jednofazowym (faza A) na słupie nr 50



Rys. 6. Prądy płynące przez uziomy słupów przy zwarciu jednofazowym na słupie nr 50

Rysunek 5 przedstawia jak zmieniają się wartości prądu płynącego w przewodach odgromowych w poszczególnych przęsłach. Na rysunku krzywa oznaczona

E1 przedstawia prądy płynące w lewym przewodzie odgromowym (zgodnie z rysunkiem 4), natomiast krzywa oznaczona E2 w prawym przewodzie odgromowym. Największe prądy w przewodach odgromowych obserwowane są na lewo (przeszło 50) i na prawo (przeszło 51) od miejsca zwarcia (słup 50). W miarę oddalania się od miejsca zwarcia wartości prądu w przewodach odgromowych maleją, co spowodowane jest upływem części prądu zwarciovego przez uziomy kolejnych słupów do ziemi (rys 6). Największe wartości prądów płynących przez uziemienia słupów do ziemi obserwuje się (rys. 6) w uziemiu słupa, na którym wystąpiło zwarcie (około 440 A) oraz w jego bezpośrednim sąsiedztwie. Wartości prądów płynących przez uziomy słupów maleją w miarę odsuwania się od miejsca zwarcia. W rozpatrywanym przypadku przez słupy oddalone o więcej niż 10 przęseł płyną prądy nie przekraczające 100 A. To powoduje, że prądy w przewodach odgromowych na lewo od miejsca zwarcia osiągają w pewnym oddaleniu od miejsca zwarcia (w analizowanym przypadku przeszła od 1 do 40 oraz od 60 do 200) wartości charakteryzujące się niewielką zmiennością. Warto zauważyć, że zbliżeniu się do stacji elektroenergetycznej (przesła 1–15 oraz 190–200) towarzyszyć może ponowny wzrost prądu zwarciovego w przewodach odgromowych. Zjawisko to związane jest ze zmianą kierunku prądu w uziomach słupów w pobliżu stacji i jest ono omówione szerzej w pracach [13], [15].

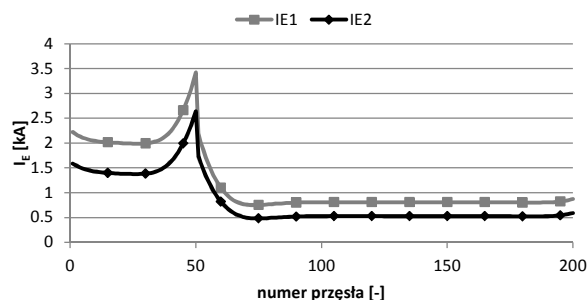
Obliczone wartości prądów różnią się dla obu przewodów odgromowych, mimo, że w obliczeniach założono takie same parametry obu przewodów. Obserwowana w przewodzie odgromowym po lewej stronie słupa wartość prądu (I_{E1}) jest widocznie wyższa niż w przewodzie po prawej stronie słupa (I_{E2}). Spowodowane jest to niesymetrycznymi sprzężeniami pomiędzy przewodami fazowymi i odgromowymi. W efekcie tego, większe jest oddziaływanie przewodu fazy A (przez który płynie prąd zwarciov) na położony bliżej przewód odgromowy (I_{E1}) niż na przewód odgromowy położony dalej (I_{E2}). Różnica pomiędzy prądami płynącymi w przewodach odgromowych jest większa dla słupów 1–50 (około 350 A) niż w pozostałej części linii (około 180 A). Wynika to z faktu, że słup, na którym założono zwarcie jest blisko stacji elektroenergetycznej o znacznej mocy zwarciov, co powoduje, że wartości prądu zwarciovego w przewodzie fazowym na lewo od słupa 50 są znacznie większe niż na prawo od słupa 50. W efekcie tego składowa prądu płynącego w przewodzie odgromowym, wynikająca z oddziaływania magnetycznego pomiędzy przewodem fazowym a odgromowym jest większa w części linii na lewo od słupa, na którym założono zwarcie.

Jako uzupełnienie przedstawiono przykład obliczania wartości prądu w przewodach odgromowych w przypadku zastąpienia tradycyjnego przewodu odgromowego przewodem zawierającym włókna światłowodowe. Przewody tego typu określane są skrótem OPGW (ang. *Optical Ground Wire*). Często zastępują one tradycyjne stalowo-aluminiowe przewody odgromowe, zapewniając ochronę odgromową linii i dając jednocześnie możliwość przesyłania informacji. W liniach o dwóch przewodach odgromowych częstą praktyką jest stosowanie przewodu typu OPGW jako jednego przewodu odgromowego, a tradycyjnego przewodu AFL jako drugiego przewodu odgromowego.

Na rysunku 7 przedstawiono wyniki analizy rozptyłu prądu w przewodach odgromowych analizowanej powyżej

linii 400 kV o długości 80 km. Przyjęto, że przewód odgromowy po lewej stronie słupa (E1) zastąpiono przewodem typu OPGW-DABB 24E9 o łącznym przekroju drutów aluminiowych wynoszących 99 mm^2 i przekroju drutów stalowych pokrytych aluminium wynoszącym 57 mm^2 . Jako drugi przewód odgromowy (E2) wykorzystano przewód AFL-1,7 95 mm^2 , taki sam jak poprzednim przykładzie. Pozostałe parametry analizowanej linii nie uległy zmianie. Miejsce zwarcia (słup nr 50) oraz faza zwarta (faza A – po lewej stronie słupa) też pozostały niezmienione.

Zastosowanie dwóch przewodów odgromowych, różniących się budową, spowodowało, że obserwowane wcześniej (rys. 5) różnice w wartościach prądów płynących w dwóch przewodach odgromowych w jednym przęśle powiększyły się. Największa zmiana obserwowana jest w przęśle najbliższym miejsca zwarcia (przeszło 50), gdzie różnice pomiędzy wartościami prądów płynących w dwóch przewodach odgromowych dochodzą do 1 kA, podczas gdy przy zastosowaniu jednakowych przewodów odgromowych różnica ta nie przekraczała 0,4 kA. Również w pozostałych przęsłach widoczne są różnice spowodowane zastosowaniem przewodu typu OPGW. Przewód ten, z racji mniejszej jednostkowej rezystancji przejmuje na siebie przewodzenie większej części prądu zwarciovego. Różnice w wartościach prądów pomiędzy przewodami odgromowymi, w przęsłach oddalonych od miejsca zwarcia dochodzą do 0,6 kA, co stanowi około dwukrotnie większą wartość niż przy stosowaniu jednakowych przewodów odgromowych.



Rys. 7. Rozptył prądu w przewodach odgromowych przy zwarciu jednofazowym, przy zastosowaniu różnych przewodów odgromowych (E1 – OPGW, E2 – AFL)

3.2 Dokładność metody

W celu oceny dokładności nowej metody obliczania rozptyłu prądów w przewodach odgromowych dokonano analizy rozptyłu prądu zwarciovego w przykładowych liniach elektroenergetycznych trzema metodami: wykorzystując metodę autorską, wykorzystując komercyjne oprogramowanie PowerFactory oraz wykorzystując metodę stosowaną w programie MeLiNet¹, powszechnie stosowanym w Polsce przy projektowaniu linii elektroenergetycznych. Podkreślenia wymaga fakt, że oprogramowanie PowerFactory, nie jest dedykowane do rozwiązywania tego typu problemów. Sposób wykorzystania modelu sprzężeń magnetycznych dostępnego w programie PowerFactory do analizy rozptyłu prądów w przewodach odgromowych jest również pomysłem autora. Jest on mało wygodny i czasochłonny, zwłaszcza dla linii zawierających znaczną ilość przęseł, ale wyniki uzyskane w ten sposób

¹ Autor nie dysponuje dostępem do programu MeLiNet, dlatego na potrzeby oceny dokładności obliczeń opracował własną implementację algorytmu obliczeniowego stosowanego w programie na postawie ogólnodostępnej dokumentacji programu.

pozwalają na ocenę dokładności nowej metody obliczeniowej.

Z porównania wyników uzyskanych trzema metodami wynika, że występuje bardzo duża zbieżność wyników uzyskiwanych autorską metodą tableau i oprogramowaniem PowerFactory. Przykładowo dla linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym, o długości 12 km, analiza uzyskanych wyników wskazuje, że różnice pomiędzy wartościami prądów w przewodzie odgromowym obliczonymi tymi dwiema metodami nie przekraczają 1 A, co stanowi błąd względny mniejszy od 0,1%. Podobnie różnice wartości prądów w uziomach słupów, uzyskanych z wykorzystaniem proponowanej metody i programu PowerFactory nie przekraczają 0,5 A. Z kolei wartości prądów w przewodach odgromowych w części przeseł, jak i wartości prądów płynących w części uziomów słupów, uzyskane trzecią metodą (metoda stosowana w programie Melinet) różnią się od wyników uzyskanych metodą tableau i za pomocą oprogramowania PowerFactory. Największe różnice w wartościach obliczonych prądów obserwować można w pobliżu początku i końca linii, przy stacjach elektroenergetycznych. Spowodowane jest to w dużej mierze odmiennym sposobem modelowania źródła prądu zwarcia. Różnice pomiędzy wynikami uzyskiwanymi w proponowanej metodzie a wynikami uzyskanymi z wykorzystaniem algorytmu programu MeLiNet stają się bardziej widoczne, gdy rozważane są zwarcia w początkowej lub końcowej części linii - na słupach w pobliżu stacji elektroenergetycznych. Stosowanie metody opartej o uproszczony model linii elektroenergetycznej prowadzi wówczas do niedoszacowania wartości prądów w przewodach odgromowych w pobliżu stacji oraz przeszacowania wartości prądów płynących w uziomach słupów.

Na podstawie przeprowadzonych analiz porównawczych można stwierdzić, że zaproponowana, autorska metoda cechuje się bardzo dużą dokładnością, przewyższając jednocześnie możliwości komercyjnego oprogramowania pod względem uniwersalności zastosowania.

4. WNIOSKI

Prezentowana w referacie autorska metoda obliczania prądów w przewodach odgromowych oparta jest o wykorzystanie metody tableau w celu analizy niesymetrycznego obwodu wielofazowego. Jest to nowatorskie podejście do zagadnienia.

Zaproponowana metoda pozwala na wyznaczenie wartości prądów w przewodach odgromowych dla każdego przęsła linii, wartości prądu uziomowego i napięcia uziomowego dla każdego słupa linii.

Przewaga opracowanej metody nad stosowanymi do tej pory sposobami analizy problemu polega na możliwości przeprowadzenia obliczeń dla dowolnej konfiguracji układu. Stosując proponowaną metodę można prowadzić dokładne obliczenia wartości prądów w przewodach odgromowych dla linii jednotorowych, dwutorowych, a nawet wielotorowych. Analizowane mogą być linie zawierające pojedyncze i podwójne przewody odgromowe, a w razie konieczności analizy mogą być prowadzone dla układów z większą liczbą przewodów odgromowych. Analizowane mogą być układy, gdzie stosowane są różne rodzaje przewodów odgromowych: przewody tradycyjne stalowo-aluminiowe i przewody z włóknami światłowodowymi.

Dzięki opracowanej metodzie mogą być analizowane złożone układy sieciowe, zawierające linie odczepowe, zawierające linie rozgałęziające się, prowadzone na różnych rodzajach słupów.

5. BIBLIOGRAFIA

1. C. Desieno, P. Marchenko, and G. Vassell, "General Equations for Fault Currents in Transmission Line Ground Wires," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 8, pp. 1891–1900, Nov. 1970.
2. R. Verma and D. Mukhedkar, "Ground Fault Current Distribution in Sub-Station, Tower and Ground Wire," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 3, pp. 724–730, May 1979.
3. J. Endrenyi, "Analysis of Transmission Tower Potentials During Ground Faults," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-86, no. 10, pp. 1274–1283, Oct. 1967.
4. L. Levey, "Computation of fault currents and voltages along a multigrounded neutral power line having multiple phase conductors," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 4, pp. 1541–1548, 1991.
5. L. M. Popovic, "Practical method for evaluating ground fault current distribution in station, towers and ground wire," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, no. 1, pp. 123–128, 1998.
6. L. M. Popovic, "A practical method for evaluation of ground fault current distribution on double circuit parallel lines," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 1, pp. 108–113, 2000.
7. F. Dawalibi, "Ground Fault Current Distribution Between Soil and Neutral Conductors," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, no. 2, pp. 452–461, Mar. 1980.
8. Z. Qi and Z. Rao, "Single-phase to ground fault current distribution in transmission system based on the improved double-side elimination method," *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, vol. 11, no. 4, pp. 417–424, 2016.
9. P. L. Buccheri and S. Mangione, "Analysis of ground fault current distribution along nonuniform multi-section lines," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 9, pp. 1610–1618, Sep. 2008.
10. Podręcznik użytkownika, *MeLiNet 2.0* -. Gliwice, 2016.
11. W. Nowak, W. Szpyra, R. Tarko, and M. Benesz, "Obliczenia prądów płynących w uziemiach słupów w czasie zwarć jednofazowych w liniach wysokiego napięcia," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 6, pp. 205–208, Jun. 2016.
12. J. R. Carson, "Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return," *Bell System Technical Journal*, vol. 5, no. 4, pp. 539–554, Oct. 1926.
13. J. Klucznik, *Obliczanie rozplywów prądów w przewodach odgromowych linii elektroenergetycznych*. Gdańsk: Wydawn. Politechniki Gdańskiej, 2017.
14. G. Hachtel, R. Brayton, and F. Gustavson, "The Sparse Tableau Approach to Network Analysis and Design," *IEEE Transactions on Circuit Theory*, vol. 18, no. 1, pp. 101–113, 1971.
15. J. Klucznik, "Earth wires currents calculation by tableau analysis," *Electric Power Systems Research*, vol. 151, 2017.

A NEW METHOD OF EARTH WIRES CURRENT CALCULATION IN HV TRANSMISSION LINES

The paper presents a new method to compute a phase-to-earth fault current distribution in overhead transmission line. The method is based on the tableau analysis of an unbalanced, multi-wire model of a transmission line. The proposed method allows the values of the currents in earth wires to be determined for each span of the line, as well as the current and voltage for every tower of the line. The advantage of this method over others is the possibility of carrying out calculations for any system configuration, regardless of its complexity. The method can be used for analysis of any type of transmission line (single circuit, double circuit and multi-circuit lines) with any number of earth wires. The calculation results may be used for complex designs of transmission line earthing systems, earth wire thermal rating selection, and the evaluation of shock hazards.

Keywords: Fault current distribution, earth faults, earth wires, overhead transmission lines.

EMISJA ZABURZEŃ PRZEWODZONYCH GENEROWANYCH PRZEZ GRUPĘ LAMP LED

Kazimierz KURYŁO¹, Wiesław SABAT², Dariusz KLEPACKI³, Kazimierz KAMUDA⁴

Politechnika Rzeszowska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki

1. tel.: 17 854-47-08, e-mail: kkurylo@prz.edu.pl
2. e-mail: wsabat@prz.edu
3. e-mail: dklepa@prz.edu.pl
4. e-mail: kazik@prz.edu.pl

Streszczenie: W artykule zamieszczono wyniki badań emisji zaburzeń radioelektrycznych przewodzonych dla lamp LED wyprodukowanych przez trzech producentów. Badania przeprowadzono w kilku etapach. Najpierw scharakteryzowano każdą z badanych lamp LED pod względem generowanych zaburzeń radioelektrycznych. Później przeanalizowano trzy przypadki pracy grupowej, w których łącząc lampy w różne konfiguracje zasilano je z jednego obwodu. Uzyskane wyniki pozwalają stwierdzić, że praca grupowa lamp LED, w której znajdują się lampy emitujące zaburzenia o różnych wartościach, może obniżyć wartość emisji zaburzeń generowanej przez całą grupę.

Słowa kluczowe: kompatybilność elektromagnetyczna, zaburzenia przewodzone, lampy LED.

1. WSTĘP

1.1. Problematyka dotycząca zaburzeń przewodzonych

Termin "zaburzenie elektromagnetyczne" oznacza przyczynę, czyli zjawisko elektromagnetyczne, które może obniżyć jakość działania urządzenia lub systemu.... [1]. Zaburzenia elektromagnetyczne można podzielić na dwa rodzaje tj: zaburzenia przewodzone i zaburzenia promieniowane. Ze źródła zaburzeń do środowiska elektromagnetycznego zaburzenia przewodzone propagowane są za pośrednictwem przewodów zasilających lub sygnałowych, natomiast zaburzenia promieniowane propagowane są przy udziale fal elektromagnetycznych. Droga propagacji uzależniona jest od zakresu częstotliwości w którym emitowane są zaburzenia. Może się zdarzyć również tak, że zaburzenia elektromagnetyczne mogą się rozprzestrzeniać na drodze przewodzonej i promieniowanej jednocześnie, jeżeli dane urządzenie emituje zaburzenia w szerokim zakresie częstotliwości. Źródłem zaburzeń elektromagnetycznych są wadliwie skonstruowane urządzenia elektryczne, które nie spełniają norm i przepisów kompatybilności elektromagnetycznej. Emitowane wówczas zaburzenia elektromagnetyczne o znacznych wartościach mogą wywoływać zakłócenia w pracy innych urządzeń zasilanych z tych samych instalacji elektrycznych, czy nawet znajdujących się w tym samym budynku (wpływ zaburzeń promieniowanych). Z tej przyczyny każde urządzenie elektryczne dopuszczone do obrotu na terenie Unii Europejskiej musi spełniać wymogi

dyrektywy EMC 2014/30/UE [2] i norm zharmonizowanych z tą dyrektywą. Obowiązek spełnienia tych wymogów został nałożony na producentów urządzeń elektrycznych i elektronicznych oraz importerów tych urządzeń. Zgodnie z tymi wymaganiami, wszystkie urządzenia elektryczne i elektroniczne powinny być tak zaprojektowane i wykonane oraz użytkowane, aby pracując w danym środowisku elektromagnetycznym (np. mieszkalnym, przemysłowym) nie wprowadzały (emitowały) do tego środowiska zaburzeń elektromagnetycznych o wartościach przekraczających dopuszczalne poziomy [3].

Sporą grupę odbiorników elektrycznych tworzą odbiorniki oświetleniowe [4], które wykorzystywane w pomieszczeniach biurowych, handlowych itp., tworzą skupiska (grupy) tych odbiorników [5]. Zdarza się, że oferowane w handlu lampy LED nie spełniają standardów kompatybilności i wówczas taka pojedyncza lampa, czy grupa lamp zainstalowanych w danym pomieszczeniu stają się źródłem zaburzeń radioelektrycznych [6]. Dlatego w tym artykule autorzy analizują trzy przypadki pracy grupowej lamp LED. W pierwszym przypadku analizowana jest praca grupowa lamp LED emitujących znaczne zaburzenia elektromagnetyczne o wartości przekraczającej dopuszczalne limity. Natomiast w drugim i trzecim przypadku do wcześniej badanej grupy lamp dołączono kilka lamp LED, które charakteryzowały się niską emisyjnością elektromagnetyczną.

1.2. Metodyka badań

Pomiary wybranych lamp LED zostały przeprowadzone na stanowisku badawczym usytuowanym w komorze bezchowej znajdującej się w specjalizowanym laboratorium EMC Katedry Systemów Elektronicznych i Telekomunikacyjnych Politechniki Rzeszowskiej [6].

W przypadku źródeł światła pomiar zaburzeń elektromagnetycznych przewodzonych jest realizowany zgodnie z normą PN-EN 55015 [7], w której zawarte są między innymi dopuszczalne limity emisji zaburzeń [6,7]. W badaniach wykorzystano trzy lampy LED o tej samej mocy znamionowej wyprodukowane przez tego samego producenta (producent A) oraz osiem lamp LED o różnych mocach znamionowych, które pochodziły od różnych producentów (producenci oznaczeni jako B i C). W tabeli 1

podano specyfikację badanych lamp. Badania przeprowadzono w trzech etapach najpierw scharakteryzowano poszczególne badane lampy pod względem ich emisji. Później zbadano emisję zaburzeń generowanych przez grupę lamp LED wyprodukowanych przez producenta A, następnie do grupy lamp LED producenta A dołączono dwie a później trzy lampy producenta B, a potem trzy lampy wyprodukowane przez producenta C. Wówczas cała grupa (odbiorników) liczyła dziewięć lamp LED. Stanowisko badawcze znajdujące się w komorze bezchowej z widoczną grupą lamp LED zasilanych z sieci 230V za pośrednictwem odpowiednich filtrów i specjalnej sieci sztucznej (VESH3 Z5) przedstawiono na rysunku 1. Sieć sztuczna została podłączona do specjalnego odbiornika zaburzeń ESU 26, który sterowany był przy pomocy komputera PC z zainstalowanym oprogramowaniem MC32. Wymienione elementy stanowiska pomiarowego zostały szerzej opisane w pracy [6]. Oprogramowanie MC32 pozwalało w sposób automatyczny sterować pracą odbiornika i sieci sztucznej oraz rejestrować wartości poziomu napięcia zaburzeń i przedstawiać je w sposób graficzny w postaci wykresów.



Rys. 1. Stanowisko badawcze zlokalizowane w komorze bezchowej

Na rysunkach od 2 do 7 widoczne są tak zwane „linie oporowe” narysowane linią łamaną. Linia przerywana dotyczy limitu dla wartości zaburzeń quasi-szczytowych QP (Quasi Pik), natomiast linia ciągła dotyczy wartości średnich (average AV). Wymienione linie określają dopuszczalne poziomy emisji zaburzeń, które określone są w normie PN-EN-55015 [5].

2. WYNIKI BADAŃ

2.1. Charakterystyki badanych lamp LED

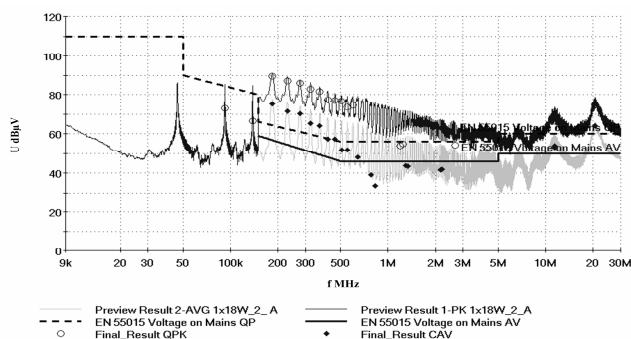
Jak wspomniano w punkcie 1.2 najpierw zbadano każdą lampę LED ze względu na wartość emisji zaburzeń przewodzonych. W tabeli 1 podano specyfikację badanych lamp LED.

Tabela 1. Zestawienie badanych lamp LED

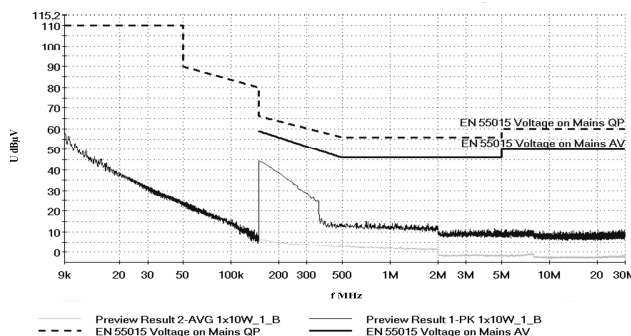
Rodzaj lampy	Moc znamionowa jednej lampy	Ilość badanych lamp szt.	Oznaczenie producenta
LED	18W	3	A
LED	10W	5	B
LED	8W	3	C

Natomiast poniżej zamieszczono przykładowe rysunki (rys. 2, 3 i 4) obrazujące poziom emisji zaburzeń przewodzonych dla lamp wyprodukowanych przez

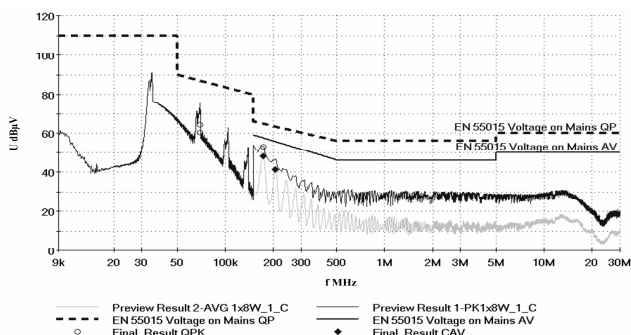
producentów A, B i C. Przykładowo na rysunku 2, na tle linii oporowych widoczne są zmiany wartości napięcia zaburzeń zarejestrowane dla jednej z trzech badanych lamp LED wyprodukowanych przez producenta A (oznaczenie 1x18 W_2_A dotyczy lampy 18 W badanej jako druga, wyprodukowanej przez producenta A). Wykres oznaczony linią koloru czarnego dotyczy wartości szczytowych, natomiast szarym kolorem zaznaczony jest wykres zmian wartości średnich. Następnie program MC32 oblicza wartości QP i AV. Obydwa rodzaje wartości QP i AV odnoszone są do dopuszczalnych limitów podanych w normie EN-55015. Widoczne na rysunku 2 zarejestrowane wartości QP i AV przekraczają dopuszczalne limity (zarejestrowane wartości są ponad liniami oporowymi). Przykładowo dla częstotliwości 183,75 kHz wartość QP wyniosła 89,54 dB μ V i 75,2 dB μ V dla wartości średniej AV, gdzie dopuszczalne wartości wynoszą odpowiednio 64 dB μ V dla wartości QP i 56 dB μ V dla wartości średniej AV. Wynika z tego, że dopuszczalna wartość QP została przekroczona o około 25 dB μ V (tab. 2).



Rys. 2. Przykładowe zarejestrowane wartości emisji zaburzeń dla jednej z trzech lamp LED 18 W producenta A (1x18 W_2_A)



Rys. 3. Przykładowe zarejestrowane wartości emisji zaburzeń dla jednej z pięciu lamp LED 10 W producenta B (1x10 W_1_B)



Rys. 4. Przykładowe zarejestrowane wartości emisji zaburzeń dla jednej z trzech lamp LED 18 W producenta C (1x8 W_1_C)

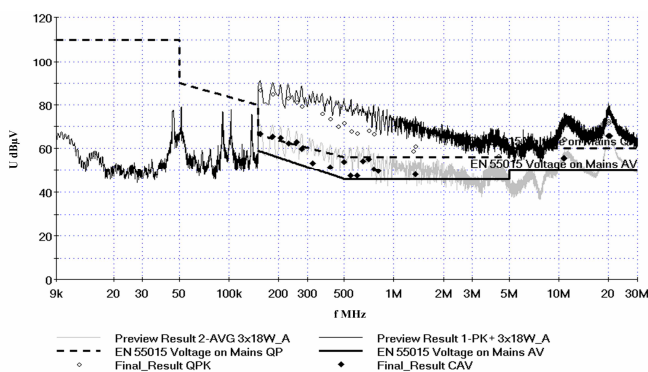
2.2. Praca grupowa trzech lamp LED producenta A

Wszystkie trzy badane lampy producenta A wykazywały przekroczenia ponad dopuszczalne limity [7]. Wartości tych przekroczeń zamieszczono w tabeli 2.

Tabela 2. Zarejestrowane wartości QP i AV dla trzech lamp 18 W producenta A

Oznaczenie lampy LED	Częstotliwość kHz	Wartość zmierzona QP dB μ V	Limit dB μ V	Margines dB μ V	Producent
1x18W 1 A	181,5	78,83	64,42	-14,41	A
1x18W 2 A	183,75	89,54	64,31	-25,22	
1x18W 3 A	186,00	91,65	64,21	-27,43	
Oznaczenie lampy LED	Częstotliwość kHz	Wartość zmierzona AV dB μ V	Limit dB μ V	Margines dB μ V	Producent
1x18W 1 A	181,5	66,69	56,94	-9,75	A
1x18W 2 A	183,75	74,93	56,81	-18,12	
1x18W 3 A	186,00	74,44	56,68	-17,76	

Przykłady zamieszczonych przekroczeń wartości QP i AV dla wybranych częstotliwości nasuwają pytanie, jak zmieni się wartość emisji zaburzeń przewodzonych, gdy lampy zostaną zasilone z jednego obwodu elektrycznego? Taka sytuacja może się zdarzyć, gdy lampy LED producenta A zostaną użyte w instalacji oświetleniowej np. obiektu biurowego, czy handlowego. Wyniki dla takiego przypadku pokazano na rysunku 5.



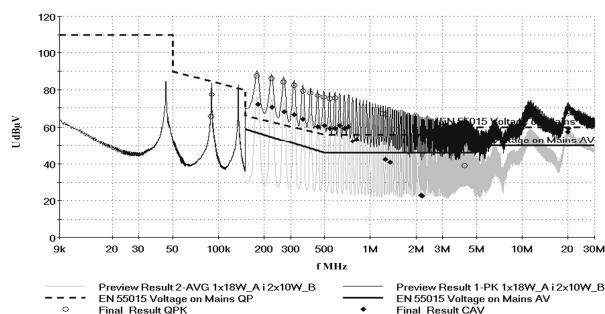
Rys. 5. Zarejestrowane wartości emisji zaburzeń dla grupy trzech lamp LED 18 W producenta A zasilanych z jednego obwodu

Porównując wyniki przedstawione na rysunku 5 z wynikami prezentowanymi na rysunku 2 zauważamy, że na wykresie zmian wartości szczytowych (rys. 5) pojawiły się dodatkowe harmoniczne, które są wynikiem pracy trzech niezależnych układów zasilających badane lampy LED. Szczególnie jest to widoczne w niskim zakresie częstotliwości od 40 do 140 kHz. Widać tam charakterystyczne piki w napięciu. Wynika to z tego, że w układach zasilających zastosowano przetwornice pracujące każda z inną częstotliwością (zakres częstotliwości ich pracy zawiera się od 45 do 51 kHz). W efekcie można zauważyć niewielkie, kilku decybelowe obniżenie wartości QP oraz wartości średnich AV. W tym przypadku mamy do czynienia z naturalnym (bez nakładów ekonomicznych) sposobem obniżenia o kilka decybeli wartości emisji zaburzeń. Dlatego w kolejnym rozdziale zostanie rozpatrzony przypadek, gdy w obwód z jedną lampą 18 W zostaną dołączone dwie lampy 10 W producenta B.

2.3. Praca grupowa lamp LED producentów A i B

W tym przypadku w jednym obwodzie zasilającym będą pracowały: jedna lampa LED 18 W producenta A

i dwie lampy LED 10 W producenta B. Uzyskano, w ten sposób porównywalny pobór mocy. Jak pokazano na rysunku 3 lampy producenta B charakteryzują się niską wartością emisji zaburzeń przewodzonych. Pojawia się kolejne pytanie, czy wspólna praca lamp charakteryzujących się niskim poziomem emisji (producent B) oraz lamp, które generują znaczne zaburzenia (producent A) będzie rozwiązaniem korzystnym, pozwalającym obniżyć emisję zaburzeń elektromagnetycznych generowaną przez tak skonfigurowaną grupę lamp.



Rys. 6. Zarejestrowane wartości emisji zaburzeń dla grupy trzech lamp LED: jednej 18 W producenta A oraz dwóch 10 W producenta B, które zasilano z jednego obwodu

Praca grupowa lamp producenta A i B w rozpatrywanej konfiguracji nie przyniosła oczekiwanego rezultatu obniżenia poziomu wartości emisji zaburzeń. W tym przypadku uzyskano zaledwie kilku decybelowe obniżenie wartości emisji. Przykładowo dla częstotliwości 179,25 kHz uzyskano wartość QP wynoszącą około 87 dB μ V, a dla częstotliwości 181,5 kHz uzyskano wartość 79,1 dB μ V. Porównując te wartości z wartościami zamieszczonymi w tabelach 2 i 3 można stwierdzić, że rzeczywiście nie uzyskano zamierzonego efektu. Dlatego do badanej grupy lamp dołączono jeszcze trzy lampy 10 W producenta B (w sumie 5 lamp 10 W producenta B i jedna 18 W lampa producenta A). Wyniki wartości QP i AV dla wybranych częstotliwości zamieszczono w tabeli 4. Dla porównania w tabeli 5 podano dodatkowo wartości z poprzedniego przypadku, w którym pracowały dwie lampy 10 W i jedna 18 W.

Tabela 4. Wartości quasi-pik (QP) i wartości średnie AV emisji zaburzeń dla wybranych częstotliwości. Praca grupowa lamp producentów A i B

Oznaczenie lampy LED	Częstotliwość kHz	Wartość zmierzona QP dB μ V	Limit dB μ V	Margines dB μ V	Producent
1x18W_A, 2x10W_B	179,25	87,73	64,52	-23,21	A i B
1x18W_A, 5x10W_B	179,25	81,31	64,52	-16,79	A i B
Oznaczenie lampy LED	Częstotliwość kHz	Wartość zmierzona AV dB μ V	Limit dB μ V	Margines dB μ V	Producent
1x18W_A, 2x10W_B	0,1815	71,94	56,94	-15	A i B
1x18W_A, 5x10W_B	179,25	67,84	57,08	-10,76	A i B

Zastosowanie pięciu lamp LED 10 W producenta B pracujących wspólnie z lampą 18 W pozwoliło uzyskać obniżenie emisji zaburzeń. Przykładowo porównując podane w tabeli 4 wartości QP, można stwierdzić około 6 dB obniżenie wartości emisji zaburzeń.

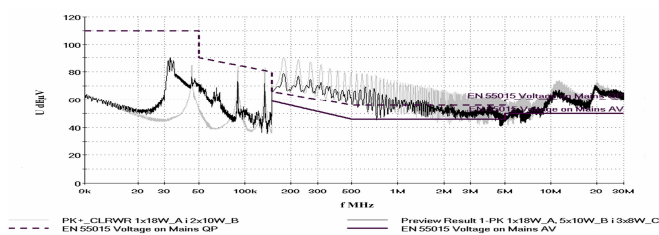
2.4. Praca grupowa lamp LED producentów A, B i C

W tym przypadku w jednym obwodzie elektrycznym będzie pracowało: pięć lamp 10 W producenta B, 3 lampy 8 W producenta C oraz jedna lampa 18 W producenta A. W tej sytuacji w obwodzie będą pracowały w większości lampy LED charakteryzujące się wartościami emisji, które nie przekraczają dopuszczalnych limitów (rys. 3 i 4). W tabeli 5 zamieszczono wartości QP i AV dla tego przypadku.

Tabela 5. Wartości quasi-pik (QP) i wartości średnie AV emisji zaburzeń dla wybranych częstotliwości. Praca grupowa lamp producentów A, B i C

Oznaczenie lampy LED	Częstotliwość kHz	Wartość zmierzona QP dB μ V	Limit dB μ V	Margines dB μ V	Producent
1x18W_A, 5x10W_B i 3x8W_C	179,25	78	64,52	-13,48	A, B i C
Oznaczenie lampy LED	Częstotliwość kHz	Wartość zmierzona AV dB μ V	Limit dB μ V	Margines dB μ V	Producent
1x18W_A, 5x10W_B i 3x8W_C	179,25	64,53	57,08	-7,45	A, B i C

Porównując, podane w tablicach 4 i 5, wartości QP zarejestrowane dla częstotliwości 179,25 kHz można stwierdzić, że w ostatnim analizowanym przypadku, w którym pracowało dziewięć lamp LED producentów A, B i C uzyskano 10 dB obniżenie wartości napięcia zaburzeń. Dla innych wartości częstotliwości również uzyskano zmniejszenie wartości napięcia zaburzeń. Widoczne jest to na rysunku 7, będącym złożeniem zarejestrowanych wartości szczytowych napięcia zaburzeń dla przypadku pracy grupowej trzech lamp LED producenta A i B (1x18 W_A i 2x10 W_B,) oraz ostatniego analizowanego przypadku, w którym pracowało w sumie 9 lamp LED producentów A, B i C (1x18 W_A i 5x10 W_B oraz 3x8 W_C).



Rys.7. Zestawienie zarejestrowanych wartości szczytowych napięcia zaburzeń dla dwóch przypadków pracy grupowej.

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Na rynku pojawiają się czasami lampy LED, które nie spełniają standardów EMC [6] i dlatego są źródłem emisji

zaburzeń radioelektrycznych o znacznych wartościach (rys. 2 i tab. 2). Wykorzystanie takich wadliwie skonstruowanych lamp LED w instalacjach elektrycznych może wywoływać zakłócenia w pracy innych urządzeń elektronicznych zasilanych z tego samego obwodu lub znajdujących się w tym samym budynku. Dlatego lampy LED emitujące zaburzenia radioelektryczne o wartościach przekraczających dopuszczalne limity, powinno się nie dopuszczać do sprzedaży. W przypadku pracy grupowej lamp generujących znaczne zaburzenia elektromagnetyczne, decydujący wpływ ma lampa, która emituje zaburzenia o najwyższych wartościach (1x18 W_A_3, tab. 2, rys. 5). Łączenie we wspólnym obwodzie lamp pochodzących od różnych producentów daje korzystne (z punktu widzenia ekonomicznego i radioelektrycznego), naturalne obniżenie wartości emisji zaburzeń elektromagnetycznych nawet o 10 dB (porównanie wartości QP tab.4 i 5, rys. 7). Ale nie zawsze tak musi być. Uzależnione jest to od konstrukcji układowej zasilacza lampy LED i zastosowanej w nim przetwornicy [6]. Autorzy artykułu proponują, aby producenci lamp LED podawali na opakowaniach swoich wyrobów informacje o emisji elektromagnetycznej. Z punktu widzenia autorów artykułu prowadzenie dalszych prac badawczych nad pracą grupową lamp LED jest istotna ponieważ ten rodzaj oświetlenia dynamicznie się rozwija. Obecnie lampy LED dużej mocy wykorzystywane są do oświetlania np. ulic, czy hal produkcyjnych.

5. BIBLIOGRAFIA

1. PN-T-01030/1996 Kompatybilność elektromagnetyczna. Terminologia.
2. Dyrektywa Unii Europejskiej 2014/30/UE.
3. Jan Bogucki J., Chudziński A., Połujan J.: Emisja elektromagnetyczna w praktyce, Telekomunikacja i Techniki Informacyjne nr 1-2, 2007, s. 85-95.
4. Podsumowanie kontroli urządzeń LED..., Raport UKE, Warszawa, 2016
5. Kamuda K., Klepacki D., Kuryło K., Sabat W.: Analiza statystyczna wpływu odbiorników nieliniowych małej mocy na odkształcenie napięcia zasilającego, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 8, 2015, s. 19-22.
6. Kuryło K., Kamuda K., Klepacki D., Sabat W., Kielar D.; Badanie zaburzeń radioelektrycznych generowanych przez lampy LED, Poznan University of Technology Academic Journals, Electrical Engineering, Nr 92, Politechnika Poznańska, 2017 s. 237-248.
7. PN-EN 55015/2013 Poziomy dopuszczalne i metody pomiarów zaburzeń radioelektrycznych wytworzonych przez elektryczne urządzenia oświetleniowe i urządzenia podobne.

CONDUCTED DISTURBANCES EMITTED BY THE GROUP OF LED LAMPS

The LED lamps which do not fulfill the EMC standards appear on the market and therefore emit high-resolution radioelectric disturbances with high values. The use of such mismatched lamps in electrical installations can cause interference with other electronic devices in the same building. From this reason, the case of LED lamp group of the same type that emit high value of conductive disturbances and the case where a group of defective LED lamps is connected to a group of LED lamps fulfill the EMC requirements have been analyzed in this paper. The authors hope that the analyzed cases will be interest to people dealing with the subject of electromagnetic disturbances and to installers and users of LED lamps.

Keywords: electromagnetic compatibility, conducted disturbances, LED lamps.

WPLYW OPÓŹNIENIA WNOSZONEGO PRZEZ SZEREGOWY ODCZYT KANAŁÓW PRZETWORNIKA A/C STEROWNIKÓW PLC NA DOKŁADNOŚĆ OBLICZEŃ MOCY CZYNNEJ I BIERNEJ

Krzysztof LUDWINEK¹, Piotr MAKARSKI², Karol CIENCIAŁA³

1. Politechnika Świętokrzyska, Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki
tel.: 41 342-46-83, e-mail: k.ludwinek@tu.kielce.pl
2. Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie, Wydział Inżynierii Produkcji
tel.: 81 531-97-47, e-mail: piotr.makarski@up.lublin.pl
3. „Automatica” Karol Cienciała w Kielcach
tel.: 41 241-24-01, e-mail: karol.cienciala@automatica.com.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono wpływ opóźnienia spowodowanego pracą multiplexera wejściowego przetwornika A/C na dokładność pomiaru mocy czynnej i biernej. Analizę błędów pomiaru mocy czynnej i biernej (wynikającej z przesunięcia fazowego składowych podstawowych napięcia i prądu) przeprowadzono dla prądu i napięcia jednej fazy podczas zasilania silnika indukcyjnego klatkowego w stanie biegu jałowego. Badania eksperymentalne przeprowadzono dla sumarycznego czasu opóźnienia zmieniającego się od 0,35 μ s do 2 ms.

Słowa kluczowe: przetwornik A/C, czas przetwarzania, czas opóźnienia, sterownik PLC, moc czynna i bierna.

1. WPROWADZENIE

Duży wybór kompaktowych i modułowych przemysłowych sterowników PLC i różnorodność ich zastosowania z jednoczesnym łatwym sposobem ich programowania (najczęściej w języku drabinkowym - LD) powoduje, że urządzenia te stosowane są nie tylko do zabezpieczeń, czy sterowania procesem załączania i wyłączania urządzeń elektrycznych, ale również w monitoringu na przykład do pomiaru wielkości elektrycznych i mechanicznych takich jak napięcia, prądy, moce chwilowe, moce czynne i bierne, momenty mechaniczne, prędkość kątowna (obrotowa) itp. Najłatwiej mierzy się te wielkości stosując czujniki pomiarowe wykorzystując technikę analogową, a następnie uzyskane informacje zamienia się na postać cyfrową wykorzystując w tym celu przetworniki analogowo-cyfrowe [1-6]. Na rynku istnieje bogata oferta przetworników analogowo-cyfrowych (A/C) [1-6]. Większość z nich jest wbudowana w kompaktowe sterowniki PLC lub dostarczana w postaci dodatkowych tzw. modułów rozszerzeń dołączonych do sterowników PLC [1, 2]. Zastosowanie przetworników A/C w technice pomiarowej zdecydowanie ułatwiło: pomiar sygnałów ciągłych, gromadzenie danych, diagnostykę i serwis. Ich głównym zadaniem jest przetwarzanie sygnału analogowego o określonym poziomie napięciowym lub zakresie prądowym, na odpowiadający im sygnał (liczbę) w postaci cyfrowej o określonej rozdzielczości.

Przykładowo, przetwornik 8 bitowy (8b) posiada rozdzielczość 256 poziomów, natomiast 12b posiada rozdzielczość 4096 poziomów itp. Jednym z ważniejszych parametrów przetworników A/C jest czas przetwarzania (próbkowanie - kwantowanie - kodowanie) [4-6]. Najczęściej mierzone sygnały napięciowe lub prądowe gromadzone są w pamięci sterownika PLC lub gromadzone są globalnie w postaci bazodanowych. W tabeli 1 podano kilka przykładowych typów przetworników PLC wraz z ich czasem przetwarzania i rodzajem wejść pomiarowych (równoległy lub multipleksowany).

Tabela 1. Zestawienie czasów przetwarzania i rodzaju wejść pomiarowych przetworników PLC

Typ	Czas przetwarzania	Rodzaj wejść	Producent
Q64AD	80 μ s	Multipleksowany	Mitsubishi
CJ1W-MAD42	500/1000 μ s	Multipleksowany	Omron
CJ1W-MAD11	2 ms	Multipleksowany	Omron
CJ1W-AD042	20 μ s – 1 kan. 25 μ s – 2 kan. 30 μ s – 3 kan. 35 μ s – 4 kan.	Równoległy	Omron
EL3356-0010 XFC	100 μ s	Równoległy	Beckhoff
EPM-S406	240 μ s	Równoległy	Lenze
031-1BD70	480 μ s	Równoległy	Vipa
6ES7231-4HD32-0XB0	625 μ s	Równoległy	Siemens
EL3004	625 μ s	Równoległy	Beckhoff

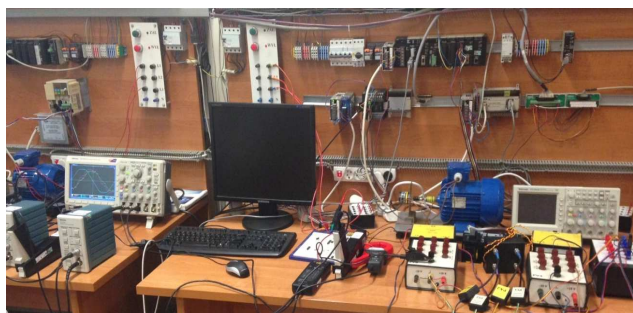
W przypadku równoległych wejść pomiarowych przetwornika A/C, dłuższy czas przetwarzania (Tabela 1) będzie powodował jedynie zmniejszanie liczby

gromadzonych próbek za okres. Natomiast w przypadku multipleksowanego wejścia przetwornika A/C, występuje też dłuższy czas przetwarzania (na kanał), ilość gromadzonych próbek jest mniejszą, ale dodatkowo będzie wprowadzane przesunięcie fazowe pomiędzy mierzonymi sygnałami. Wprowadzie w sterownikach PLC współpracującym z przetwornikami A/C z multipleksowanym kanałem wejściowym opóźnienia nie mają wpływu na pomiar amplitudy i wartości skutecznej za okres np. dla składowej podstawowej mierzonego sygnału napięcia lub prądu, ale będą miały wpływ na dokładność pomiaru np. mocy czynnej i biernej wynikającej z iloczynu kolejnych próbek dwóch sygnałów reprezentujących mierzone napięcie i prąd fazowy. Z tego jednoznacznie wynika, że aby nie generować dodatkowego przesunięcia fazowego sygnały napięcia i prądu (próbki gromadzone są nie w tym samym czasie) powinny być wprowadzone na dwa sąsiednie kanały wejściowe przetwornika (kanały wejściowe są odczytywane po kolei).

Dlatego w artykule przedstawiono wpływ czasu opóźnienia pobierania próbek z sąsiednich kanałów multipleksowanego przetwornika A/C typu CJ1W-MAD42 na dokładność pomiaru mocy czynnej i biernej pobieranej z sieci zasilającej. Konfiguracja i programowanie tego przetwornika została przedstawiona w [1, 2].

2. BADANIA EKSPERYMENTALNE

Na rysunku 1 przedstawiono widok stanowiska do badań eksperymentalnych wpływu czasu opóźnienia wejść przetwornika A/C typu CJ1W-MAD42 współpracującego ze sterownikiem PLC typu CJ2H-CPU64-EIP na dokładność pomiaru mocy czynnej i biernej. Badania przeprowadzono w zakresie czasów opóźnienia od 35 μ s do 2 ms pomiędzy mierzonymi sygnałami napięcia i prądu zasilania trójfazowego silnika indukcyjnego klatkowego firmy Besel Sh-80-8/4A.



Rys. 1. Widok stanowiska badawczego

Stanowisko badawcze składało się z następujących urządzeń:

- MSO3014 - oscyloskop cyfrowy (Tektronix), podczas badań częstotliwość próbkowania wynosiła 1 MHz/kanał,
- zestaw: wzmacniacz TCPA300 (Tektronix) - zakres: DC - 50 MHz, czas narastania sygnału dla zestawu \leq 23 ns, sonda prądowa TCP303 - zakres: DC - 15 MHz (-3 dB),
- sonda napięciowa P5200 (Tektronix), zakres: DC - 25 MHz (-3dB), czas narastania sygnału \leq 14 ns,
- sterownik PLC typu CJ2H-CPU64-EIP wraz z modułem A/C i C/A typu CJ1W-MAD42 (4 wejścia i 2 wyjścia) firmy Omron, do modułu wprowadzono sygnały

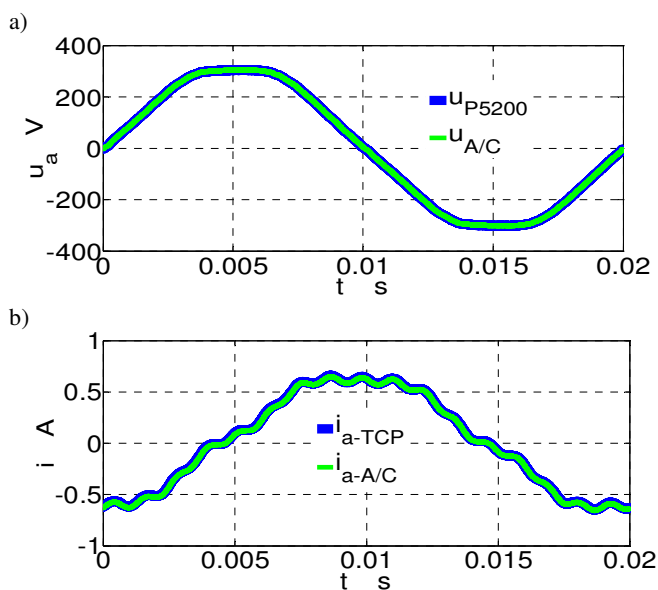
napięciowe z przetwornika napięciowego LV - 100 oraz z przetwornika prądowego LA - 25 firmy LEM [7, 8],

- trójfazowy silnik indukcyjny klatkowy Sh-80-8/4A Besel o danych znamionowych $P_N = 0,40$ kW, $U_N = 400$ V, $n_N = 670$ obr/min,
- zestaw komputerowy PC.

2.1. Badania przy zasilaniu z sieci elektroenergetycznej

Na rysunku 2 przedstawiono porównanie zarejestrowanych przebiegów:

- napięcia (sondą P5200 i odtworzone z próbek przetwornika A/C typu CJ1W-MAD42),
- prądu (sondą TCP303 i odtworzone z próbek przetwornika A/C typu CJ1W-MAD42).

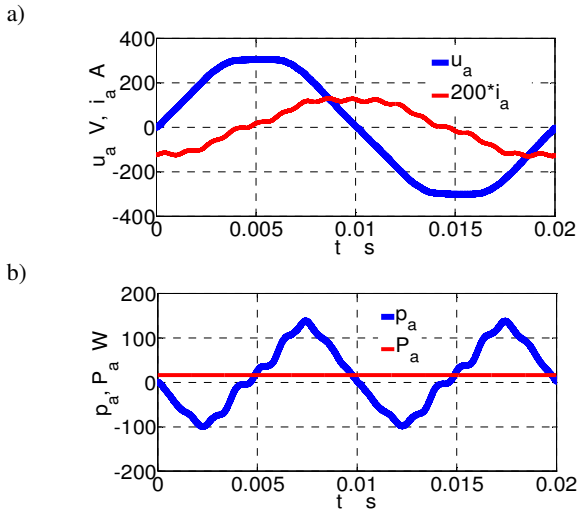


Rys. 2. Zarejestrowane przebiegi w ustalonym stanie obciążenia a) napięcia fazowego sondą P5200 i odtworzone z próbek przetwornika CJ1W-MAD42, b) prądu fazowego sondą TCP303 i odtworzone z próbek przetwornika CJ1W-MAD42

Z przedstawionego porównania przebiegów napięć i prądów (rys. 2) wynika, że przebiegi te pokrywają się. Różnice w obliczeniach wartości skutecznych dla składowych podstawowych (rys. 2) wynoszą:

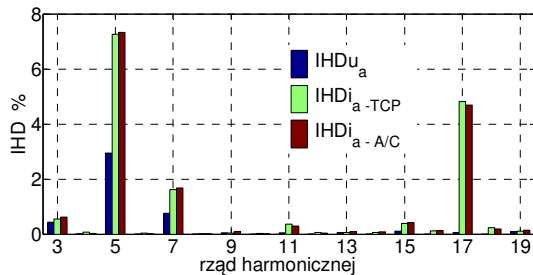
- dla napięcia $U_{P5200} = 221,63$ V, $U_{A/C} = 221,71$ V, co daje procentową różnicę 0,04%
- dla prądu $I_{TCP} = 0,45$ A, $I_{A/C} = 0,46$ A., co daje procentową różnicę 2,2%

Na rysunku 3 przedstawiono zarejestrowane przebiegi napięcia u_a i prądu fazowego i_a oraz obliczonej mocy chwilowej p_a w ustalonym stanie biegu jałowego trójfazowego silnika indukcyjnego klatkowego firmy Besel Sh-80-8/4A. Przebiegi napięcia i prądu zarejestrowano oscyloskopem cyfrowym MSO3014 przy użyciu sondy napięciowej P5200 i sondy prądowej TCP303. Na rysunku 3b linią ciągłą zaznaczono poziom mocy czynnej P_a jednej fazy (liczonej, jako średnią wartość z mocy chwilowej p_a za okres). Aby z rysunku 3a odczytać wartość rzeczywistą prądu należy podzielić ją przez 200. Przebiegi napięć i prądów w pozostałych fazach są takie same jak na rys. 2 z tą różnicą, że są przesunięte w fazie o $\pm 120^\circ$. Dlatego w dalszej części tego artykułu obliczenia będą wykonywane tylko dla fazy a .



Rys. 3. Przebiegi w ustalonym stanie biegu jałowego
a) zarejestrowanego napięcia i prądu fazowego, b) obliczonej mocy chwilowej i mocy czynnej

Na rysunku 4 przedstawiono procentowy udział nieparzystych wyższych harmonicznych w prądzie pobieranym przez silnik. Prąd silnika zmierzony został za pośrednictwem sondy prądowej TCP303 oraz przetwornika LA-25, z którego sygnał wprowadzono na wejście przetwornika A/C typu CJ1W-MAD42. Wartości wyższych harmonicznych napięcia i prądu zostały odniesione do wartości harmonicznej podstawowej odpowiednio napięcia, prądu i wyrażone w procentach.



Rys. 4. Procentowy udział wyższych harmonicznych

Z przedstawionych wyników badań eksperymentalnych (rys. 2 - 4) wynika, że podczas biegu jałowego silnik indukcyjny klatkowy Sh-80-8/4A:

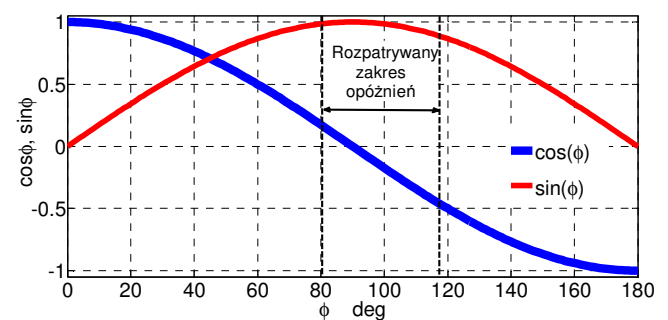
- pobiera, w analizowanej fazie zasilającej, moc czynną $P_a = 16,9$ W zmierzoną oscyloskopem cyfrowym MSO3014 przy użyciu sondy napięciowej P5200 i sondy prądowej TCP303 oraz moc $P_a = 16,7$ W, którą zmierzono przetwornikiem CJ1W-MAD42,
- pobiera, w analizowanej fazie zasilającej, moc bierną $Q_a = 100,1$ VAR zmierzona oscyloskopem cyfrowym MSO3014 przy użyciu sondy napięciowej P5200 i sondy prądowej TCP303 oraz $Q_a = 100,4$ VAR, którą zmierzono przetwornikiem CJ1W-MAD42),
- wprowadza, w stanie biegu jałowego, przesunięcie fazowe pomiędzy prądem i napięciem wynoszące $80,2^\circ$,
- jest źródłem nieparzystych wyższych harmonicznych prądu. Z dominującymi harmonicznymi 5., 7. i 17., których wartości wynoszą odpowiednio, 7,2%, 1,6% i 4,8%.

Całkowita zawartość wyższych harmonicznych w prądzie liczona do 39 rzędu wg [9] wyniosła $THDi_a = 8,9\%$.

2.2. Badania przy opóźnieniu sygnałów wprowadzonych na wejścia przetwornika A/C

W tym podpunkcie przedstawiono badania wpływu opóźnienia sygnału pomiarowego prądu w zakresie od $35 \mu\text{s}$ do 2 ms wprowadzonego na wejścia przetwornika A/C. Opóźnienie prądu w zakresie od $35 \mu\text{s}$ do 2 ms spowoduje dodatkowe przesunięcie fazowe odpowiednio od $0,63^\circ$ do 36° . Będzie to miało wpływ na wartości $\cos\phi$ oraz $\sin\phi$, od których zależą wartości odpowiednio mocy czynnej i mocy biernej. Na rysunku 5 przedstawiono wpływ opóźnienia między próbkami napięcia i prądu od $35 \mu\text{s}$ do 2 ms na zmierzoną wartość współczynników $\cos\phi$ oraz $\sin\phi$.

Z rysunku 5 wynika, że dla badanego biegu jałowego silnika indukcyjnego Sh-80-8/4A czas opóźnienia na zmianę zmierzonej mocy czynnej będzie miał wpływ zbliżony do liniowego (w zakresie linearyzacji zmian funkcji $\cos\phi$). Natomiast wartość zmierzonej mocy biernej Q zależy w kwadracie od czasu opóźnienia.



Rys. 5. Wpływ czasu opóźnienia na wartość współczynników $\cos\phi$ oraz $\sin\phi$

W tabeli 2 i 3 dokonano zestawienia obliczonych mocy czynnych i biernych w zakresie zmian opóźnienia od $35 \mu\text{s}$ do 2 ms. W obliczeniach przyjęto oznaczenia mocy czynnych i biernych dla następujących czasów opóźnienia: P_a – moc czynna stanowiąca moc wzorcową, Q_a – moc bierna stanowiąca moc wzorcową, $P_{a35\mu\text{s}}$, $P_{a80\mu\text{s}}$, $P_{a100\mu\text{s}}$, $P_{a200\mu\text{s}}$, $P_{a400\mu\text{s}}$, $P_{a800\mu\text{s}}$, $P_{a1000\mu\text{s}}$, $P_{a2000\mu\text{s}}$ – moc czynna wynikająca z czasu opóźnienia odpowiednio $35 \mu\text{s}$, $80 \mu\text{s}$, $100 \mu\text{s}$, $200 \mu\text{s}$, $400 \mu\text{s}$, $800 \mu\text{s}$, $1000 \mu\text{s}$, $2000 \mu\text{s}$, $Q_{a35\mu\text{s}}$, $Q_{a80\mu\text{s}}$, $Q_{a100\mu\text{s}}$, $Q_{a200\mu\text{s}}$, $Q_{a400\mu\text{s}}$, $Q_{a800\mu\text{s}}$, $Q_{a1000\mu\text{s}}$, $Q_{a2000\mu\text{s}}$ – moc bierna wynikająca z czasu opóźnienia odpowiednio $35 \mu\text{s}$, $80 \mu\text{s}$, $100 \mu\text{s}$, $200 \mu\text{s}$, $400 \mu\text{s}$, $800 \mu\text{s}$, $1000 \mu\text{s}$, $2000 \mu\text{s}$.

Tabela 2. Zestawienie obliczonych mocy czynnych wynikających z czasu opóźnienia zmieniającego się od $35 \mu\text{s}$ do $2000 \mu\text{s}$.

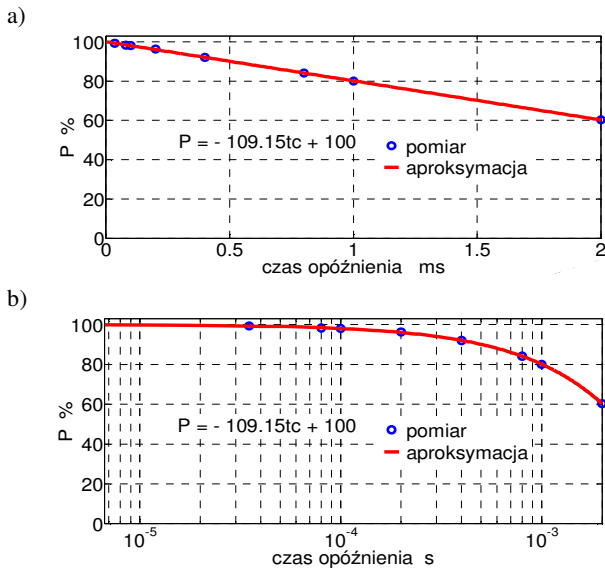
P_a [W]	P_{a35} [W]	P_{a80} [W]	P_{a100} [W]	P_{a200} [W]	P_{a400} [W]	P_{a800} [W]	P_{a1000} [W]	P_{a2000} [W]
16,7	15,6	14,2	13,6	10,4	3,9	-9,4	-15,	-49,2

Tabela 3. Zestawienie obliczonych mocy biernych wynikających z czasu opóźnienia zmieniającego opóźnienia od $35 \mu\text{s}$ do $2000 \mu\text{s}$.

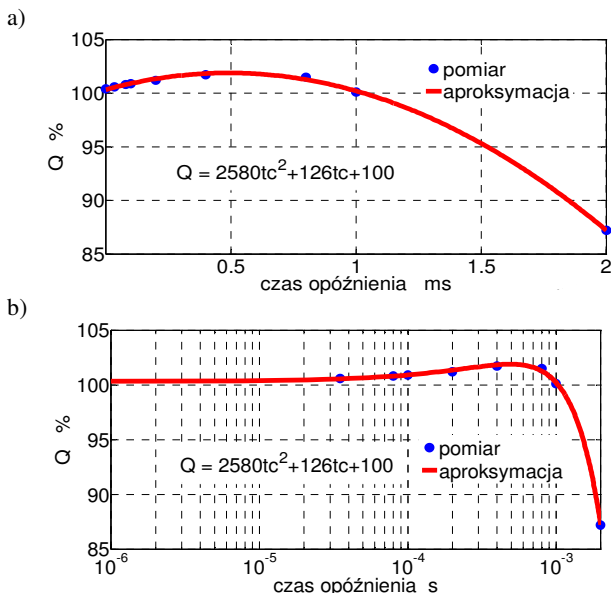
Q_a [VAR]	Q_{a35} [VAR]	Q_{a80} [VAR]	Q_{a100} [VAR]	Q_{a200} [VAR]	Q_{a400} [VAR]	Q_{a800} [VAR]	Q_{a1000} [VAR]	Q_{a2000} [VAR]
100,4	100,6	100,8	100,9	101,2	101,7	101,5	100,1	87,2

Wpływ czasu opóźnienia przetwornika A/C na procentowe zmiany mierzonej mocy czynnej, mocy biernej wraz z funkcjami aproksymującymi przedstawiono na rysunkach 6 i 7 wykonanych w skali liniowej oraz

półlogarytmicznej. Skala półlogarytmiczna dokładniej przedstawia początkowy krótki czas opóźnienia odczytu kolejnych kanałów t_c (w μs) na zmianę mocy czynnej i biernej.



Rys. 6. Wpływ opóźnienia na zmiany mierzonej mocy czynnej
a) w skali liniowej, b) w skali półlogarytmicznej



Rys. 7. Wpływ opóźnienia na zmiany mierzonej mocy biernej
a) w skali liniowej, b) w skali półlogarytmicznej

Z rysunku 6 i 7 wynika, że dla badanego przypadku pracy silnika indukcyjnego Sh-80-8/4A w stanie biegu jałowego na procentową zmianę mocy czynnej $P\%$ czas opóźnienia t_c wpływa liniowo (w zakresie zmian funkcji $\cos\varphi$ - rys. 5). Natomiast dla mocy biernej $Q\%$ czas opóźnienia t_c wpływa jako funkcja kwadratowa. Podane niżej równania (1) i (2) pozwalają w sposób analityczny obliczyć procentową zmianę mocy czynnej i biernej w zależności od zmian czasu opóźnienia t_c , które to zależności uzyskano aproksymując wartości zmierzone odpowiednio wielomianami pierwszego i drugiego stopnia.

$$P\% = -109.15t_c + 100 \quad (1)$$

$$Q\% = -2580t_c^2 + 126t_c + 100 \quad (2)$$

3. TEORETYCZNE BŁĘDY POMIARU MOCY

Błąd fazy $\Delta\varphi$ w stopniach wynikający z opóźnienia między momentami pobierania próbek z kolejnych kanałów:

$$\Delta\varphi = 360 \cdot \frac{t_c}{T} \quad (3)$$

gdzie: T jest okresem napięcia lub prądu sinusoidalnego. Jeżeli próbka prądu jest pobierana później niż próbka napięcia, to błąd będzie dodatni, w przeciwnym przypadku będzie ujemny. Uwzględniając, że częstotliwość jest odwrotnością okresu otrzymuje się:

$$\Delta\varphi = 360 \cdot t_c \cdot f \quad (4)$$

Jeżeli napięcie lub prąd są odkształcone, wtedy błąd fazy dla n -tej harmonicznej wyrazi się wzorem:

$$\Delta\varphi_n = 360 \cdot t_c \cdot n \cdot f \quad (5)$$

Moc czynna w obwodzie dla składowej podstawowej prądu i napięcia wyraża się wzorem:

$$P = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1 \quad (6)$$

Na skutek błędu fazy, moc czynna P_c zmierzona z wykorzystaniem przetwornika wyrazi się wzorem:

$$P_c = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos(\varphi_1 + \Delta\varphi_1) \quad (7)$$

Błąd bezwzględny pomiaru mocy czynnej ΔP będzie różnicą (6) i (7):

$$\Delta P = U_1 \cdot I_1 \cdot [\cos(\varphi_1 + \Delta\varphi_1) - \cos\varphi_1] \quad (8)$$

Dzieląc powyższe przez moc czynną (6) i mnożąc przez 100 otrzymamy względny błąd procentowy pomiaru mocy czynnej:

$$\delta P\% = \left[\frac{\cos(\varphi_1 + \Delta\varphi_1)}{\cos\varphi_1} - 1 \right] \cdot 100\% \quad (9)$$

Wstawiając (5) do (9) procentowy błąd pomiaru mocy n -tej harmonicznej wyrazi się wzorem:

$$\delta P_{n\%} = \left[\frac{\cos(\varphi_1 + 360 \cdot t_c \cdot n \cdot f)}{\cos\varphi_1} - 1 \right] \cdot 100\% \quad (10)$$

Ze wzoru (10) wynika, że błąd ten tym silniej zależy od czasu t_c im kąt przesunięcia fazowego φ jest bliższy 90° oraz im wyższy jest rząd harmonicznej n w przebiegu.

Analogiczne zależności można wyprowadzić do pomiaru mocy biernej. Moc bierna dla składowej podstawowej prądu i napięcia wyraża się wzorem:

$$Q = U_1 \cdot I_1 \cdot \sin\varphi_1 \quad (11)$$

Moc bierna zmierzona z wykorzystaniem przetwornika:

$$Q_c = U_1 \cdot I_1 \cdot \sin(\varphi_1 + \Delta\varphi_1) \quad (12)$$

Błąd bezwzględny pomiaru mocy biernej:

$$\Delta Q = U_1 \cdot I_1 \cdot [\sin(\varphi_1 + \Delta\varphi_1) - \sin\varphi_1] \quad (13)$$

Procentowy błąd pomiaru mocy biernej:

$$\delta Q_{\%} = \left[\frac{\sin(\varphi_1 + \Delta\varphi_1)}{\sin\varphi_1} - 1 \right] \cdot 100\% \quad (14)$$

Procentowy błąd pomiaru mocy biernej dla n -tej harmonicznej

$$\delta Q_{n\%} = \left[\frac{\sin(\varphi_1 + 360 \cdot t_c \cdot n \cdot f)}{\sin\varphi_1} - 1 \right] \cdot 100\% \quad (15)$$

Ze wzoru (15) wynika, że błąd ten tym silniej zależy od czasu t_c im kąt przesunięcia fazowego φ jest bliższy 0° oraz im wyższy jest rząd harmonicznej n w przebiegu.

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Z przeprowadzonej analizy eksperymentalnej wpływu czasu opóźnień zmieniającego się od 35 μ s do 2 ms (spowodowanych przez badany modułowy przetwornik A/C współpracujący ze sterownikiem PLC) na dokładność pomiaru mocy czynnej i biernej jednej fazy trójfazowego silnika indukcyjnego klatkowego pracującego w stanie biegu jałowego wynikają następujące wnioski.

Z przedstawionych na rysunkach 6-7 wartości obliczonych mocy czynnych i biernych (moce obliczono uwzględniając tylko składową podstawową napięcia i prądu) oraz przebiegów funkcji $\cos\varphi$ i $\sin\varphi$ (rys. 5) widać, że podczas biegu jałowego badanego silnika indukcyjnego Besel Sh-80-8/4A opóźnienia wprowadzane przez poszczególne wejścia przetwornika A/C (w zakresie czasów opóźnienia od 35 μ s do 2 ms) mają wpływ na wyniki obliczeń mocy czynnej i biernej. Wzajemne opóźnienia sygnału pomiarowego (pomiędzy napięciem i prądem) zmieniają się od 35 μ s do 2 ms:

- są przyczyną zmiany wartości i zmiany znaku obliczanej mocy czynnej, co jest uzależnione zmianą wartości $\cos\varphi$ (rys. 5 i tab. 2),
- są przyczyną zmiany wartości obliczanej mocy biernej, gdyż zmienia się wartość $\sin\varphi$ (rys. 5 i tab. 3).

W przypadku znacznego czasu opóźnienia wynoszącego 2 ms, jeśli przyjmie się za wzorcową wartość obliczonej mocy czynnej wynoszącą 16,7 W, to nowa wartość zmierzonej mocy czynnej zmieni się o około 300% z jednoczesną zmianą znaku.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Ludwinek K., Chrzan K.: Konfiguracja modułów A/C i C/A sterowników PLC do pomiarów i sterowania. Napędy i sterowanie, Nr 9, 2009. s. 46-52.
2. Ludwinek K., Chrzan K.: Programowanie modułów A/C i C/A sterowników PLC do pomiarów i sterowania. Napędy i sterowanie, Nr 10, 2009. s. 70-75.
3. Kester W.: Which ADC Architecture Is Right for Your Application? Analog Dialogue Vol. 39. June 2005.
4. IEEE Standard for terminology and test methods for analog-to-digital converters. IEEE Instrumentation & Measurement Society. IEEE Std 1241™-2010. 14 January 2011
5. Li G., Tousi Y. M., Hassibi A., Afshari E.: Delay-line-based analog-to-digital converters. IEEE transactions on circuits and systems—II: Express Briefs, Vol. 56, No. 6, June 2009. PP. 464 - 468.
6. Farkhani H., Meymandi-Nejad M., Sachdev M.: A fully digital adc using a new delay element with enhanced linearity," in IEEE Int. Symp. Circuits Syst., 2008, pp. 2406–2409.
7. Voltage Transducer LV 100, August 2011/ver. 7 - karta katalogowa LEM (www.lem.com).
8. Current Transducer LA 25-NP/SP11, November 2011/ver. 3 - karta katalogowa LEM (www.lem.com).
9. PN-EN 61000-3-2:2014-10 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) Część 3-2: Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika < 16 A).

EFFECT OF DELAY TIME IMPARTED BY THE SERIAL CHANNELS OF A/D CONVERTER OF PLC CONTROLLERS FOR PRECISION COMPUTATION OF ACTIVE AND REACTIVE POWER

The influence of the delay time resulting from the serial multiplexed measurement of the A/D converter on the accuracy of the active and reactive power calculations is presented in this paper. Calculations of the active and reactive power (resulting from the phase shift of the fundamental voltages and currents) are conducted for one phase current and voltage during the supply of the cage induction motor in a no load state. Experimental investigations are conducted for the total delay time varying from 0.35 μ s to 2 ms of the phase current with relation to a phase voltage.

Keywords: A/D converter, delay time, PLC controller, active and reactive power

WYKORZYSTANIE URZĄDZEŃ DA-BOX 2000 DO MONITOROWANIA STABILNOŚCI SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Olgiard MAŁYSZKO¹, Radosław WIŚNIEWSKI², Michał ZEŃCZAK³

1. Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, Wydział Elektryczny
tel.: 91 449-44-09, e-mail: malyszko@zut.edu.pl
2. ASTAT Sp. z o.o. w Poznaniu
tel.: 664-772-488, e-mail: r.wisniewski@astat.com.pl
3. Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, Wydział Elektryczny
tel.: 91 449-46-34, e-mail: michal.zenczak@zut.edu.pl

Streszczenie: W artykule omówiono zagadnienia związane ze stabilnością sieci elektroenergetycznej, przeznaczenie i zasadę działania urządzenia DA-Box 2000 oraz wykorzystanie go do monitorowania stabilności sieci elektroenergetycznych. Doświadczenia niemieckie wskazują, że badanie stabilności sieci ma coraz większe znaczenie w praktyce z powodu gwałtownego wzrostu udziału nieliniowych źródeł i odbiorów energii w systemie elektroenergetycznym. Przyrząd DA-Box 2000, poprzez zaawansowaną analizę napięć i częstotliwości, jest w stanie wykryć groźbę utraty stabilności przez system elektroenergetyczny spowodowany na przykład lawiną napięcia lub częstotliwości. Według danych producenta urządzenia te pracują z powodzeniem w kilkunastu krajach na całym świecie.

Słowa kluczowe: system elektroenergetyczny, stabilność systemu, oscylacje niskoczęstotliwościowe, DA-Box 2000.

1. WSTĘP

System elektroenergetyczny (SEE) jest złożonym układem, w którym obok zwykłych liniowych elementów jest coraz więcej nieliniowych i niespokojnych urządzeń wytwórczych i odbiorczych. Powoduje to, że nawet w warunkach normalnej pracy, obok podstawowej harmonicznej (50 Hz) prądu i napięcia mamy coraz więcej innych harmonicznych tak wyższych jak i podharmonicznych.

Zawartość wyższych harmonicznych mówi ogólnie o jakości energii natomiast podharmoniczne, a zwłaszcza przebiegi niskoczęstotliwościowe rzędu kilku Hz lub nawet poniżej 1 Hz, można wykorzystać do badania stabilności SEE. Niestety, jak dotąd są one w zasadzie nie wykorzystywane ani w automatyce zabezpieczeniowej ani też w systemach regulacyjnych (prewencji).

W dalszej części artykułu pokazano, że sygnały te można wykorzystać do diagnozowania stabilności sieci oraz zaprezentowano unikatowe urządzenie, które w swych algorytmach pracy wykorzystuje między innymi oscylacje niskoczęstotliwościowe do monitorowania stabilności SEE.

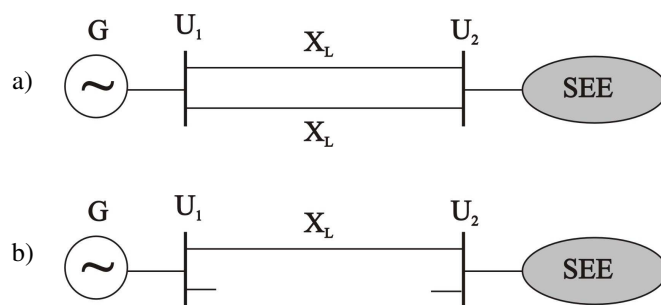
Ponadto, na potrzeby niniejszego artykułu wprowadzono pojęcia analizy „statycznej” i „dynamicznej”. Pod pojęciem analizy „statycznej” należy rozumieć rozwiązywanie problemu jedynie dla stanu początkowego

i końcowego układu bez uwzględniania stanów przejściowych natomiast w analizie „dynamicznej” uwzględniono również aspekty dynamiczne jak np. bezwładność wirnika generatora i towarzyszące temu stany przejściowe.

2. ANALIZA „STATYCZNA” I „DYNAMICZNA”

W celu pokazania, że zwykle statyczne obliczenia mogą być niewystarczające do prawidłowej oceny stanu pracy sieci, przeanalizowano pewien dobrze znany przykład.

Generator o napięciu $U_1 = 6,3$ kV produkuje moc czynną $P = 3,24$ MW która przesyłana jest przez dwie równoległe linie, każda o reaktancji $X_L = 10$ Ω , do systemu o sztywnym napięciu $U_2 = 6,0$ kV (rys. 1a). W wyniku awarii jedna z linii została wyłączona (rys. 1b). Czy po awarii układ będzie dalej pracował?



Rys. 1. Fragment SEE przed (a) i po awarii (b)

Aby odpowiedzieć na to pytanie przeprowadzono analizę „statyczną” i „dynamiczną” układu.

2.1 Analiza „statyczna”

Moc czynna jaką można przesłać linią o reaktancji X (przy pominięciu rezystancji linii R) opisana jest zależnością:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \sin(\psi) \quad (1)$$

gdzie: U_1 – napięcie na początku linii, U_2 – napięcie na końcu linii, X – reaktancja linii, ψ – kąt między wektorami napięć U_1 i U_2 .

Maksymalna moc będzie wtedy, kiedy kąt $\psi = 90^\circ$. Wówczas:

$$P_{\max} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \quad (2)$$

Czyli, jeśli moc przesyłana będzie mniejsza niż P_{\max} to, według analizy „statycznej”, układ będzie mógł dalej pracować.

Dla dwóch pracujących linii (czyli danych z przed awarii) $X = X_L/2$:

$$P_{\max} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} = \frac{6,3 \cdot 6,0}{10/2} = 7,56 \text{ MW} \quad (3)$$

Natomiast po awarii (pracuje tylko jedna linia) $X = X_L$:

$$P_{\max} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} = \frac{6,3 \cdot 6,0}{10} = 3,78 \text{ MW} \quad (4)$$

W obu przypadkach, tj. przed i po awarii, moc przesyłana $P = 3,24 \text{ MW}$ jest mniejsza niż moc przepustowa linii. Oznacza to, że według analizy „statycznej”, po awarii układ będzie dalej normalnie pracować.

2.2 Analiza „dynamiczna”

W analizie „dynamicznej” uwzględniono również dynamikę generatora. Najprostszy model opisujący ruch wirnika generatora opisany jest za pomocą zależności:

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = 2\pi f(\omega - \omega_0) \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{T_m}(P_m - D(\omega - \omega_0) - P_e(\delta)) \end{cases} \quad (5)$$

gdzie: δ – kąt obrotu osi wirnika, ω – prędkość kątowa wirnika generatora, ω_0 – prędkość synchroniczna, T_m – mechaniczna stała czasowa, P_m – moc mechaniczna turbiny, D – współczynnik tłumienia, P_e – moc elektryczna oddawana do systemu.

W celu ułatwienia analizy założono, że opory ruchu są pomijalnie małe ($D \approx 0$). Moc elektryczna wytwarzana przez generator i oddawana do sieci opisana jest zależnością:

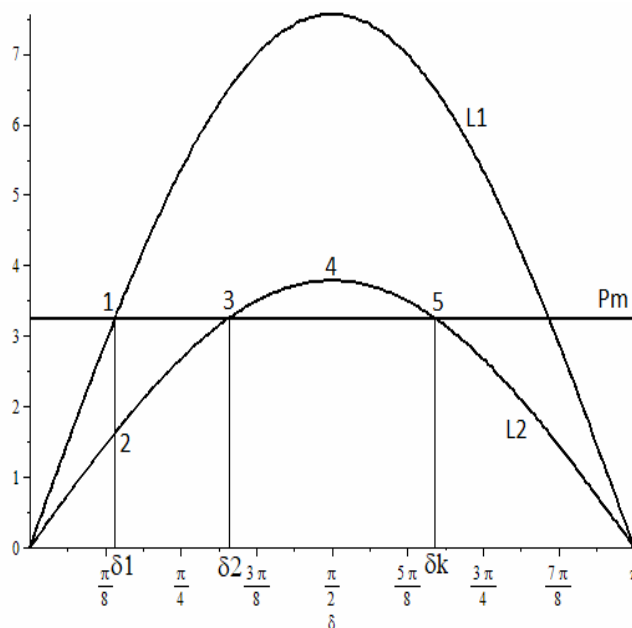
$$P_e(\delta) = \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\delta) \quad (6)$$

Przy tych założeniach dynamika generatora opisana jest następująco:

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = 2\pi f(\omega - \omega_0) \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{T_m} \left(P_m - \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\delta) \right) \end{cases} \quad (7)$$

Z zaprezentowanych zależności (7) można wywnioskować jak zachowuje się generator w czasie wystąpienia zaburzenia w systemie. Na przykład, początkowo układ znajduje się w równowadze, tzn. $P_m = P_e$. W wyniku pewnego zaburzenia zmalała moc elektryczna P_e jaką można przesłać do systemu. W tym momencie $P_m > P_e$ i w konsekwencji $\frac{d\omega}{dt} = \frac{d(2\pi f)}{dt} > 0$. Oznacza to, że $\frac{df}{dt} > 0$ czyli częstotliwość wirowania wirnika generatora zaczyna rosnąć co powoduje, że kąt δ również zaczyna rosnąć. W przeciwnym przypadku, tj. kiedy $P_m < P_e$, maleje zarówno częstotliwość f jak i kąt obrotu δ .

Sytuację pracy generatora z przed i po awarii przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Zależność mocy elektrycznej P_e i mechanicznej P_m od kąta δ (linia L_1 przedstawia $P_e=f(\delta)$ dla $X = X_L/2$ natomiast linia L_2 przedstawia $P_e=f(\delta)$ dla $X = X_L$)

Przed awarią układ znajdował się w punkcie równowagi 1 (rys. 2). Moc mechaniczna i elektryczna były w równowadze $P_m = P_e$ a kąt obrotu osi generatora wynosił δ_1 . W wyniku awarii wzrosła reaktancja X i teraz zmiana mocy elektrycznej odbywa się wzdłuż krzywej L_2 . Nowy punkt równowagi znajduje się w punkcie 3 ale z powodu bezwładności wirnika generatora układ nie może skokowo przesuwać się do niego. Zamiast w punkcie 3 układ znajdzie się w punkcie 2 (moc mechaniczna P_m i kąt obrotu δ się nie zmieniają natomiast zmalała moc elektryczna P_e). W tym momencie $P_m > P_e$ i wirnik generatora zaczyna przyspieszać czyli prędkość wirowania ω i kąt δ zaczynają rosnąć. Dopóki zachodzi $P_m > P_e$ kąt obrotu wirnika cały czas przyspiesza aż osiągnie punkt 3. W tym miejscu jest co prawda nowy punkt równowagi i zachodzi $P_m = P_e$ ale ponieważ wcześniej wirnik cały czas przyspieszał (na odcinku 2-3) to teraz ma za dużą prędkość wirowania ω i kąt δ będzie dalej się zwiększał czyli minie punkt 3 i będzie się dalej przesunął w kierunku punktu 4. Ale teraz sytuacja się zmieniała. Na odcinku 3-4-5 moc elektryczna jest większa od mocy mechanicznej co powoduje, że na wirnik generatora działa siła hamująca. W konsekwencji kąt δ będzie dalej się zwiększał ale coraz wolniej. Jeśli kąt obrotu wirnika generatora przekroczy punkt 5 to znowu pojawi się siła

przyspieszająca i wirnik zacznie ponownie przyspieszać co doprowadzi do trwałej utraty synchronizmu. Natomiast jeśli kąt δ wirnika nie osiągnie punktu 5 (δ_k) to w wyniku działania siły hamującej kąt obrotu wirnika po osiągnięciu wychylenia maksymalnego zacznie się z powrotem cofać w kierunku punktu 3. Po osiągnięciu punktu 3 wirnik się nie ustabilizuje w tym punkcie tylko, z powodu bezwładności, będzie dalej podążał w kierunku punktu 2. Ale na odcinku 2-3 działa siła przyspieszająca która skieruje kąt obrotu wirnika z powrotem w stronę punktu 3. Sytuacja będzie się powtarzać dopóty, dopóki nadwyżka energii nie zostanie rozproszona (straty mechaniczne związane z oporami ruchu, straty elektryczne na rezystancji). Po rozproszeniu nadwyżki energii wirnik ustabilizuje się w nowym punkcie równowagi (punkt 3). W efekcie, zaburzeniu towarzyszy pojawienie się oscylacji związanych z dochodzeniem wirnika do nowego punktu równowagi (zwanych kołysaniami wirnika) czemu towarzyszą oscylacje mocy czynnej.

To, czy wirnik osiągnie nowy punkt równowagi (punkt 3 na rysunku 2) czy też wypadnie z synchronizmu (przekroczy punkt 5) opisuje tzw. metoda równych pól. Mówi ona, że układ będzie stabilny, tzn. wirnik osiągnie nowy stabilny punkt pracy, jeśli pole figury S_{123} (pole przyspieszeń) jest mniejsze lub co najwyżej równe polu figury S_{345} (pole hamowań).

Pola tych figur można wyznaczyć z następujących wzorów:

$$E_r \sim S_{123} = \int_{\delta_1}^{\delta_2} \left(P_m - \frac{U_1 U_2}{X_L/2} \sin(\delta) \right) d\delta \quad (8)$$

$$E_h \sim S_{345} = \int_{\delta_2}^{\delta_3} \left(\frac{U_1 U_2}{X_L} \sin(\delta) - P_m \right) d\delta$$

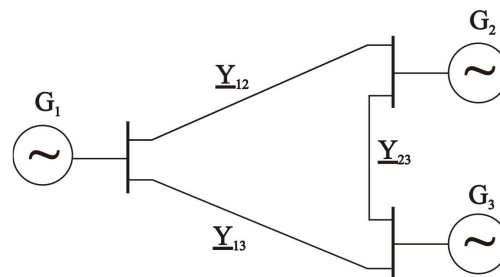
Dla przyjętych do przykładu danych ($P_m = 3,24$ MW) otrzymano $E_h = 0,065$ i $E_r = 0,072$. Ponieważ $E_h < E_r$ to układ po awarii, mimo że posiada nowy stabilny punkt równowagi, nie będzie mógł stabilnie pracować.

Jak widać wnioski z analizy „dynamicznej” są zupełnie odmienne od wniosków płynących z analizy „statycznej”.

3. OSCYLACJE NISKOCZĘSTOTLIWOŚCIOWE W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Zgodnie z tym co powiedziano powyżej, każdemu zaburzeniu w systemie towarzyszy pojawienie się oscylacji związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi w systemie. Analityczne wyznaczenie dokładnej wartości częstotliwości tych oscylacji jest w praktyce niemożliwe z uwagi na złożoność modelu matematycznego. Niemniej, biorąc możliwie najprostszy model systemu oraz przyjmując pewne uproszczenia, można oszacować częstotliwość tych oscylacji.

W celu wyznaczenia częstotliwości oscylacji posłużono się metodą przedstawioną w pracy [1]. Do analizy przyjęto model systemu złożony z trzech generatorów (podsystemów). Model systemu złożony jest z generatora G_1 (o współczynniku bezwładności M_1) oraz dwóch podsystemów elektroenergetycznych zamodelowanych w postaci generatorów G_2 i G_3 o odpowiednio dużych masach wirników i współczynnikach bezwładności równych odpowiednio M_2 i M_3 . Z założenia M_2 i M_3 są dużo większe niż M_1 (rys. 3)



Rys. 3. Model systemu elektroenergetycznego

Moc czynna i-tego generatora opisana jest za pomocą równania [2]:

$$P_i = |E_i|^2 G_{ii} + \sum_{j \neq i} |E_i| |E_j| [B_{ij} \sin \delta_{ij} + G_{ij} \cos \delta_{ij}] \quad (9)$$

gdzie: B , G - elementy macierzy admitancyjnej węzłowej, E - siła elektromotoryczna generatora, δ - kąt obrotu osi wirnika generatora.

Przy założeniu, że w trakcie stanu nieustalonego straty mocy w gałęziach sieci przesyłowej nie ulegają dużym zmianom, moc czynną generatora można opisać za pomocą wzoru:

$$P_i(\delta) \approx P_{ei} + \sum_{j \neq i} b_{ij} \sin \delta_{ij} \quad (10)$$

$$b_{ij} = B_{ij} |E_i| |E_j|, \quad P_{ei} = |E_i|^2 G_{ii} + \sum_{j \neq i} |E_i| |E_j| G_{ij} \cos \delta_{ij}^s$$

gdzie: δ_{ij}^s - różnica kątów w stanie ustalonym.

Korzystając z zależności (10) równania ruchu wirników generatorów można opisać za pomocą następującego równania [1]:

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = (P_{mi} - P_{ei}) - D_i \frac{d\delta_i}{dt} - \sum_{j \neq i} b_{ij} \sin \delta_{ij}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (11)$$

gdzie: M_i - współczynnik bezwładności i-tego generatora, P_{mi} - moc mechaniczna i-tego generatora, D_i - współczynnik oporu i-tego generatora.

Środek bezwładności grupy generatorów jest zdefiniowany jako [1]:

$$\delta_e = \frac{\sum_i M_i \delta_i}{\sum_i M_i} \quad (12)$$

Przyjmując teraz nowy układ współrzędnych $\delta'_i = \delta_i - \delta_e$ o środku w $\delta_e = 0$ oraz korzystając z tego, że dla $\delta_e = 0$, zgodnie z (12), zachodzi $\sum_i M_i \delta_i = 0$ otrzymuje się zależność:

$$\delta_2 = -\frac{M_1}{M_2} \delta_1 - \frac{M_3}{M_2} \delta_3 \quad (13)$$

Korzystając z (13) układ równań (11) przyjmuje teraz postać (14) (w dalszej części artykułu wszystkie kąty δ będą dotyczyły nowego układu współrzędnych przy czym pominięto apostrof „' ”):

$$\begin{aligned}
 M_1 \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &= (P_{m1} - P_{e1}) - D_1 \frac{d\delta_1}{dt} - \\
 &- b_{12} \sin(\delta_1 + \frac{M_1}{M_2} \delta_1 + \frac{M_3}{M_2} \delta_3) - b_{13} \sin(\delta_1 - \delta_3) \\
 M_2 \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} &= (P_{m2} - P_{e2}) - D_2 \frac{d\delta_2}{dt} - \\
 &- b_{23} \sin(\delta_2 - \delta_3) - b_{12} \sin(\delta_2 - \delta_1) \\
 M_3 \frac{d^2 \delta_3}{dt^2} &= (P_{m3} - P_{e3}) - D_3 \frac{d\delta_3}{dt} - \\
 &- b_{13} \sin(\delta_3 - \delta_1) - b_{23} \sin(\delta_3 + \frac{M_1}{M_2} \delta_1 + \frac{M_3}{M_2} \delta_3)
 \end{aligned} \tag{14}$$

Jak widać, równania ruchu dla generatorów G_1 i G_3 są niezależnione od generatora G_2 . Pomijając dalej równanie ruchu dla generatora G_2 oraz zakładając, że $M_2 \gg M_3$ oraz $M_2 \gg M_1$ otrzymujemy się następujący układ równań:

$$\begin{aligned}
 \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &\cong \frac{(P_{m1} - P_{e1})}{M_1} - \frac{D_1}{M_1} \frac{d\delta_1}{dt} - \\
 &- \frac{b_{12}}{M_1} \sin(\delta_1) - \frac{b_{13}}{M_1} \sin(\delta_1 - \delta_3) \\
 \frac{d^2 \delta_3}{dt^2} &\cong \frac{(P_{m3} - P_{e3})}{M_3} - \frac{D_3}{M_3} \frac{d\delta_3}{dt} - \\
 &- \frac{b_{13}}{M_3} \sin(\delta_3 - \delta_1) - \frac{b_{23}}{M_3} \sin(\delta_3)
 \end{aligned} \tag{15}$$

Dla $M_3 \gg M_1$ można przyjąć, że $\frac{b_{13}}{M_3} \ll \frac{b_{13}}{M_1}$ oraz można założyć, że $\frac{b_{13}}{M_3} \approx 0$. Oznacza to, że wpływ generatora G_1 na ruch generatora G_3 jest pomijalnie mały natomiast generatora G_3 na ruch generatora G_1 jest znaczący. Uwzględniając przyjęte założenia równanie (15) przyjmuje teraz postać:

$$\begin{aligned}
 \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &\cong \frac{(P_{m1} - P_{e1})}{M_1} - \frac{D_1}{M_1} \frac{d\delta_1}{dt} - \\
 &- \frac{b_{12}}{M_1} \sin(\delta_1) - \frac{b_{13}}{M_1} \sin(\delta_1 - \delta_3) \\
 \frac{d^2 \delta_3}{dt^2} &\cong \frac{(P_{m3} - P_{e3})}{M_3} - \frac{D_3}{M_3} \frac{d\delta_3}{dt} - \\
 &- \frac{b_{23}}{M_3} \sin(\delta_3)
 \end{aligned} \tag{16}$$

Dla małego kąta δ_3 równanie (16) ruchu wirnika generatora G_3 można zlinearyzować i zapisać w postaci:

$$\frac{d^2 \delta_3}{dt^2} \cong \frac{(P_{m3} - P_{e3})}{M_3} - \frac{D_3}{M_3} \frac{d\delta_3}{dt} - \frac{b_{23}}{M_3} \delta_3 \tag{17}$$

Dla dużego M_3 można przyjąć, że $\frac{P_{m3} - P_{e3}}{M_3} \approx 0$ oraz

$$\begin{aligned}
 \frac{D_3}{M_3} &\approx 0. \text{ Przy tych założeniach i warunku początkowym} \\
 \frac{d\delta_3}{dt} &= 0 \text{ rozwiązanie równania (17) ma postać:}
 \end{aligned}$$

$$\delta_3(t) = \delta_3(0) \cos(\Omega t) \tag{18}$$

gdzie: $\Omega = \sqrt{\frac{b_{23}}{M_3}}$ - pulsacja oscylacji.

Przyjmując teraz, że $|E_2| \approx |E_3| \approx U$, $B_{23} = \frac{1}{X}$

a współczynnik bezwładności $M = \frac{S_N T_m}{\omega_s}$ częstotliwość oscylacji wynosi:

$$f = \frac{\Omega}{2\pi} = \frac{1}{2\pi} \frac{U}{\sqrt{\frac{X}{\omega_s} S_N T_m}} \tag{19}$$

Jako przykład wyznaczono częstotliwość oscylacji podsystemu o mocy 25 GVA pracującego na napięciu 400 kV połączonego z resztą systemu linią o długości 100 km i reaktancji jednostkowej 0,32 Ω /km, $T_m = 8$ s. Korzystając ze wzoru (19) otrzymuje się:

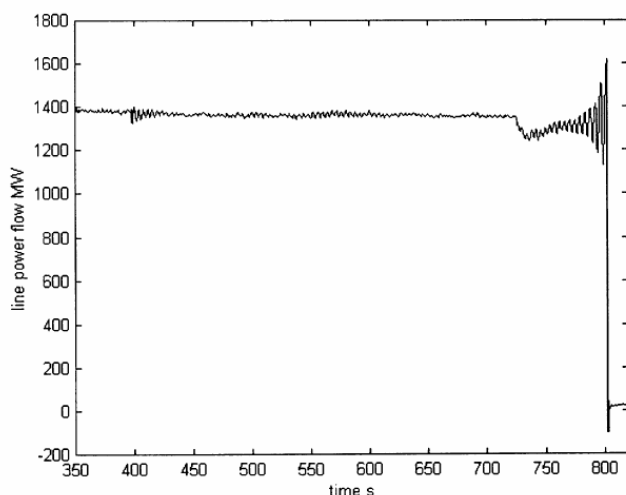
$$f = \frac{1}{2\pi} \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{0,32 \cdot 100 \cdot 25 \cdot 10^9 \cdot 8}} = 0,45 \text{ Hz} \tag{20}$$

Powyższa analiza pokazuje, że w czasie zaburzenia w SEE należy spodziewać się pojawienia oscylacji na poziomie od ułamka Hz do kilku Hz (w zależności od parametrów systemu). Wyniki te są zgodne z obserwacjami. Poniżej zestawiono rodzaje oscylacji elektromechanicznych występujących w SEE [3]:

- oscylacje między generatorami w obrębie jednej elektrowni, częstotliwość oscylacji 2÷3 Hz (Intraplant mode oscillations),
- oscylacje jednego generatora w odniesieniu do SEE, częstotliwość oscylacji 1÷2 Hz (local plant mode oscillations),
- oscylacje między grupami generatorów, oscylacje między podsystemami, częstotliwość oscylacji poniżej 1 Hz (Interarea mode oscillations),
- oscylacje związane ze źle działającymi układami wzbudzenia, konwerterami HVDC, układami SVC, regulacja napięcia w transformatorach, interakcja z odbiorami (Control mode oscillations),
- oscylacje związane z turbiną i wałem generatora, częstotliwość oscylacji 10-46 Hz (Torsional mode oscillations).

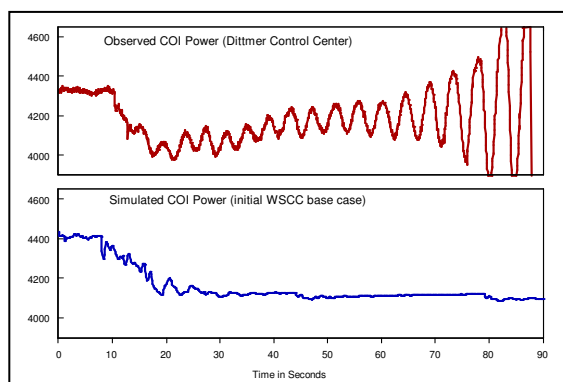
Większość tych oscylacji ma postać drgań tłumionych o niewielkiej częstotliwości i amplitudzie. Niestety czasami pojawiają się oscylacje, które zamiast zanikać to narastają. Powodem wzbudzenia się tych oscylacji jest wzajemne oddziaływanie na siebie układów regulacji różnych

generatorów pracujących w SEE. Przykład takiego zjawiska, które wydarzyło się 10 sierpnia 1996 r. w systemie północnoamerykańskim, pokazano na rysunku 4 [4].



Rys. 4. Przykład narastających oscylacji w systemie [4]

Co więcej narastające oscylacje są trudne do analizy matematycznej lub cyfrowej. Niektórych z nich nie udało się wyjaśnić ani nawet zasymulować numerycznie. Jako przykład można podać zdarzenie pokazane na rysunku 4. W symulacjach numerycznych na modelu systemu nie udało się odtworzyć takiego przebiegu. Na rysunku 5 pokazano zaobserwowany i zasymulowany wykres mocy [5].



Rys. 5. Obserwowany (górny wykres) i symulowany (dolny wykres) przebieg mocy w czasie awarii z 10 sierpnia 1996 r w systemie West USA/Canada [5]

Niegasnące oscylacje mogą prowadzić do bardzo poważnych awarii w SEE włącznie z blackoutem i to na wielką skalę. Poniżej podano kilka z takich zdarzeń wraz z towarzyszącą tym zaburzeniom częstotliwością oscylacji [6]:

- Wielka Brytania 1980, 0,5 Hz.
- Tajwan 1984, 1989, 1990, 1991, 1992, 0,78 – 1,05 Hz.
- Zachodnie USA/Kanada 1996, 0,224 Hz.
- Skandynawia 1997, 0,5 Hz.
- Blackout w Chinach 6 Marca 2003, 0,4 Hz.
- Blackout w USA 14 sierpnia 2003, 0,17 Hz.
- Blackout we Włoszech 28 września 2003, 0,55 Hz.

Z uwagi na zakres, koszty skutków takich awarii są zazwyczaj olbrzymie. Na przykład awaria Northeast Blackout z 2003 roku spowodowała wyłączenie zasilania u blisko 50 mln ludzi a koszty strat oszacowano na 4 do 10 mld dolarów [7].

4. URZĄDZENIE DA-BOX 2000

Przykład pokazany na rysunku 5 pokazuje, że teoretyczne przewidywanie możliwości utraty stabilności przez system elektroenergetyczny jest bardzo trudne a czasami wręcz niemożliwe. Tempo narastania amplitudy oscylacji jest zazwyczaj dość powolne (niezazwyczaj kilkadziesiąt minut a nawet więcej) ale po osiągnięciu wartości krytycznej zdarzenia następują błyskawicznie i nie ma już czasu na reakcję. Dlatego też ważne jest wczesne wykrycie takich zagrożeń (prewencja). Do tego konieczne jest stałe monitorowanie stabilności sieci elektroenergetycznej. W tym celu zostało zbudowane urządzenie DA-Box 2000 firmy A. Eberle GmbH & Co. KG [8].



Rys. 6. Urządzenie DA-Box 2000 firmy A. Eberle GmbH [8]

Urządzenie zostało zaprojektowane w celu zapobiegania blackoutom w sieci. Może być stosowane w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych wszystkich napięć. Zasada działania opiera się na zaawansowanej analizie napięć fazowych i częstotliwości. W ramach analizy tych sygnałów urządzenie monitoruje i rejestruje wiele różnych parametrów opisujących napięcie i częstotliwość a w konsekwencji stan stabilności sieci elektroenergetycznej. Wśród ciekawszych rejestrowanych i analizowanych wielkości można wymienić:

- Pomiar częstotliwości poniżej 50 Hz z rozdzielczością 5 mHz. Do badań wykorzystuje się analizę falkową oraz szybką transformatę Fouriera FFT. W efekcie otrzymuje się tzw. "częstotliwościowy odcisk palca" – („Fingerprints”) czyli spektrum różnych częstotliwości jakie występują w danym punkcie systemu.
- Pomiar wielkości, tłumienia oraz czasu trwania poszczególnych oscylacji w systemie.
- Wykrywanie dryftu napięcia i częstotliwości. Są to zjawiska, które poprzedzają lawinę napięcia lub częstotliwości a w konsekwencji są częstym zwiastunem blackoutu.
- Wykładnik Lapunowa. Jest to stosunkowo nowe narzędzie matematyczne które może być wykorzystane jako matematyczne kryterium stabilności systemu. Więcej informacji na ten temat można znaleźć np. w [9, 10].

Pełny opis techniczny wraz z opisem wszystkich rejestrowanych wielkości można znaleźć na stronie producenta urządzenia [8]. Na podstawie tych analiz możliwe jest zidentyfikowanie groźby wystąpienia w sieci

elektroenergetycznej niebezpiecznych sytuacji prowadzących nawet do blackout.

Uruchomienie urządzenia na stanowisku pomiarowym jest bardzo proste. Wystarczy jedynie przyłączyć zaciski napięciowe do badanej sieci 3-fazowej (urządzenie posiada 3 zakresy pomiarowe: 100, 400 i 690 V) i podłączyć do gniazda zasilającego 230 V. Urządzenie jest w zasadzie w pełni zautomatyzowane i bezobsługowe. Pomiar i wyniki analiz są zapisywane na karcie pamięci, która wystarcza na wiele miesięcy ciągłej pracy.

Podstawowa analiza stanu pracy sieci jest równie prosta jak uruchomienie urządzenia. Wstępną analizę urządzenie wykonuje automatycznie a wyniki sygnalizowane są za pomocą kilku diod wskaźnikowych.

Natomiast doświadczenia w użytkowaniu tego urządzenia nabyte przez autorów artykułu pokazują, że do pełnego wykorzystania możliwości jakie daje DA-Box 2000 potrzebne jest duże doświadczenie praktyczne. Urządzenie monitoruje i rejestruje dziesiątki różnych parametrów. Przeciętny praktyk z częścią z nich nigdy nie miał do czynienia (np. wykładnik Lapunowa) albo też nigdy nie używał ich w praktyce (np. gradient napięcia lub częstotliwości, oscylacje niskoczęstotliwościowe, „fingerprints”). Dlatego też z jednej strony wykorzystanie wielu nowatorskich rozwiązań świadczy o innowacyjności tego urządzenia ale z drugiej strony może nastroczać pewnych trudności w praktycznym zastosowaniu.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Każdemu zakłóceniu w systemie elektroenergetycznym towarzyszy pojawienie się oscylacji związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi. Częstotliwość tych oscylacji wynosi od ułamka do kilku Hz. W niektórych przypadkach powstają samowzbudne oscylacje, które mogą prowadzić do bardzo poważnych zakłóceń w pracy SEE. Doświadczenia praktyczne pokazują, że analizy teoretyczne jak również symulacje komputerowe mogą być niewystarczające do znalezienia wszystkich zagrożeń występujących w czasie pracy systemu. Dlatego też konieczne jest stałe monitorowanie systemu on-line.

Do monitorowania stabilności sieci elektroenergetycznej można wykorzystać dedykowane w tym celu urządzenie DA-Box 2000 firmy A. Eberle GmbH

& Co. KG. Urządzenie to poprzez zaawansowaną analizę częstotliwości i napięć w systemie jest w stanie rozpoznać zagrożenia związane ze stabilnością pracy systemu. Przygotowanie urządzenia do pracy jak również wstępna analiza pracy sieci jest bardzo prosta z uwagi na pełną automatyzację. Niemniej wykorzystanie pełnych możliwości analitycznych jakie daje to urządzenie wymaga dość dużego doświadczenia w użytkowaniu i na początku na pewno nie będzie łatwe. Natomiast po nabyciu odpowiedniego doświadczenia będzie ono na pewno bardzo pomocnym instrumentem do analizy pracy sieci.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Varghese M., Thorp J., An Analysis of Truncated Fractal Growths in the Stability Boundaries of Three-Node Swing Equations, IEEE Transactions on Circuits and Systems, vol. 35, no. 7, July 1988.
2. Machowski J., Bernas S., Stany nieustalone i stabilność systemu elektroenergetycznego, WNT, Warszawa 1989.
3. Pal B., Chaudhuri B., Robust Control in Power Systems, Springer 2005.
4. Graham R, Power System Oscillations, Springer Science, 2000.
5. Chakraborty A., Khargonekar P., A Tutorial on Wide-Area Control of Power Systems, American Control Conference, Washington DC, June 19, 2013.
6. Prasertwong K., Mithulananthan N., Thakur D.: Understanding low frequency oscillation in power systems, International Journal Of Electrical Engineering Education, July 2010.
7. <http://www.elektroinzynieria.pl/wiadomosci-i-komunikaty/synchrofazory-i-nowy-model-systemu-energetycznego-pomoga-zapobiegac-awariom-51121-10>
8. <http://www.a-eberle.de/en/product-groups/grid-dynamics/devices/da-box-2000>
9. Małyszko O.: Zastosowanie wykładników Lapunowa do badania stabilności sieci elektroenergetycznej, ElektroInfo nr 10/2016, str. 42-44.
10. Małyszko O.: Kontrola pracy systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem elementów teorii bifurkacji, Wiadomości Elektrotechniczne, nr 8/2012, str. 37-40.

USE OF DA-BOX 2000 DEVICES FOR MONITORING POWER SYSTEM STABILITY

The power system is a complex system in which, except the usual linear elements, there are more and more nonlinear and restless power generating and loading devices. This causes that even in the normal working conditions, besides the basic harmonic (50 Hz) of current and voltage there are more and more higher harmonics and subharmonic.

Higher harmonic content generally refers to the quality of energy, while subharmonic, especially low frequency oscillations of several Hz or even less than 1 Hz, can be used for power system stability testing. Unfortunately, so far they are basically not used either in the power system protection or in the power system control.

This paper presents issues related to the stability of the power grid, the purpose and principle of operation of the DA-Box 2000 and its use to monitor the stability of the power grid. German experience indicates that the study of network stability is becoming increasingly important in practice due to the rapid increase in the share of nonlinear sources and energy load in the power system. The DA-Box 2000 device, using its advanced voltage and frequency analysis, is able to detect the threat of power system failure due to, for example, a collapse of voltage or frequency. According to the manufacturer's data, these devices work successfully in over a dozen countries around the world.

Keywords: power system, system stability, low frequency oscillations, DA-Box 2000.

OGRANICZANIE NATĘŻENIA POŁA ELEKTRYCZNEGO W OTOCZENIU LINII 110 kV

Marek OLESZ

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel: 58 347-18-20, e-mail: marek.olesz@pg.gda.pl

Streszczenie: W referacie omówiono warunki techniczne podane w normach [5, 6] konieczne do spełnienia przy lokalizacji obiektów budowlanych zlokalizowanych w pobliżu linii napowietrznej 110 kV. Analizowano także metody ograniczania natężenia pola elektrycznego na powierzchni ziemi za pomocą dodatkowych, uziemionych elementów konstrukcyjnych oraz zmiany konfiguracji przewodów w liniach dwutorowych.

Słowa kluczowe: linie napowietrzne 110 kV, rozkład natężenia pola elektrycznego, obiekt budowlany.

1. WSTĘP

Ze względu na możliwość budowy budynków mieszkalnych pod liniami 110 kV należy spełnić wymagane w normach [5, 6] kryteria. Oba dokumenty prawne podają zasady projektowania linii energetycznych zarówno wysokiego (WN) i średniego napięcia (SN). Oprócz wymagań na przewody robocze dla linii o napięciu 110 kV i wyższym podano wskazania dla przewodów odgromowych ze światłowodem (OPGW) i przewodów fazowych ze światłowodem (OPCON). W zakresie SN 1 ÷ 45 kV norma podaje zasady projektowania dla linii napowietrznych z przewodami w osłonie izolacyjnej oraz napowietrznych systemów przewodów izolowanych.

W przypadku posadowienie budynków pod liniami 110 kV warunki krajowe [6] przede wszystkim wymagają zachowania odpowiednich odstępów izolacyjnych. Odstępy te przy obciążeniu wiatrem, lodem lub z uwzględnieniem podwyższonej temperatury przewodu dla linii o napięciu 110 kV wynoszą dla dachów trudnozapalnych odpowiednio dla kąta nachylenia powyżej i poniżej 15° przynajmniej 5 m i 3 m. Odległości te uwzględniają bezpieczeństwo pracowników korzystających z narzędzi ręcznych, a w przypadku dachów płaskich używających również niskich drabin.

W przypadku posadowienia budynków pod liniami 110 kV większe znaczenie dla określenia prawidłowych odległości ma analiza natężenia pola elektrycznego, która zazwyczaj z uwagi na oddziaływanie pola na organizmy żywe wymusza zastosowanie większych odstępów izolacyjnych, niż te, które wykluczają przebicie elektryczne. Krajowe Warunki Normatywne [6] wprost odwołują się do rozporządzenia [3] w którym podano krytyczne poziomy natężenia pola elektromagnetycznego wokół obiektów budowlanych.

Szczególnie dotyczy to obiektów mieszkalnych dla których wymagania rozporządzenia [3] podają następujące poziomy dopuszczalne pola o częstotliwości 0÷50 Hz (środowisko ogólne):

- dla pola magnetycznego o częstotliwości 0,5÷50 Hz – 60 A/m
- dla pola elektrycznego o częstotliwości 0,5÷50 Hz – 10 kV/m, a w obszarach zabudowy mieszkaniowej 1 kV/m.

Przez obszar, w którym stosuje się obostrzone do 1 kV/m poziomy pola rozumie się przestrzeń na wysokości do 2 m nad ziemią oraz na tarasach, balkonach i dachach, jeśli charakter tych przestrzeni będzie związany z długotrwałym przebywaniem ludzi, powyżej 8 h na dobę.

W pozostałych miejscach, w których przebywanie osób trzecich jest znacznie ograniczone i dotyczy praktycznie służb technicznych wykonujących doraźne prace remontowe np. na dachu budynku, przyjmuje się - zakładając 8 godzinny pobyt osób w miejscu pracy - poziom pola elektrycznego 10 kV/m [3, 4].

W niektórych przypadkach chcąc spełnić powyższe wymagania szczególnie na wysokości 2 m nad powierzchnią ziemi oraz na powierzchni elementów konstrukcyjnych budynku można wprowadzić dodatkowe uziemione elementy konstrukcyjne i naturalne. Mogą to być według poprzednio obowiązującej dla linii elektroenergetycznych normy [7] nasadzenia w formie krzaków i drzew, metalowe ogrodzenia o odpowiedniej wysokości lub uziemione przewody ekranujące.

2. ANALIZA ROZKŁADU POŁA ELEKTRYCZNEGO

Wektor natężenia pola elektrycznego zakreśla w ciągu jednego okresu elipsę o półosi dłuższej E_d i krótszej E_k . Wektory E_d , E_k są określone w punkcie (x, y) przestrzeni dwuwymiarowej jako odpowiednio największa i najmniejsza chwilowa wartość skuteczna natężenia pola elektryczna w chwili czasowej t zawierającej się w okresie T zmiany napięcia sieciowego.

$$E_d(x, y) = \max \frac{E(x, y, t)}{\sqrt{2}} \quad (1)$$

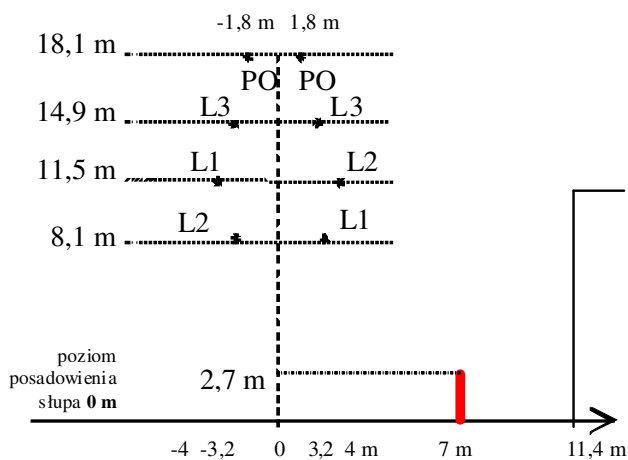
$$E_k(x, y) = \min \frac{E(x, y, t)}{\sqrt{2}} \quad (2)$$

W praktyce wystarcza wyznaczenie składowej E_d , ponieważ ma ona wartość największą i jest z niewielkim odchyleniem kilku stopni prostopadła do powierzchni ziemi [1, 2].

Na rys. 1 pokazano geometrię zawieszenia przewodów dla linii dwutorowej 110 kV. Założono zbudowanie jednopiętrowego domu mieszkalnego w sąsiedztwie skrajnych przewodów linii napowietrznej. Wysokość minimalną nad powierzchnią ziemi uzyskano na podstawie obliczeń zwisu przewodu w założonej temperaturze przewodu oraz przy obciążeniu sadią katastrofalną. Dane te wprowadzono do programu FEMM obliczającego rozkład natężenia pola elektrycznego metodą elementów skończonych. Odcięta $x=0$ na rysunku 1 oznacza punkt pod osią symetrii linii 110 kV.

W celu obostrzenia wyników symulacji przyjęto w przewodach fazy L1 największą wartość skuteczną napięcia fazowego 68,4 kV (na podstawie pomiarów jakościowych energii średnia wartość napięcia międzyfazowego 118,4 kV). W pozostałych przewodach faz L2 i L3 występują wówczas wartości (-34,2) kV. Taka metodyka umożliwia po wykonaniu obliczeń znalezienie największej wartości skutecznej pola elektrycznego, która odpowiada składowej E_d , która powinna mniejsza od 1 kV/m na obszarze zabudowy mieszkaniowej.

Przewody odgromowe, konstrukcja obrysu projektowanego budynku, dodatkowe ogrodzenia o wysokości 2,7 m (wprowadzone w celu redukcji pola elektrycznego na wysokości 2 m nad ziemią) mają potencjał ziemi. W planowanej inwestycji założono brak tarasów w górnej części budynku oraz balkonów od strony linii WN.



Rys. 1. Współrzędne zawieszenia przewodów przęśla linii 110 kV w pobliżu budynku, (przewody fazowe L1-L3, przewody odgromowe PO, współrzędne odległości i wysokości podano w metrach, 0 oznacza oś symetrii linii. Do wysokości 11,45 m założono wyniesienie potencjału ziemi przez budynek. Ogrodzenie w założonej odległości 7 m oznaczono kolorem czerwonym.

W analizowanym przęśle linii dwutorowej 110 kV założono następujące parametry techniczne słupów i przewodów (wysokości zawieszenia podano w stosunku do zerowego poziomu odniesienia określonego poziomem morza):

- SŁUP nr 1: OS24 P, wysokość zawieszenia najniższego przewodu 15 m,
- SŁUP nr 2: OS24 ON150, wysokość zawieszenia najniższego przewodu 12 m,

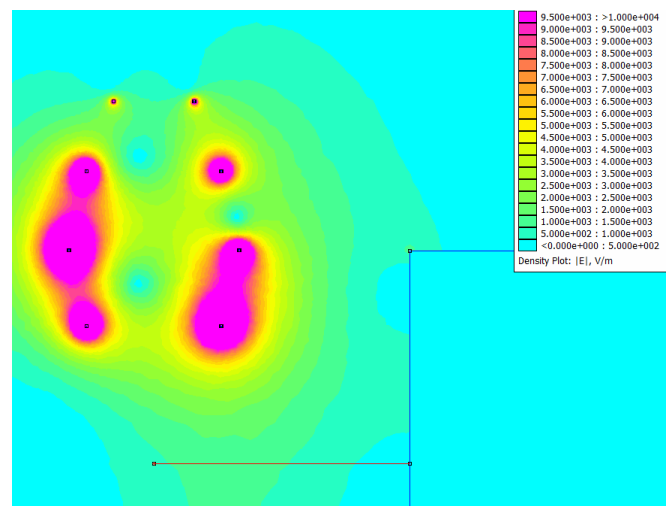
- przewody robocze typu AFL 6-240, średnica obliczeniowa przewodu 21,7 mm, naprężenie podstawowe 75 MPa (projektowe), przyjęto promień 10,85 mm,
- przewód odgromowy - AFL-1,7 95 mm² – przyjęto przekrój 134,3 mm², średnica obliczeniowa przewodu 15 mm, naprężenie 11,5 MPa,
- długość przęśla: 215 m,
- odległości między przewodami wg danych katalogowych.

Na rysunku 2 pokazano przykładowy rozkład natężenia pola elektrycznego w przestrzeni wokół projektowanego budynku.

Ze względu na uzyskanie zbyt dużych wartości pola elektrycznego przy powierzchni ziemi poszukiwano sposobów jego zmniejszenia następującymi sposobami:

- wprowadzenie innego fazowania przewodów,
- oddalenie domu od skrajnego przewodu linii,
- wprowadzenie wysokich, metalowych ogrodzeń o wysokości 2,5 m.

Powyższe sposoby wpływają także na poziom pola elektrycznego na powierzchniach pionowej ściany budynku i dachu. Wymagania norm [5, 6] i rozporządzenia [3] poza balkonami i tarasami nie podają krytycznych wartości pola w powierzchni pionowych, ale w przypadku wprowadzenia okien wskazane jest utrzymanie odpowiednio niskich natężeń pola elektrycznego.



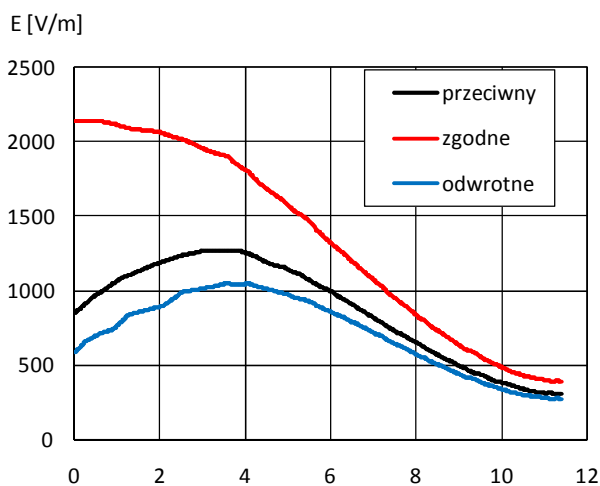
Rys. 2. Rozkład pola elektrycznego wokół linii w fazowaniu w układzie odwrotnym. Założono maksymalną wartość napięcia w fazie L1. Czerwony odcinek wyznacza poziom 2 m nad ziemią na którym obliczano wartość natężenia pola elektrycznego.

3. SPOSOBY ZMNIJSZENIA NATĘŻENIA POLA ELEKTRYCZNEGO

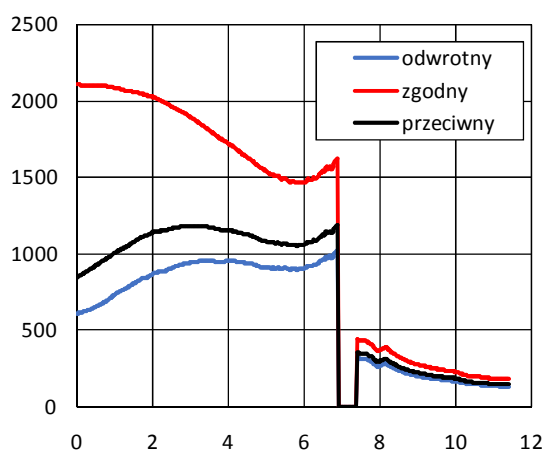
Na podstawie wykonanych obliczeń względem konfiguracji pierwotnej podanej na rysunku 1 można prześledzić skuteczność wymienionych w punkcie 2 metod dla uzyskania prawidłowego poziomu natężenia pola elektrycznego w otoczeniu budynku.

Pierwsza możliwość ograniczenia pola elektrycznego powstaje w linii dwutorowej poprzez wprowadzenie zmiany kolejności faz określonych jako układ – zgodny (na każdym torze od dołu układ L1, L2, L3), odwrotny (od dołu - tor 1 układ L1, L2, L3, tor 2 układ L3, L2, L1) i przeciwny (wg rysunku 1 - od dołu - tor 1 układ L1, L2, L3, tor 2 układ L2, L1, L3). Łatwo domyśleć się, że spośród podanych układów optymalny rozkład pola elektrycznego umożliwia układ odwrotny, co pokazano na rysunku 3.

Niestety w każdej z zastosowanych konfiguracji uzyskuje się natężenie pola przekraczające wymagany poziom 1 kV/m. W związku z tym w celu wykorzystania większej powierzchni działki budowlanej można wprowadzić dodatkowe elementy ekranujące wynoszące potencjał ziemi jak np. metalowe ogrodzenia. Skuteczność wpływu tego rodzaju konstrukcji jest zaskakująca. Ogrodzenie wyraźnie zwiększa poziom natężenia pola elektrycznego od strony linii, ale za to silnie je obniża od strony budynku (rys. 4).



Rys. 3. Wpływ fazowania przewodów linii dwutorowej na maksymalną wartość natężenia pola elektrycznego na wysokości 2 m nad ziemią

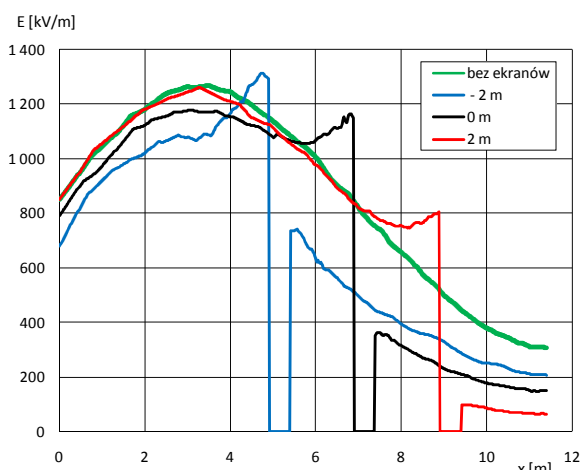


Rys. 4. Wpływ fazowania przewodów linii dwutorowej na maksymalną wartość natężenia pola elektrycznego na wysokości 2 m nad ziemią z uwzględnieniem wprowadzenia dodatkowych ekranów o wysokości 2, 7 m w odległości 7 m od osi linii

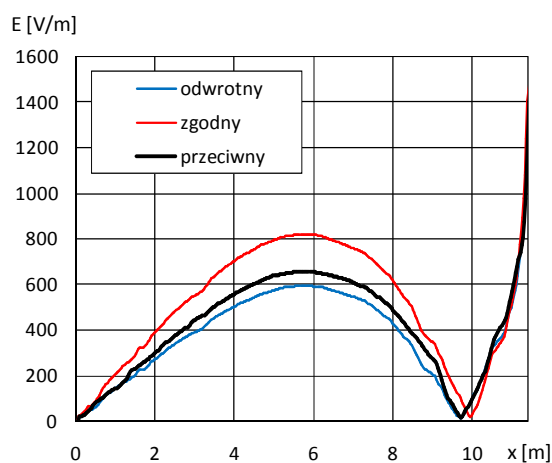
Dodatkowo przy założeniu układu przeciwnego pozwalającego uzyskać pośrednie wartości pola elektrycznego analizowano wpływ położenia ekranu względem linii elektroenergetycznej (rysunek 5). Przesuwanie ekranu w stronę osi linii 110 kV pozwala zwiększyć przestrzeń bezpieczną dla długotrwałego przebywania ludzi i powiększyć powierzchnię obszaru zabudowy mieszkaniowej. Tego rodzaju analiza jest wyłącznie możliwa w programach do obliczeń rozkładu pola elektrycznego i magnetycznego, co pozwala z dobrą dokładnością przewidzieć wpływ różnych elementów konstrukcyjnych na ostatecznie uzyskany rozkład pola.

Ze względu na fakt, iż zastosowane sposoby wpływają na poziom pola również w elementach pionowych

i poziomych znajdujących się w dalszej odległości od skrajnych przewodów linii, zestawiono na rysunkach 6 i 7 odpowiednie wyniki obliczeń pola elektrycznego dla ściany budynku. Rysunki te dotyczą natężenia pola elektrycznego na powierzchni pionowej ściany budynku mieszkalnego od strony linii WN o wysokości 11,45 m. Wpływ fazowania przewodów, jak również posadowienia uziemionych ekranów w pobliżu linii z racji odległości budynku ma znacznie mniejszy wpływ na uzyskany poziom natężenia pola elektrycznego. Wskutek oddziaływania pól poszczególnych przewodów uzyskuje się przy maksymalnych natężeniach pola na powierzchni ziemi pewien obszar pewien obszar przestrzeni o dość ograniczonym natężeniu pola na powierzchniach pionowych. Krytyczne wartości pola elektrycznego obserwuje się dopiero na poziomie dachu, gdzie występuje zbliżenie w układzie poziomym do środkowego przewodu linii.



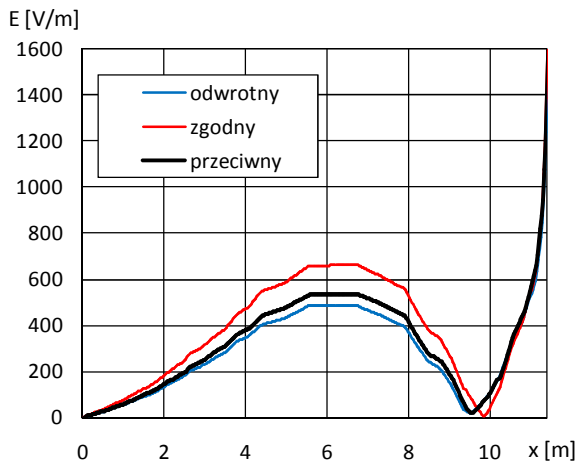
Rys. 5. Wpływ położenia metalowego, uziemionego ekranu o wysokości 2,7 m na maksymalną wartość natężenia pola elektrycznego na wysokości 2 m nad ziemią. Ekran umieszczono w odległości 5 m, 7 m i 9 m od osi linii dwutorowej 110 kV



Rys. 6. Wpływ fazowania przewodów linii dwutorowej na maksymalną wartość natężenia pola elektrycznego na powierzchni ściany bocznej budynku

Na rozkład pola w przestrzeni zamkniętej profilem linii oraz ściana budynku największy wpływ ma odległość budynku od przewodów wysokiego napięcia. W praktyce z różnych przyczyn, szczególnie w przypadku budynków przeznaczonych na pobyt czasowy (praca przez 1 zmianę roboczą) próbuje się lokalizować je jak najbliżej przewodów skrajnych z uwzględnieniem odległości krytycznych narzuconych normami [5, 6]. Akceptacja w dokumentach

prawnych dopuszczalnego poziomu 10 kV/m [4] dla osób przebywających poniżej 8 h na dobę pozwala uzyskać większe zbliżenie obiektu prawie do odległości wynikających z odstępów izolacyjnych.



Rys. 7. Wpływ fazowania przewodów linii dwutorowej na maksymalną wartość natężenia pola elektrycznego na powierzchni bocznej ściany budynku z uwzględnieniem wprowadzenia dodatkowych ekranów o wysokości 2,7 m w odległości około 7 m od osi linii

W pokazanym na rysunku 1 usytuowaniu budynku w odległości 7,4 m względem przewodów skrajnych linii 110 kV nie ma przekroczenia poziomu 1 kV/m na wysokości 2 m nad ziemią w obszarze planowanej zabudowy mieszkaniowej. Natężenia pola do 1,6 kV/m na powierzchni ściany bocznej wynikają z wprowadzenia do programu niezaokrąglonej krawędzi dachu. W rzeczywistości wartości te mogą być mniejsze wskutek zaokrągleń wynikających z zastosowania odpowiednich materiałów konstrukcyjnych.

W każdym przypadku mimo przeprowadzonych obliczeń należy zgodnie z wymaganiami rozporządzenia po zakończonym procesie inwestycyjnym sprawdzać wartości natężenia pola elektrycznego w miejscach spodziewanych krytycznych wartości, które wynikają z przeprowadzonych obliczeń. Metody pomiaru pola elektrycznego podaje załącznik 2 rozporządzenia [4]. Pomiary należy wykonywać po uruchomieniu instalacji na wysokości 2 m nad powierzchnią ziemi lub trasy, balkonu oraz 1,6 m od ścian budynków. Dodatkowym zagadnieniem jest analiza i pomiar pola magnetycznego nie omówiony w niniejszym referacie.

4. WNIOSKI KOŃCOWE

W przestrzeni znajdującej się w odległości do 2 m nad ziemią uzyskuje się skuteczne sterowanie wartością pola elektrycznego poprzez wprowadzanie uziemionych ekranów

lub z mniejszą skutecznością drzew i krzewów. Dodatkowo w przypadku linii dwutorowych istotna jest konfiguracja faz w przęśle, która umożliwia dalsze zmniejszenie natężenia pola elektrycznego.

W celu dodatkowego ograniczenia poziomu pola elektrycznego wewnątrz budynku do wartości praktycznie zerowej wskazane jest wykonanie ekranowania powierzchni dachu (materiał przewodzący – połączony z potencjałem ziemi), a po zakończeniu budowy skontrolowanie natężenia pola w miejscach krytycznych – czyli na ostatniej kondygnacji, pozostających w bezpośredniej bliskości przewodów linii 110 kV.

Obliczenia rozkładu pola elektrycznego metodą odbić lustrzanych lub elementów skończonych w stosunku do analiz według wzorów teoretycznych dla uproszczonych modeli, pozwalają na dokładne określenie charakteru i natężenia pola elektrycznego wokół analizowanych obiektów.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Wafa Tourab, Abdesselam Babouri, Measurement and Modeling of Personal Exposure to the Electric and Magnetic Fields in the Vicinity of High Voltage Power Lines, 2015, Occupational Safety and Health Research Institute. Published by Elsevier.
2. Zeńczak M., Analiza pola elektrycznego i magnetycznego wokół linii elektroenergetycznych i wybranych urządzeń elektroenergetycznych, Napędy i sterowanie, nr 9, wrzesień 2011, str. 148 – 153.
3. Prawo budowlane, Dz.U. 1994 Nr 89 poz. 414 z późniejszymi zmianami.
4. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2003 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów (Dz. U. z dnia 14 listopada 2003 r., Dz. U. nr 192 poz. 1883).
5. Rozporządzeniu Ministra Pracy i Polityki Socjalnej z dnia 29 listopada 2002 r. w sprawie najwyższych dopuszczalnych stężeń i natężeń czynników szkodliwych dla zdrowia w środowisku pracy (Dz. U. nr 217, poz. 1833 z 2002 r.
6. PN-EN 50341-1:2013-03, Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV - Część 1: Wymagania ogólne - Specyfikacje wspólne.
7. PN-EN 50341-2-22:2016-04, Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV - Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski (oparte na EN 50341-1:2012).
8. PN-E-05100-1:2000, Elektroenergetyczne linie napowietrzne - Projektowanie i budowa - Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.

CONTROL OF ELECTRIC FIELD STRENGTH IN THE VICINITY OF 110 kV LINE

The paper discusses the technical conditions given in the standards [5, 6] necessary to meet the location of buildings in the vicinity of 110 kV overhead lines. The methods of controlling the electric field strength on the ground by means of additional grounded components and the configuration of double-circuit lines were also analyzed. The grounded objects clearly increases the intensity of the electric field from the line side, but strongly decreases from the side of the building. This solution effectively controls the value of the electric field strength in the areas of human occupancy.

Keywords: 110 kV overhead lines, distribution of electric field strength, building objects

DIAGNOSTYKA STANU TECHNICZNEGO IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

Marek OLESZ¹, Jacek HARAS²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki,
Katedra Mechatroniki i Inżynierii Wysokich Napięć
tel: 58 347-18-20, e-mail: marek.olesz@pg.gda.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Mechaniczny
tel: 58 347-18-63, e-mail: jacharas@pg.edu.pl

Streszczenie: W referacie przedstawiono zasady sprawdzania jakości izolatorów przepustowych średniego napięcia (SN) za pomocą metody radiograficznej (RT) oraz pomiaru wyładowań niezupełnych (wnz). Ostatnie badanie jest jedną z pozycji zawartych w badaniach wyrobu normy [5]. Dodatkowo badania te rozszerzono o próby napięciem probierczym przemiennym. Z uwagi na negatywne wyniki pomiaru wnz za pomocą metody RT udało się określić lokalizację wtrąceń gazowych i ich korelacje z poziomem rejestrowanych wnz.

Słowa kluczowe: izolatory przepustowe, próby wyrobu, lokalizacja wad

1. WSTĘP

Izolatory przepustowe są ważnym elementem układu izolacyjnego rozdzielnic elektrycznej lub transformatora energetycznego z uwagi na odpowiednią konstrukcję zapewniającą prawidłową wytrzymałość cieplną przy przepływie prądu w wewnętrznym torze prądowym, elektryczną w warunkach przepięć i długotrwałych narażeń (przy niskim poziomie wyładowań niezupełnych) oraz mechaniczną dla przepływu prądów zwarciovych.

Przepusty powinny wytrzymywać podane wyżej narażenia w stanie pracy normalnej jak i awaryjnej tak, aby nie stanowiły zagrożenia dla pracy innych układów stacyjnych i ludzi [1, 2].



Rys. 1. Przykładowe konstrukcje izolatorów przepustowych różnych producentów

Podstawę oceny izolatorów przepustowych średniego napięcia stanowi norma PN-EN 60137 - Izolatory przepustowe na napięcie przemiennie powyżej 1000 V [5]. Ze względu na systemy kontroli produkcji w artykule

skoncentrowano się nad oceną gotowego wyrobu pod kątem potwierdzenia jego rzeczywistego stanu technicznego. Wymagania dotyczące badań zawarto w dokumencie [5] w punkcie 7, gdzie podzielono je na próby typu (p. 7.2.1) oraz wyrobu (p. 7.2.2). Badania te pozwalają w sposób jednoznaczny potwierdzić jakość proponowanego do sprzedaży wyrobu i są gwarantem jego bezpiecznej eksploatacji. W przypadku kontroli produkcji i uzyskania negatywnych wyników badań należy określić innymi metodami przyczynę wad wewnętrznych w celu zmiany komponentów materiałowych, technologii produkcji, czy warunków magazynowania lub transportu.

pozytywne wyniki podanych badań są istotne z punktu niezawodności systemu elektroenergetycznego lub instalacji wewnętrznej odbiorcy, gdyż zapewniają prawidłowe działanie izolatora zarówno przy narażeniach długotrwałych i dorywczych.

2. PRÓBY WYROBU DLA IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH SN

Norma [5] dotycząca izolatorów przepustowych w badaniach wyrobu proponuje następujący zestaw badań (tablica 1) obowiązujący dla izolatorów żywicznych:

- pomiar za pomocą mostka Scheringa współczynnika strat dielektrycznych $\tan \delta$ oraz pojemności własnej izolatora oraz ładunku wyładowań niezupełnych przed badaniami napięciowymi,
- próbę napięciem wytrzymywanym udarowym piorunowym na sucho (dotyczy wyłącznie przepustów typu transformatorowego o $U_m \geq 245$ kV),
- próbę napięciem wytrzymywanym udarowym przemiennym na sucho,
- ponowny pomiar najpierw intensywności wnz, a potem współczynnika strat dielektrycznych mostkiem Scheringa w celu określenia uszkodzenia izolacji wyrobu,
- oględziny i pomiary.

Wyprodukowany izolator należy umieścić w komorze probierczej, a badanie przeprowadzić po 24 h w celu uzyskania równowagi termicznej między izolatorem i otaczającym go powietrzem. Przed pomiarem mierzy się temperaturę, ciśnienie i wilgotność w celu wprowadzenia

odpowiednich poprawek na wpływ warunków atmosferycznych powietrza.

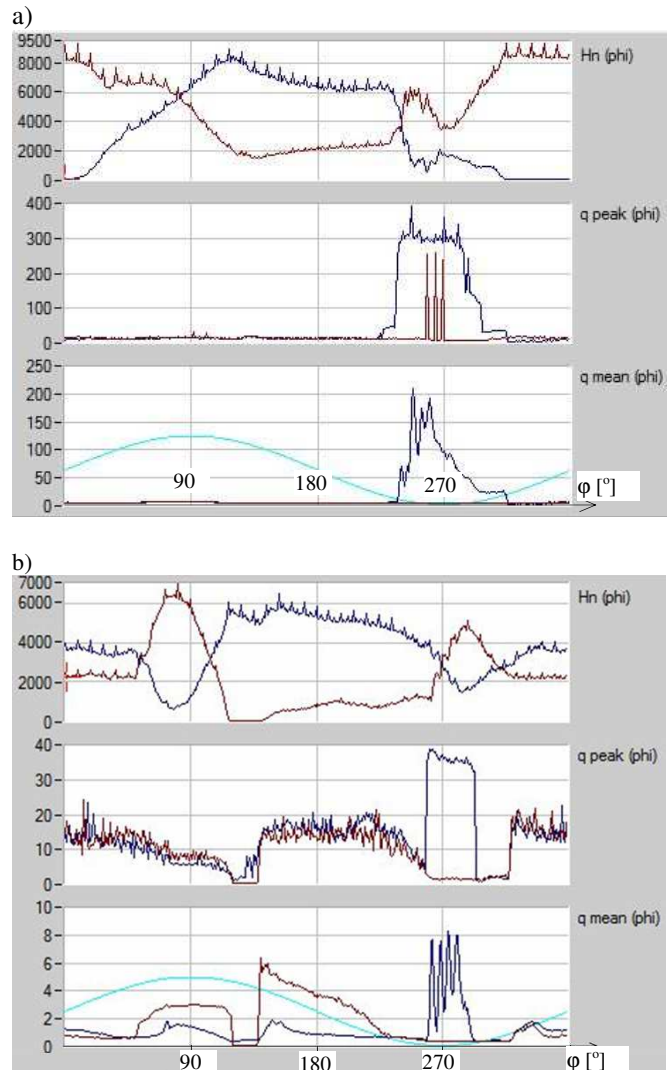
Tablica 1. Warunki przeprowadzanych prób wyrobu dla izolatorów przepustowych typu kondensatorowego o napięciu znamionowym nie przekraczającym 36 kV, o izolacji z żywicy lanej lub prasowanej [5]

próba	warunki próby	wymaganie
współcz. strat $\text{tg}\delta$	brak prądu w przepięciach, temperatura 10 – 40°C	napięcie $1,05 \frac{U_m}{\sqrt{3}}$
miar pojemności	10 – 40°C	napięcie w zakresie 2 – 20 kV wg ustalonego programu, $\text{tg}\delta_{\text{max}} < 0,007$ dla napięcia próby, nie wprowadza się parametru dotyczącego przyrostu $\text{tg}\delta$
napięcie udarowe	nie dotyczy	
miar napięciem przemiennym	czas próby 60 sekund	$U_m=3,6 \text{ kV}$ $U_{wps}=10 \text{ kV}$ $U_m=7,2 \text{ kV}$ $U_{wps}=20 \text{ kV}$ $U_m=12 \text{ kV}$ $U_{wps}=28 \text{ kV}$ $U_m=17,5 \text{ kV}$ $U_{wps}=38 \text{ kV}$ $U_m=24 \text{ kV}$ $U_{wps}=50 \text{ kV}$ $U_m=36 \text{ kV}$ $U_{wps}=70 \text{ kV}$
miar wnz	podczas obniżania napięcia wytrzymawanego na sucho	czułość 5 pC lub 20% spodziewanej wartości 10 pC dla $1,5 \frac{U_m}{\sqrt{3}}$ 5 pC dla $1,05 \frac{U_m}{\sqrt{3}}$
próba izolacji zacisku		zacisk probierczy $U > 2 \text{ kV}$ zacisk napięciowy $2 \times U_n$

3. POMIARY WNZ WYBRANYCH IZOLATORÓW

Badania wnz dotyczą dwóch wybranych izolatorów SN oznaczonych jako A i B do których zgodnie z wymaganiami opisanymi w p. 2 przykładano na 60 sekund napięcie probiercze $U_m=36 \text{ kV}$. Następnie po obniżeniu napięcia do 31,2 kV i 21,8 kV wykonywano pomiar wnz przyrządem LDS – 6 z odpowiednim oprogramowaniem do ich analizy. Wyładowania niezupełne analizowano przez 1 minutę dla obu podanych napięć 31,2 kV i 21,8 kV oczekując maksymalnego ładunku wnz q_{max} na poziomie odpowiednio 10 pC i 5 pC. Konstrukcja izolatora charakteryzowała się wystawieniem pola elektrycznego za pomocą wewnętrznej dodatkowej elektrody z siatki miedzianej w kształcie walca. Tego rodzaju rozwiązanie w stosunku do stosowania kieszeni przeciwulotowych oraz metalizacji powierzchni pozwala skutecznie kontrolować składową promieniową i osiową pola elektrycznego, aby ograniczać występowanie iskier ślizgowych. Z drugiej strony wskutek błędów technologicznych mogą łatwiej występować niejednorodności struktury wewnętrznej przy pierścieniu sterującym, co może intensyfikować liczbę i poziom wnz. Na rysunku 2a) i 2b) pokazano wykresy liczby wnz $H_n(\varphi)$, ładunku maksymalnego q_{peak} (φ oraz uśrednionego q_{mean} (φ w funkcji kąta fazowego napięcia o wartości skutecznej odpowiednio 31,2 i 21,8 kV. Przy wyższym napięciu występowały głównie wyładowania o charakterze ulotowym charakteryzujące się wysokim poziomem wyładowań o biegunowości ujemnej występujących przy kącie fazowym około 270° (q_{peak} (φ do 400 pC) [3]. Źródłem tego rodzaju wnz ze względu na duże wartości natężenia pola elektrycznego może być nieprawidłowe wykończenie powierzchni pierścienia wystawionego pole,

bądź elektrody wysokiego napięcia lub uziemionej [4]. Zmniejszenie napięcia do 21,8 kV drastycznie ogranicza poziom wnz (rys. 2b) do 40 pC o podobnym charakterze. Dodatkowo przy niskim napięciu występuje drugi typ wnz o wartości do 20 pC wskazujący na charakter wyładowań wewnętrznych lub ślizgowych. W celu potwierdzenia tej tezy wykonano badania radiograficzne szerzej opisane w kolejnym punkcie artykułu.

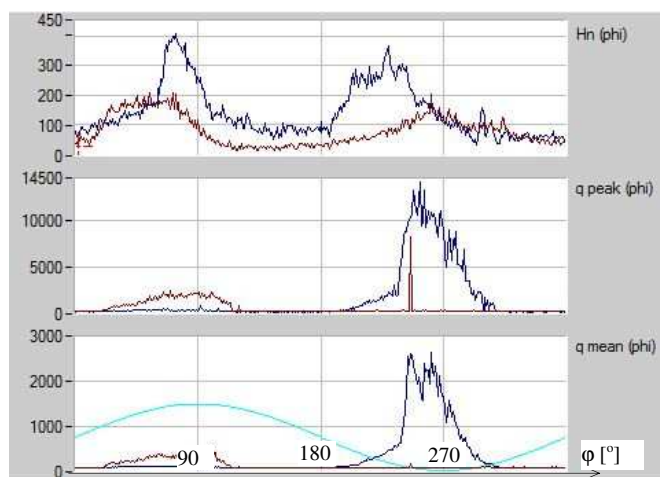


Rys. 2. Wyniki pomiaru natężenia ładunku wnz dla izolatora A otrzymane przy napięciu a) 31,2 kV oraz b) 21,8 kV

Z kolei na rysunku 3 pokazano wyniki pomiaru wnz dla izolatora B, gdzie przy napięciu 31,2 kV występuje, podobnie jak w poprzednim wypadku, silna grupa wnz o charakterze ulotowym, ale o znacznie większym ładunku maksymalnym wyładowań dochodzącym aż do 14500 pC. Oprócz grupy wnz o charakterze ulotowym występują wyładowania ślizgowe lub wewnętrzne o mniejszym natężeniu do 2100 pC.

Na podstawie tak określonych wyników badań wnz można postawić tezę o nieprawidłowej jakości wykonania obu izolatorów, ze wskazaniem dla przypadku B wysokiego prawdopodobieństwa obecności wewnętrznych wad o dużej liczbie i rozmiarach intensyfikujących występowanie wyższych poziomów wnz. W obu przypadkach przekroczenie dopuszczalnego przez normę [5] poziomu wnz wskazuje na problemy technologiczne w czasie produkcji izolatora, które powodują występowanie wtrąceń

gazowych i rozwarstwień. W celu potwierdzenia tej tezy wykonano dodatkowe badania radiograficzne, które dla analizowanego izolatora pozwalają na wykrywanie wad o minimalnym wymiarze 1 mm.



Rys. 3. Wyniki pomiaru natężenia ładunku wzn dla izolatora B otrzymane przy napięciu 31,2 kV

4. WYNIKI BADAŃ RADIOGRAFICZNYCH (RT)

Badania RT wykonano w celu wykrycia nieciągłości w korpusie izolatora, który nałożono metodą odlewania na wewnętrzne elementy izolatora: rurę z kołnierkami, siatkę wewnętrzną, wtopkę M12 i siatkę.

Prześwietlane ścianki zostały wykonane z kompozycji żywicznej o składzie typowym dla przemysłu elektrotechnicznego i miały grubości z zakresu od 50 ÷ 125 mm. Powierzchnia izolatora jest zakrzywiona, więc dla pokazania wewnętrznych nieciągłości wykonano po osiem ekspozycji na obwodzie dwóch badanych izolatorów stosując następującą metodykę badań:

- błona: kodak MX125 (klasa klasa C4 wg PN-EN ISO 11699-1: 2012),
- okładki wzmacniające - 0,05 mm Pb,
- odległość ogniskowa - 650 mm,
- parametry ekspozycji: 3,5 mA, 120 kV, 2,5 min.,
- uzyskana wykrywalność - W15 wg EN ISO19232-1 (0,125 mm Fe).

Wyniki badań RT zestawiono w tablicach 2 i 3 odpowiednio dla dwóch badanych izolatorów oznaczonych odpowiednio jako A i B.

Na podstawie analizy tablic 1 i 2 wynika, że w przypadku izolatora B dla którego zmierzano zdecydowanie wyższy poziom wzn, stwierdzono większą liczbę wad i ich uśredniony wymiar. Dodatkowo w izolatorze B występowały pęcherze podłużne o znacznej długości około 20 mm i średnicy 2 mm. Najprawdopodobniej ze względu na ich liczbę (wykryto 4 takie obiekty) i wymiary obserwowano dla izolatora B znacznie wyższy poziom wylądowań niezupełnych w stosunku do wyrobu A. Przypadkowość powstawania miejsc nieciągłości izolacji wskazuje na konieczność poprawy technologii odlewania izolatora. Należy także rozważyć lepszą obróbkę wszelkich krawędzi elektrod, tak aby ograniczać w tych miejscach pole elektryczne i nie dopuszczać do powstawania wylądowań.

Wykryte na radiogramach wskazania szczelin miały długości od 16 mm do 65 mm. Suma długości wykrytych wskazań wyniosła odpowiednio: około 260 mm dla izolatora oznaczonego B i 414 mm dla izolatora oznaczonego A.

Stanowiło to około 41,4÷65,9% długości obwodu izolatora (w miejscu występowania wskazań przyjęto

następujące średnie wartości: dla średnicy podziałowej preformu około 200 mm i długość związanego z nim obwodu około 628 mm.

Tablica 2. Wyniki badań radiograficznych izolatora A, 36 kV

nr radio – gramu	opis wad (nieciągłości)		
	rodzaj wady - opis wskazania wg ASTM D2563-94	współrzędna x [mm]	wymiar wskazania L [mm], d x b [mm]
A - 0	brak wskazań od nieciągłości wewnętrznych	-	-
A - 2	2 szczeliny:	+36; +46	20; 20
A - 3	wad nie wykryto		
A - 4	3 szczeliny	+36; 46; 54	18; 16; 65
A - 5	2 szczeliny pęcherze kuliste	-70; +34	40; 50 φ = 2 mm
A - 6	2 szczeliny	-70; +36	30; 15
A - 7	szczelina	-75	60
A - 8	2 szczeliny	-70; +50	50; 30
liczba szczelin		12	
średni wymiar szczeliny		34,5 mm	
liczba pęcherzy		1	
średnia średnica pęcherza		2 mm	

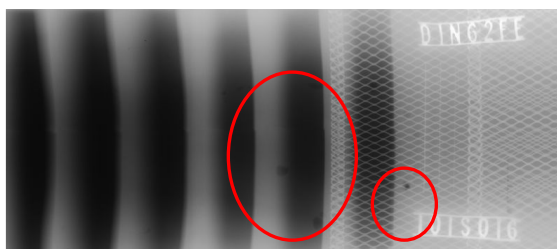
Tablica 3. Wyniki badań radiograficznych izolatora B, 36 kV

nr radio – gramu	opis wad (nieciągłości)		
	rodzaj wady - opis wskazania wg ASTM D2563-94	współrzędna x [mm]	wymiar wskazania L [mm], d x b [mm]
B-0	szczelina pęcherze kuliste pęcherz podłużny	-55 -92÷-140 -150	L=25 φ = 5; 6 25x2
B - 2	szczelina pęcherze kuliste pęcherz podłużny	-55 -150 -130	L=55 φ = 5 20x2
B - 3	pęcherz podłużny	-130	25x2
B - 4	2 szczeliny pęcherze podłużne	-70 +50	L=14; 20 20x2
B - 5	2 szczeliny: wygięta siatka metalowa przy "zakładce": ok.120 ⁰ i przesunięta o 7 mm	-70; 50	L=50; 30
B - 6	pęcherze na żebrach - widoczne także na powierz. zewnętrz.	-130	φ =1 ÷ 3
B - 7	szczelina pęcherze podłużne pęcherze kuliste	-55 -130 -90	L=65 20x φ = 3 ÷ 5
B - 8	wskazań wad nie wykryto	-	-
liczba szczelin		7	
średni wymiar szczeliny		41,3 mm	
liczba pęcherzy w tym 4 podłużne		8	
średnia średnica pęcherza		4 mm	

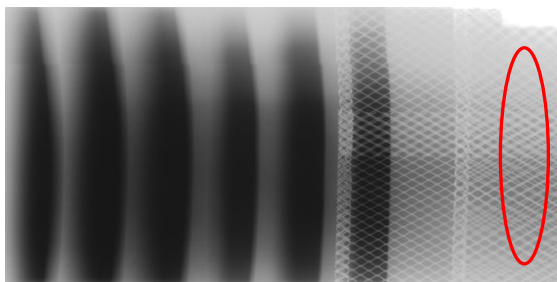
Na podstawie lokalizacji miejsc występowania wskazań typu szczeliny należy stwierdzić, że prawdopodobnie powstały one w miejscu nieprawidłowego spojenia „niesklejenia” masy żywicznej z pierścieniami wewnętrznymi (preformami żywicznymi), ustalającymi położenie siatki wewnętrznej względem osi izolatora.

Szczeliny te ze względu na znaczne wymiary i umiejscowienie w pobliżu elektrody sterującej powodują generowanie silnych wnz typu ulotowego widocznych na rysunkach 2 i 3.

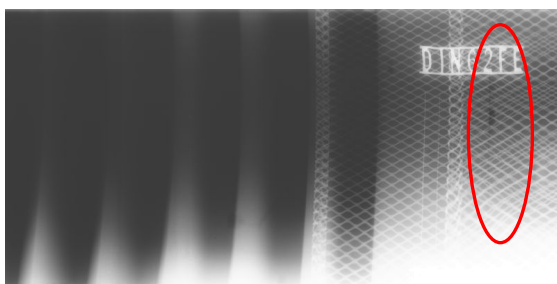
a)



b)



Rys. 4. Przykłady radiogramów ze wskazaniem wad na fragmencie obwodu izolatorów: a) izolator A - pęcherze gazowe; b) izolator B – szczelina (nr 1).



Rys. 5. Przykład wady typu szczelina (nr 2) na fragmencie obwodu izolatora B

Najbardziej prawdopodobne, bezpośrednie przyczyny niesklejenia – to:

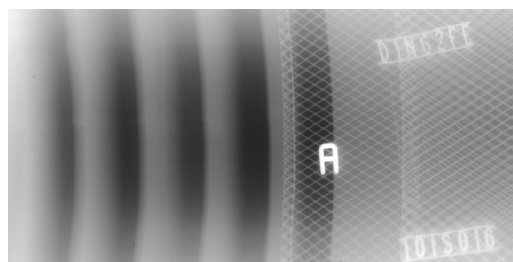
- brak zwilżania na powierzchni pierścienia - preforma żywicznego (zatłuszczona lub zabrudzona powierzchnia),
- miejscowe (nie wymieszane w mniejszej objętości) nieprawidłowe proporcje żywicy i mączki SiO₂,
- „zakurzenie” – np. zaproszenie mączką kwarcową powierzchni pierścieni lub siatki,
- nieusunięte nierówności krawędzi („grat”) pierścienia (preforma żywicznego), ustalającego siatkę wewnętrzną izolatora względem jego osi podłużnej.

TESTING OF TECHNICAL STATUS OF MIDDLE TRANSMISSION BUSBARS INSULATORS

The paper presents principles of checking the quality of medium voltage MV busbars insulators by X-ray method and measurement of partial discharges (PD). The last test is one of the items included in the product standard [5]. In addition, these tests have been extended by power frequency voltage withstand test. Due to the negative results of the measurement, the X-ray method successfully determined the location of the air voids and their correlation with the level recorded partial discharges.

Keywords: bushing insulators, product tests, location defects

Prawidłowy obraz struktury wewnętrznej pokazano na rys. 6 dla którego rozdzielczość aparatury pozwala wykluczyć występowanie wad wewnętrznych o wymiarach większych niż 1 mm, dla których mogą mieć miejsce wykrywalne w metodzie elektrycznej wnz.



Rys. 6. Przykład radiogramów dla obszarów bez widocznych defektów na fragmentach obwodu izolatora A

5. WNIOSKI

Poziom mierzonych wnz jest skorelowany z liczbą i rozmiarem wad stwierdzonych w strukturze materiału izolacyjnego.

Niewielkie zwiększenie wymiaru wady powoduje silny wzrost poziomu wyładowań niezupełnych.

Wprowadzona do normy [5] metoda pomiaru wnz jako aprobaty wyrobu gotowego jest skutecznym narzędziem do wykrywania nieprawidłowych konstrukcji lub wad wewnętrznych w układzie izolacyjnym.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Chunyu Wang, Xiongyi Huang i inni, Influence of void defects on partial discharge behavior of superconducting busbar insulation, *Fusion Engineering and Design*, Volume 119, June 2017, Pages 29-34.
2. Adamczyk B., Florkowska B., Analiza warunków sterowania pola elektrycznego w wysokonapięciowych izolatorach przepustowych, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* Nr 30, 2011, str. 13 -16.
3. Florkowska B., Florkowski M., Włodek R., Zydrón P.: Mechanizmy, pomiary i analiza wyładowań niezupełnych w diagnostyce układów izolacyjnych wysokiego napięcia. Wydawnictwo IPPT PAN, Warszawa 2001.
4. Gacek Z., Kiś W., Szadkowski M., Model izolatora przepustowego transformatorowego z izolacją miękką, *Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, Seria: Elektryka* z. 137, 1994, str. 17 -33.
5. PN-EN 60137:2010 - Izolatory przepustowe na napięcia przemiennie powyżej 1 000 V.

DOBÓR PRZEKROJU ŻYŁ POWROTNYCH W KABŁACH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

Marek OLESZ¹, Radosław SAWICZ²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel: 58 347-18-20, e-mail: marek.olesz@pg.gda.pl
2. Energa - Operator SA, Sekcja ds. Standardów Technicznych, Biuro Zarządzania Eksploatacją
tel: 605-720-265, e-mail: radoslaw.sawicz@energa.pl

Streszczenie: W referacie przedstawiono zasady doboru przekroju żył powrotnych w kablach średniego napięcia (SN) z uwzględnieniem zwarć jednofazowych i dwufazowych z udziałem ziemi. Przeprowadzona analiza wskazuje na możliwość zmniejszenia obowiązującego dotychczas przekroju żyły powrotnej 50 mm², co wprowadzono do stosowania w sieci rozdzielczej w Energa Operator SA.

Słowa kluczowe: kable średniego napięcia, prądy zwarciove, przekrój żyły powrotnej

1. WSTĘP

Żyła powrotna stanowi istotny element składowy kabla służący osiągnięciu dwóch podstawowych celów:

- wyrównaniu potencjału do wartości bliskiej zera od strony powłoki kabla,
- prawidłowego przewodzenia prądów zakłóceniovych powstałych w czasie normalnej pracy (prądy indukowane), warunków przeciążeniowych, a przede wszystkim zwarciovych, tak aby temperatura żyły powrotnej, jak i izolacji nie przekroczyła wartości dopuszczalnych.

Ze względu na ostatni warunek, żyła powrotna musi mieć odpowiedni przekrój, tak, aby przy określonej gęstości prądu i wymiarach kabla nie powodować nadmiernego wzrostu temperatury izolacji. W kablach średniego napięcia w izolacji polietylenowej z żyłami powrotnymi miedzianymi przyjęto w normalizacji w warunkach zwarciovych wartości krytyczne temperatury na poziomie 250°C na żyłę roboczej i 350°C na żyłę powrotnej. Podane poziomy dopuszczalne są sprawdzane w badaniach typu podczas prób zwarciovych odcinków kabla. Na podstawie pozytywnych wyników tego rodzaju badań producent może uzyskać certyfikat zgodności z wymaganiami odpowiedniej normy przedmiotowej [1].

W sieciach SN stosuje się różne układy pracy, przy których uzyskuje się inne poziomy prądów zwarciovych [2]. W sieciach eksploatowanych w Energa Operator S.A. spotyka się następujące rozwiązania:

- uziemienie punktu neutralnego przez dławik Petersena (bez lub z układem automatycznego wymuszenia składowej czynnej – AWSC),
- uziemienie punktu neutralnego przez rezystor,
- uziemienie punktu neutralnego przez dławik połączony na stałe z rezystorem.

W podanych przypadkach w celu określenia wystarczającego przekroju żyły powrotnej kabla w warunkach zwarciovych należy obliczyć:

- prądy zwarć jednofazowych w przypadku uziemienia punktu neutralnego przez rezystor,
- prąd zwarcia dwufazowego z udziałem ziemi dla sieci skompensowanych.

Powyższa procedura wynika z krótkich czasów wyłączenia zwarć jednofazowych w sieciach uziemionych przez rezystor związanych ze znacznym prądem zwarciovym rzędu kilkuset amperów, co w praktyce wyklucza powstanie drugiego zwarcia z ziemią w innym miejscu linii.

Z kolei, ze względu na znaczne prądy zwarć dwufazowych z udziałem ziemi w sieciach skompensowanych na poziomie kilku kA oraz stosunkowo długie czasy ich wyłączenia, przyjęto w polskich spółkach dystrybucyjnych przekrój żył powrotnych wynoszący 50 mm². Ze względu na małe prawdopodobieństwo powstawania zwarć dwufazowych z udziałem ziemi oraz radykalne poprawienie powtarzalności czasów ich wyłączenia (stosowanie zabezpieczeń cyfrowych nowej generacji), w referacie dokonano analizy możliwości zastosowania mniejszych przekrojów żył powrotnych kierując się zasadą nie przekroczenia temperatury dopuszczalnej 350°C w czasie stanów zwarciovych sieci kablowej.

2. DOBÓR ŻYŁ POWROTNYCH KABLI SN

Obliczanie prądów zwarciovych przepływających żyłami powrotnymi kabli SN wymaga rozważenia następujących przypadków:

- zwarcia jednofazowe,
- zwarcia dwufazowe z udziałem ziemi.

Wartości prądu zwarciovego w przypadku zwarć 1 – fazowych z ziemią w sieciach SN dla sieci skompensowanej są rzędu 40 A lub 20 A, natomiast przy uziemieniu przez rezystor osiągają wartości około 500 A. W związku z powyższym, ze względu na znaczne wartości 1 – sekundowego prądu zwarciovego dla żyły powrotnej I_{th1s} (np. dla $S=16$ mm² prąd $I_{th1s} = 2,8$ kA) stosowanie nawet 16 mm² przekroju, nie powoduje niebezpieczeństwa

przekroczenia temperatury dopuszczalnej 350°C w stanie zwarcia.

Natomiast najgroźniejsze cieplnie dla izolacji kabla zwarcie 2 - fazowe z ziemią występuje dość rzadko. Statystyki zestawione w tablicy 1 mówią tylko o 10% zwarć dwufazowych ze wszystkich zarejestrowanych zwarć [3].

Założone moce zwarciove podane przez Energa Operator SA wynikające z koncepcji rozwoju sieci dystrybucyjnej SN w perspektywie lat 2015 i 2020 w poszczególnych oddziałach nie przekraczają 230 MVA. Stosownie do podanych mocy można w poszczególnych punktach systemu elektroenergetycznego obliczyć prądy zwarciove według poniżej podanych wzorów.

Tablica 1. Prawdopodobieństwo występowania zwarć w liniach kablowych [3]

rodzaj zwarcia	udział minimalny	udział maksymalny
jednofazowe	65%	97%
podwójne zwarcia doziemne	20%	45%
zwarcia dwufazowe	10%	55%
zwarcia trójfazowe	5%	35%

Największy spodziewany prąd składowej początkowej zwarcia 3 - fazowego I_{k3}'' wylicza się według zasad podanych w normie [4] z zależności (1).

$$I_{k3}'' = \frac{c_{\max} U_n}{\sqrt{3} z_k} = \frac{S_{zw}}{\sqrt{3} U_n} \quad (1)$$

gdzie: z_k – impedancja równa impedancji dla składowej zgodnej z_1 i przeciwnej z_2 ,

U_n – napięcia znamionowe sieci w [kV],

c_{\max} – współczynnik zależny od napięcia sieci,

S_{zw} – moc zwarciova.

Według metody składowych symetrycznych początkowy prąd zwarcia 2 - fazowego z ziemią przy pominięciu sumy impedancji wzdłużnych kabli, przez które przepływa prąd zwarciova wynosi (2):

$$I_{k2\max}'' = \frac{c_{\max} U_n}{2 z_k} \quad (2)$$

Tak obliczona wartość prądu dotyczy największej ilości generowanego ciepła, występującego przy podwójnym zwarciu z ziemią na szynach rozdzielni SN. Po przekształceniu wzoru (1) otrzymujemy (3):

$$z_k = \frac{c_{\max} U_n}{\sqrt{3} I_{k3}''} \quad (3)$$

Podstawienie zależności (3) do (2) pozwala obliczyć prąd zwarcia 2 – fazowego z udziałem ziemi według (4):

$$I_{k2}'' = \frac{1,1 U_n}{2 z_k} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{k3}'' = 0,886 I_{k3}'' \quad (4)$$

Początkowy prąd zwarcia 1 - fazowego obliczamy z zależności (5) uwzględniając dodatkowo impedancję $z_{k(0)}$ dla składowej zerowej:

$$I_{k1\max}'' \approx \frac{c_{\max} \sqrt{3} U_n}{2 z_k + z_{k(0)}} \quad (5)$$

gdzie:

$$z_k = z_s + z_l = \frac{1,1 U_n^2}{S_{zw}} + z_{ikm} l_x \quad (6)$$

z_s – impedancja systemu elektroenergetycznego,

z_l – impedancja linii kablowej.

Ponieważ zazwyczaj $z_{k(0)} > z_k$ można uwzględnić w obliczeniach tylko impedancję $z_{k(0)}$, co pozwala wyznaczyć według (7) początkowy prąd zwarcia 1 - fazowego:

$$I_{k1\max}'' \approx \frac{c_{\max} \sqrt{3} U_n}{z_n + \frac{1}{\omega C_0}} \quad (7)$$

gdzie: z_n – impedancja w punkcie neutralnym sieci,

ωC_0 – susceptancja doziemna sieci.

W przypadku izolowanego punktu neutralnego transformatora wartość maksymalna prądu zwarciove przy pominięciu impedancji w punkcie neutralnym sieci wynosi (8):

$$I_{k1\max}'' \approx c_{\max} \sqrt{3} U_n \omega C_0 \quad (8)$$

Przykładowo dla 10 km kabla o napięciu znamionowym 15 kV, o przekroju żyły roboczej 70 mm² prąd pojemnościowy podczas zwarcia jednofazowego wynosi 22,5 A. Prąd ten można obliczyć z danych katalogowych producentów kabli, które zazwyczaj podają wartości pojemnościowego prądu zwarcia dla linii kablowej o długości 1 km.

W opracowaniu [5] wskazano, że w przypadku sieci kablowych SN o wartości napięcia z zakresu 6 ÷ 30 kV prąd zwarcia jednofazowego nie powinien przekraczać 50 A. W przypadku przekroczenia tej wartości np. w czasie rozbudowy linii kablowej należy wykonać odpowiednią kompensację za pomocą wprowadzenia dławika przyłączonego pomiędzy punkt zerowy transformatora, a ziemię.

W przypadku uziemienia transformatora przez rezystor lub zastosowania układu AWSC wartość R_{pN} w punkcie neutralnym, wylicza się według zależności:

$$R_{pN} = \frac{U_n}{\sqrt{3} I_{RN}} \quad (9)$$

gdzie: I_{RN} – znamionowy prąd ziemnozwarciowy przepływający przez rezystor.

Zastosowanie tak dobranego rezystora ogranicza wartość prądu zwarcia jednofazowego w żyły powrotnej kabla do zadanej wartości 400 A. Poziom ten wynika z wprowadzenia prądu w miejscu zwarcia do ziemi rzędu 20% wartości całkowitej. Podana wartość wynika z tzw. współczynnika redukcyjnego r , który definiuje poziom prądu $r I_k''$ wprowadzanego do ziemi w czasie trwania zwarcia. Nieobowiązująca już norma PN – E – 05115:2002, Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego powyżej 1 kV podaje w załączniku J następujące wartości współczynnika r uzależnione od konstrukcji kabla:

- kable SN o żyłce roboczej 95 mm² (Cu) z izolacją papierową i powłoką ołowianą $r = 0,2 - 0,6$,
- kable SN o żyłce roboczej 95 mm² (Al) z izolacją papierową i powłoką aluminiową $r = 0,2 - 0,3$,
- kable SN o żyłce roboczej 95 mm² (Cu) z izolacją XLPE i żyłą powrotną 16 mm², $r = 0,5 - 0,6$.

Ze względu na różną konstrukcję linii kablowych, założono najmniejszą wartość współczynnika $r = 0,2$ powodującą wprowadzenie do żyły powrotnej prądu $(1 - r) rI_k$ na poziomie 80% wartości całkowitej.

Podsumowując w przypadku uziemienia punktu neutralnego transformatora przez cewkę Petersena podczas zwarcia dwufazowego z ziemią prądy zwarciove osiągają wartości wynikające bezpośrednio z mocy zwarciovej i mogą osiągać wartości od kilku do kilkunastu kA. Natomiast w przypadku zwarcia jednofazowego największy prąd zwarciovy w żyłce powrotnej, zazwyczaj o wartości do 400 A, popłynie przy wymuszeniu składowej czynnej przez rezystancję przyłączoną do punktu neutralnego transformatora.

W obu przypadkach przy założeniu zwarć odległych, czyli nie w sąsiedztwie generatorów oraz czasów trwania zwarcia przekraczających wartość $t_z > 10T$ (T - stała czasowa obwodu zwarciovej) można założyć z błędem mniejszym od 5% prąd zwarciovy ciepłny I_{th} jako składową początkową prądu zwarciovej pod warunkiem występowania współczynnika udaru κ z zakresu 1,2 - 1,5 oraz czasów trwania zwarcia t_z dłuższych od 0,215 s.

W przypadku zwarć jednofazowych wyłączanych w czasie do 1 s obliczona wartość prądu na poziomie 400 A jest wielokrotnie mniejsza od podawanych w katalogach wartości prądu zwarciovej - 1 sekundowego kabla I_{th1s} .

Natomiast dla zwarć dwufazowych z ziemią w sieciach o napięciu znamionowym U_n początkowy prąd zwarcia dwufazowego wynosi po podstawieniu wyrażenia (1) do (4):

$$I_{k2}^* = \frac{S_{zw}}{2U_n} \quad (10)$$

W związku z wzorem (10), minimalny, wymagany prąd zwarciovy zastępczy ciepłny 1 sekundowy I_{th1s} dla żyły powrotnej przy założeniu zwarcia odległego, o czasie zwarcia t_z przekraczającym 10 - krotność stałej czasowej obwodu zwarciovej można obliczyć według zależności:

$$I_{th1s} = \frac{S_{zw}}{2U_n} \sqrt{t_z} \quad (11)$$

Po podstawieniu napięć znamionowych sieci do wzoru (11) otrzymuje się dwie następujące zależności:

- w przypadku sieci 15 kV,

$$I_{th1s} = 0,033 S_{zw} \sqrt{t_z} \quad (12)$$

- w przypadku sieci 30 kV;

$$I_{th1s} = 0,017 S_{zw} \sqrt{t_z} \quad (13)$$

Ze względu na występujące zmiany w napięciu można dla lepszego oszacowania wartości końcowej otrzymany wynik pomnożyć przez współczynnik 1,05. Wyliczona minimalna wartość prądu zwarciovej 1 - sekundowego I_{th1s} dla żyły powrotnej musi być mniejsza od danych

katalogowych podawanych przez producentów kabli dla czasu trwania zwarcia $t_z = 1$ s.

Zależności (4) i (11) wskazują na powstawanie znacznych wartości prądu w żyłach powrotnych w przypadku zwarć dwufazowych z ziemią powodujących duże obciążenia cieplne izolacji kabli. Poziom tych prądów jest więc podstawowym kryterium doboru przekroju żył powrotnych.

3. NAGRZEWANIE ŻYŁ POWROTNYCH KABLI SN

Podstawą obliczenia przebiegu temperatury T w czasie t na żyłce powrotnej przy przepływie prądu zwarciovej o natężeniu I jest równanie bilansu ciepła przy założeniu braku wymiany ciepła z otoczeniem według zależności (14) [6]:

$$\int_0^t I^2 R_0 [1 + \alpha(T - T_0)] dt = \int_{T_1}^T cm dT \quad (14)$$

gdzie:

R_0 - rezystancja żyły powrotnej w temperaturze odniesienia $T_0 = 20^\circ\text{C}$,

α - temperaturowy współczynnik zmiany rezystancji,

T_1 - ustalona temperatura żyły powrotnej w chwili powstania zwarcia wynikająca z przepływu prądu obciążenia,

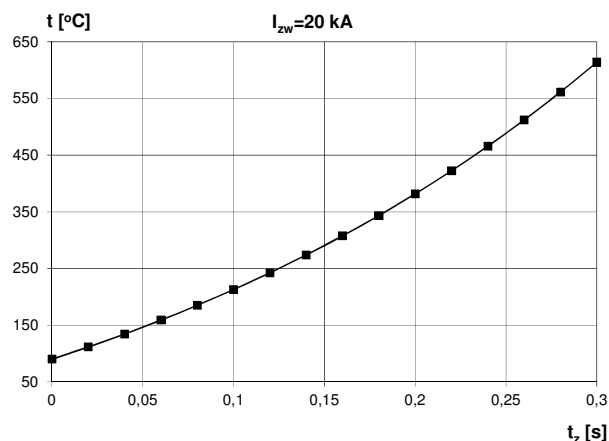
c - ciepło właściwe materiału, z którego wykonano żyłkę powrotną,

m - masa żyły powrotnej.

Zmiana temperatury żyły powrotnej w czasie t jest wyrażona przez stałe materiałowe i warunki początkowe w chwili wystąpienia zwarcia określone temperaturą początkową i wartością prądu zwarciovej wzorem (15):

$$T = T_0 + \frac{[1 + \alpha(T_1 - T_0)] e^{\frac{I^2 R_0 \alpha t}{cm}} - 1}{\alpha} \quad (15)$$

Na podstawie wzoru (15) można obliczyć temperatury żyły powrotnej dla przykładowych poziomów prądów zwarciovej i czasów wyłączania zwarcia. Obliczenia te wykonano dla przekrojów miedzianej żyły powrotnej - 16, 25, 35, 50 mm² przy prądach 5, 10 i 20 kA dla czasów wyłączania zwarcia $t_z < 0,3$ s (rys. 1 ÷ 3).

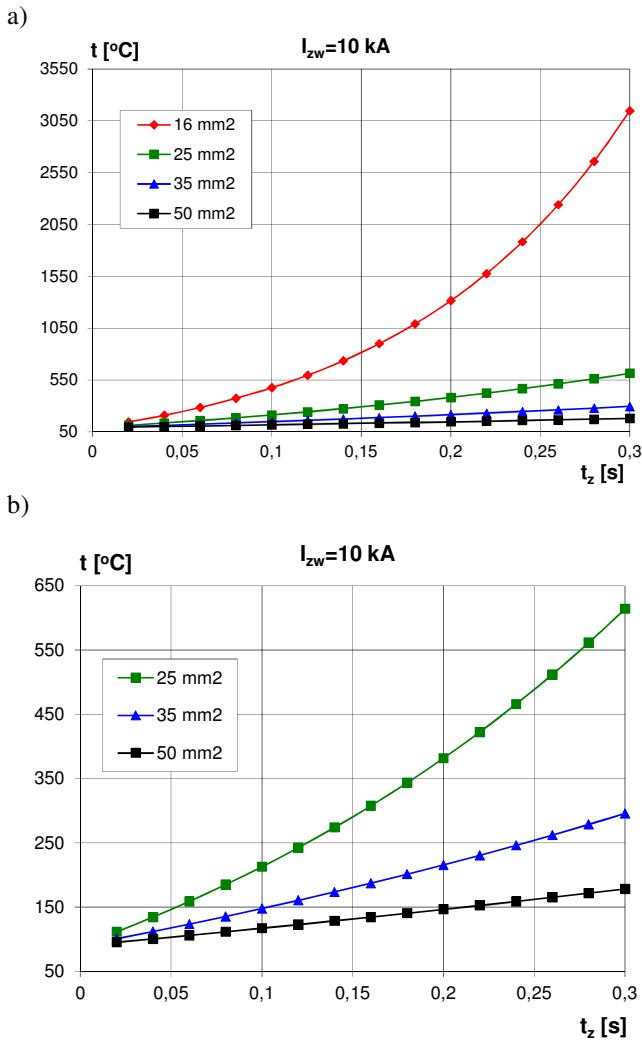


Rys. 1. Przebieg temperatury żyły powrotnej o przekroju $S=50$ mm² dla przepływu prądu zwarciovej o wartości 20 kA

Według rysunku 1 dla prądu 20 kA uzyskuje się nawet przy przekroju 50 mm² przekroczenie temperatury dopuszczalnej już przy czasie $t_z = 0,2$ s.

Dla prądu 10 kA możliwości osiągnięcia temperatury poniżej 350°C przy dość krótkim czasie wyłączenia zwarcia występują jedynie dla przekroju żyły powrotnej 35 mm² i dotychczas stosowanym 50 mm² (rys. 2a, 2b).

Natomiast według rysunku 3 przy prądzie zwarciovym 5 kA przy utrzymaniu czasu $t_z = 0,3$ s można użyć wszystkich przekrojów żył powrotnych 16 – 50 mm². W praktyce uzyskanie czasów wyłączenia poniżej 0,3 sekundy może być problematyczne szczególnie w sieciach z izolowanym punktem neutralnym oraz uziemionym przez cewkę Petersena.

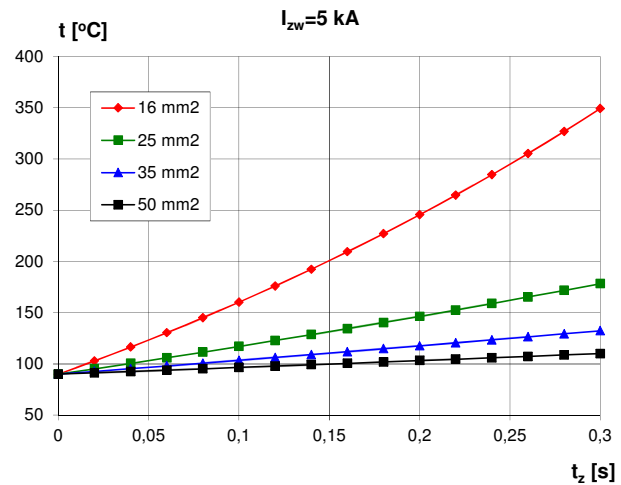


Rys. 2. Przebieg temperatury żyły powrotnej o przekroju z zakresu a) $S=16 \div 50$ mm² oraz b) $S=25 \div 50$ mm² podczas przepływu prądu zwarciovego o wartości 10 kA w czasie 0,3 s

Otrzymane wyniki obliczeń wykazują dużą zgodność z danymi podawanymi w katalogach producentów oraz uproszczonymi wzorami empirycznymi stosowanymi w praktyce projektowej. Przykładowo firma Twenpower w katalogu kabli [7] proponuje według holenderskiej normy NEN3620 zależność (16) na dopuszczalny prąd zwarciovą zastępczy ciepły dla miedzianych, wielodrutowych żył powrotnych dla maksymalnej temperatury żyły powrotnej 350°C. Wzór (16) uzależniono od przekroju żyły powrotnej S i czasu trwania zwarcia t_z . Podane na rysunku 4 wartości są nieznacznie wyższe w stosunku do otrzymanych wcześniej

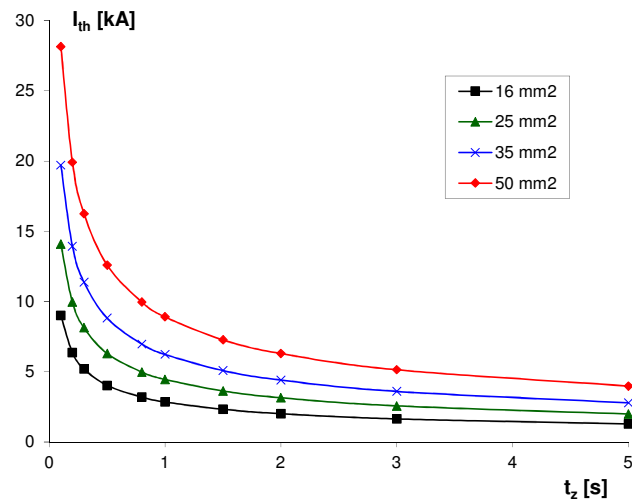
wyników obliczeń (rys. 1 ÷ 3) i stąd powinny być stosowane z odpowiednim współczynnikiem bezpieczeństwa.

$$I_{th} = 0,178 \frac{S}{\sqrt{t_z}} \quad (16)$$



Rys. 3. Przebieg temperatury żyły powrotnej o przekroju z zakresu $S=16 \div 50$ mm² podczas przepływu prądu zwarciovego o wartości 5 kA w czasie 0,3 s

Uzyskane na podstawie wzoru (16) wyniki, zestawione na rysunku 4, wskazują na możliwości uzyskiwania znacznej zmienności wytrzymywanych prądów zwarciovych w zależności od czasu wyłączenia zwarcia.



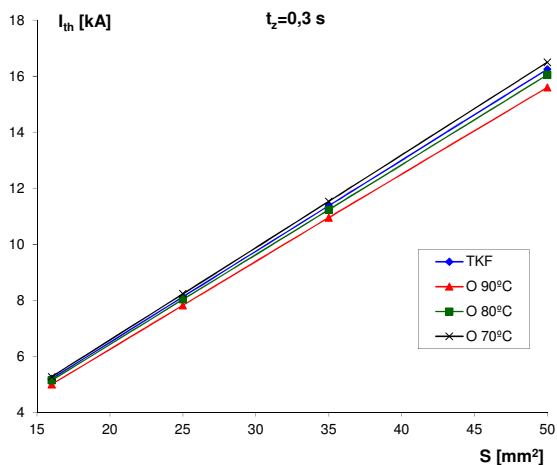
Rys. 4. Dopuszczalna wartość prądu zwarciovego cieplnego dla żył powrotnych o przekroju S z zakresu $16 \div 50$ mm² przy czasie trwania zwarcia t_z do 5 s według [7], założona temperatura dopuszczalna na żyłę powrotnej wynosi 350°C

W katalogu [7] podano także zależność (17) na obliczanie dopuszczalnych prądów zwarciovych (jedno, dwu i trójfazowych) przy założeniu maksymalnej temperatury 250°C na miedzianych żyłach roboczych.

$$I_{th} = 0,143 \frac{S}{\sqrt{t_z}} \quad (17)$$

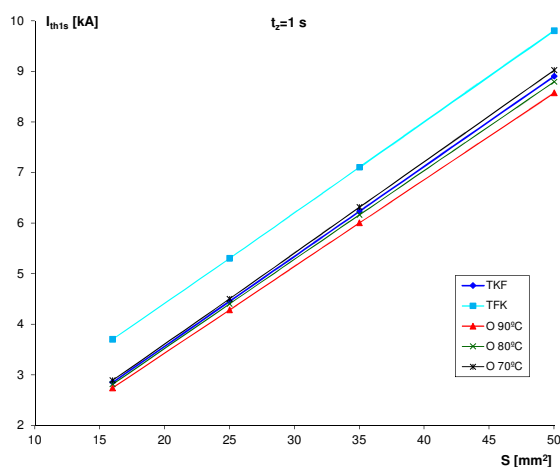
Na rysunku 5 pokazano zależność wyników obliczeń prądu I_{th} według wzoru (16) oraz procedury [6] dla czasu wyłączenia 0,3 s. Niestety, nie są dokładnie znane warunki wykonywania tego rodzaju badań oraz szczegóły konstrukcyjne kabli. Nieznaczne różnice mogą być

wynikiem cech materiałowych – np. rezystywności żył miedzianych i ich temperaturowego współczynnika rezystancji. Również w podanych wzorach (16), (17) nie wiadomo, jaka została przyjęta temperatura początkowa, którą można uwzględnić w procedurze [6]. Porównanie wyników obliczeń wskazuje na znaczną zgodność danych otrzymanych z [6] nieznacznie obostrzonych w stosunku do wyników uzyskanych z wzoru (17).



Rys. 5. Porównanie danych katalogowych firmy TKF (Twenpower) (16) z obliczonymi wartościami prądu zwarciovego dla założonej temperatury początkowej żyły powrotnej z zakresu 70 ÷ 90°C (oznaczenia w legendzie O 70°C, O 80°C, O 90°C) i czasu trwania zwarcia $t_z = 0,3$ s według [6]

Wydaje się słusznym stosować podany według (15) sposób obliczeń w praktyce projektowej, ponieważ dopuszczalny prąd zwarciovym ciepłym I_{th} w żyłce występuje z pewnym współczynnikiem bezpieczeństwa zapewniając uzyskanie nieznacznie niższej temperatury oczekiwanej, tym bardziej, że obliczenia wykonano dla założonej wysokiej temperatury początkowej żyły powrotnej (90°C). W praktyce ze względu na rozkład temperatury w kablu należy przyjąć wartość maksymalną 80°C. Uwzględnienie temperatury początkowej żyły powrotnej w zakresie 70 – 90°C powoduje niewielkie zwiększenie obciążalności zwarciovym. Uzyskane wyniki są praktycznie tożsame z wzorem podanym w katalogu [7].

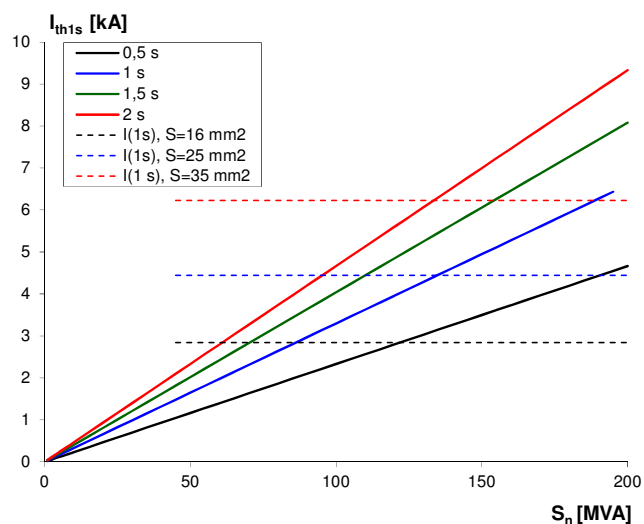


Rys. 6. Porównanie danych katalogowych firmy TKF (Twenpower) [7] z danymi firmy TKF (TELE – FONICA Kable) oraz obliczonymi wartościami prądu zwarciovego I_{th1s} dla założonej temperatury początkowej żyły powrotnej z zakresu 70 ÷ 90°C (oznaczenia w legendzie O 70°C, O 80°C, O 90°C) i czasu trwania zwarcia $t_z = 1$ s według [6]

Natomiast trudno z powodu braku metodyki badań ocenić, dlaczego kable TFK (TELE – FONICA Kable) uzyskują z pomiarów znacznie wyższe wartości prądów zwarciovych (rys. 6).

Z kolei podane przez firmę Nexans w [8] poziomy dopuszczalny prąd zwarciovym I_{th1s} dla $t_z = 1$ s dla $S = 35$ mm² wynoszą 4,8 kA co jest wartością znacznie niższą wobec wyliczonej - 6,2 kA (80°C). Dla przekroju $S = 50$ mm² mamy prąd dopuszczalny $I_{th1s} = 8,2$ kA nieznacznie niższy w stosunku do obliczonej na podstawie (16) wartości 8,79 kA. W przypadku zwarć dwufazowych z ziemią minimalny, wymagany prąd zwarciovym 1-sekundowy I_{th1s} można obliczyć dla sieci 15 kV i 30 kV odpowiednio z zależności (12) lub (13).

Podana metoda pozwala na szybkie i dość dokładne oszacowanie wymaganej wartości prądu 1-sekundowego dla zastosowanego kabla. Wyniki obliczeń prądu 1-sekundowego I_{th1s} dla żyły powrotnej w funkcji mocy zwarciovym w miejscu zwarcia przy założeniu różnych czasów trwania zwarcia z zakresu 0,5 – 2 s przedstawia rysunek 7.



Rys. 7. Zestawienie prądu zwarciovego ciepłego I_{th1s} w funkcji mocy zwarciovym pozwalające odczytać maksymalne dopuszczalne moce zwarciovym przy zadanych wartościach – czasu trwania zwarcia i przekroju żyły powrotnej

Na rysunku tym naniesiono również prądy 1 – sekundowe kabli wyliczone na podstawie zależności (15) [6] przy założeniu zwarć odległych oraz dla czasów trwania zwarcia przekraczających wartość $t_z > 10T$ (T – stała czasowa obwodu zwarciovym). Otrzymane wartości minimalnego prądu zwarciovym 1-sekundowego - I_{th1s} , pozwalają stwierdzić, że:

- przy czasach wyłączenia zwarcia 0,5 s można stosować żyłę powrotną o przekroju $S = 16$ mm² do mocy zwarciovym $S_{zw} = 120$ MVA,
- przy czasach wyłączenia zwarcia 1 s można stosować żyłę powrotną o przekroju $S = 16$ mm² do mocy zwarciovym $S_{zw} = 90$ MVA, a 25 mm² do 140 MVA,
- przy czasach wyłączenia zwarcia 1,5 s można stosować żyłę powrotną o przekroju $S = 16$ mm² do mocy zwarciovym $S_{zw} = 70$ MVA, 25 mm² do 110 MVA, oraz 35 mm² do 150 MVA,
- przy czasach wyłączenia zwarcia 2 s można stosować żyłę powrotną o przekroju $S = 16$ mm² do mocy zwarciovym $S_{zw} = 60$ MVA, 25 mm² do 90 MVA, a 35 mm² do 130 MVA,

- przy dłuższych czasach wyłączenia zwarć lub większych mocach zwarciovych należy stosować żyłę powrotną przynajmniej o przekroju 50 mm².

Na podstawie przedstawionej analizy zmiany temperatury żyły powrotnej podczas występowania zwarć dwufazowych z ziemią zmieniono obowiązującą w Energa-Operator SA specyfikację techniczną dotyczącą kabli i przewodów elektroenergetycznych SN i nn. W nowej edycji dokumentu [9] dopuszczono stosowanie kabli z żyłami powrotnymi o przekroju mniejszym niż 50 mm². W budowie linii średniego napięcia stosuje się wyłącznie kable jednofazowe na napięcie znamionowe $U_0/U=12/20$ kV uszczelnione wzdłużnie i promieniowo z żyłami powrotnymi miedzianymi. Dla przekroju żyły roboczej aluminiowej wielodrutowej do 70 mm² zaleca się przekroje żyły powrotnej 16 lub 25 mm². Dla żyły roboczej o przekroju 120 lub 240 mm² żyła powrotna może mieć przekrój 25, 35 lub 50 mm². W eksploatacji mogą być również stosowane kable o żyłach roboczych miedzianych o przekroju 240 mm² (żyły powrotne 25, 35 lub 50 mm²) i 300 mm² (żyły powrotne 35 lub 50 mm²).

Uogólniono także zasady doboru przekroju żyły powrotnej kabli przy założeniu napięcia nominalnego sieci 15 kV i czasu wyłączenia zwarcia dwufazowego na maksymalnym poziomie 1,5 s według tablicy 2.

Tablica 2. Proponowane w [9] minimalne przekroje żyły powrotnej S kabli w instalacjach elektroenergetycznych charakteryzujących się mocą zwarciovą S_{zw} .

moc zwarciovą S_{zw} [MVA]	przekrój żyły powrotnej S [mm ²]
do 70	16
70-110	25
110 - 150	35
150 - 220	50

Podczas podejmowania ostatecznej decyzji o doborze przekroju żyły powrotnej analizuje się zastosowanie kabla w konkretnych warunkach określonych przede wszystkim parametrami aparatury zabezpieczeniowej mającej wpływ na realne czasy wyłączenia zwarć w sieci elektroenergetycznej. W większości przypadków projektanci mimo możliwości wprowadzenia mniejszego przekroju żyły powrotnej preferują dotychczas stosowane rozwiązanie z żyłą powrotną 50 mm².

4. WNIOSKI

Na podstawie wyników przeprowadzonych obliczeń można wskazać następujące zasady doboru przekroju żyły powrotnej kabli przy założeniu napięcia znamionowego linii

kablowej 15 kV i czasu wyłączenia zwarcia 2 – fazowego na poziomie 1,5 s:

- dla przekroju 16 mm² – moc zwarciovą do 70 MVA,
- dla przekroju 25 mm² – moc zwarciovą do 110 MVA,
- dla przekroju 35 mm² – moc zwarciovą do 150 MVA,
- dla przekroju 50 mm² – moc zwarciovą do 220 MVA.

W przypadku krótszych czasów reakcji automatyki zabezpieczeniowej należy przyjmować inne przekroje dopuszczalne zgodnie z rys. 7. Zaznacza się, że podane wartości obowiązują dla zwarć odległych (nie w pobliżu generatorów) oraz dla czasów trwania zwarcia przekraczających wartość $t_2 > 10T$.

W przypadku krótkich odstępów czasowych pomiędzy działaniem automatyki SPZ należy rozważyć kumulację skutków cieplnych w czasie przepływu prądu zwarciovego w poszczególnych okresach wyłączenia zwarcia.

Podane w artykule wytyczne wdrożono w Energa-Operator SA dokumentem [9] dopuszczając w uzasadnionych przypadkach stosowanie przekrojów żyły powrotnej mniejszych niż 50 mm².

5. BIBLIOGRAFIA

1. PN - HD 620 S2:2010, Kable elektroenergetyczne o izolacji wytłaczanej na napięcia znamionowe od 3,6/6 (7,2) kV do 20,8/36 (42) kV włącznie.
2. Musiał E., Ochrona od porażenia w układach IT, TT i TN. Współdziałanie dwóch różnych układów w jednej instalacji, INPE nr 162 – 163, 2013.
3. Kujszczyk Sz., Brociek St., Flisowski Z., Gryko J., Nazarko J., Zdun Z.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe. WNT Warszawa 1997.
4. PN-EN 60909-0:2016 (U) Prądy zwarciovowe w sieciach trójfazowych prądu przemiennego - Część 0: Obliczanie prądów.
5. Zasady ochrony od przepięć i koordynacja izolacji sieci elektroenergetycznych. Specyfikacje Techniczne PO-TE-1-P, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa 2001.
6. Spyra F., Dobór przekroju żyły powrotnej w kablach elektroenergetycznych, Energetyka, nr 4, 2008, str. 276 – 278.
7. Katalog firmy BV Twentsche Kabelfabriek, Twenpower, Medium – voltage XLPE Cables.
8. Katalog firmy Nexans, 6-36 kV Medium Voltage, Underground Power Cables XLPE insulated cables.
9. Załącznik nr 3 do Procedury „Standardy techniczne w ENERGA-OPERATOR SA”, w ramach procesu „Standaryzacja i prekwalfikacja materiałów i urządzeń elektroenergetycznych” w megaprocesie „Zarządzanie pracami w sieci”, Specyfikacja techniczna. Kable i przewody elektroenergetyczne SN i nn, wydanie siódme z dnia 2 sierpnia 2017.

DETERMINING RETURN CONDUCTOR CROSS-SECTIONAL AREA IN MV CABLES

The paper presents principles of selection of the return conductor cross section in medium voltage (MV) cables with regard to single phase and two phase phases with ground short-circuits. The conducted analysis indicates the possibility of reducing the 50 mm² return conductor cross-sectional area, which was introduced for use in the distribution network in Energa Operator SA.

Keywords: medium voltage cables, short circuit currents, cross section of the return conductor

MODELOWANIE GENERATORA SYNCHRONICZNEGO W NIESYMETRYCZNYCH STANACH PRACY SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ PRZEGLĄD NARZĘDZI

Robert RINK¹, Robert JANKOWSKI², Michał KOSMECKI³, Arkadiusz KUBANEK⁴, Maciej WILK⁵

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

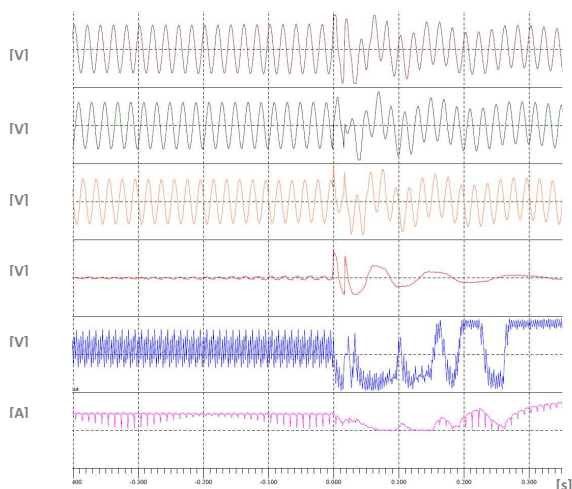
1. e-mail: kazik@prz.edu.pl
2. e-mail: r.jankowski@ien.gda.pl
3. e-mail: m.kosmecki@ien.gda.pl
4. e-mail: a.kubanek@ien.gda.pl
5. e-mail: m.wilk@ien.gda.pl

Streszczenie: Analiza zachowania generatora synchronicznego przyłączonego do systemu elektroenergetycznego podczas zakłóceń niesymetrycznych, a w szczególności kwestia odpowiedniego modelowania generatora, jest w literaturze fachowej bardzo rzadko podejmowana. W artykule przeprowadzono analizę porównawczą modeli generatora synchronicznego wykorzystywanych w programach do symulacji stanów dynamicznych [1], a następnie zbadano możliwości dostosowania ich do szczególnego przypadku badań w stanach niesymetrycznych biegu jałowego generatora.

Słowa kluczowe: Stany niesymetryczne, model generatora synchronicznego, analiza EMT.

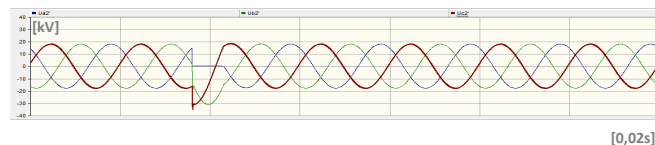
1 WPROWADZENIE

Stany zakłóceń, takie jak zwarcia niesymetryczne w stacjach elektroenergetycznych, zaburzają stabilną pracę generatorów synchronicznych i ich układów wzbudzenia. W artykule główny nacisk położono na badanie niesymetrycznych stanów zakłóceń w rozdzielniach



Rys. 1. Przebiegi: napięć fazowych, napięcia zerowego w punkcie neutralnym generatora oraz napięcia i prądu wzbudzenia podczas zwarcia doziemnego jednej fazy uzwojenia stojana generatora

stacji elektrownianych. Szczególną uwagę poświęcono możliwości symulacji zachowania generatora synchronicznego ze statycznym układem wzbudzenia w stanie pracy niesymetrycznej. Zagadnienia te poruszane były w artykule [2], a jedną z przesłanek, stojącą za podjęciem tej pracy było zdarzenie w jednej z elektrowni. Opisano tam przypadek, w którym w trakcie pracy generatora na biegu jałowym nastąpiła seria przemijających zwarć jednej fazy uzwojeń stojana do obudowy (zwarcie doziemne). Próby odtworzenia metodą symulacyjną, zarejestrowanych przebiegów podczas tego zdarzenia (rys. 1), pokazały, że jest to zadanie trudne. Przy wykorzystaniu programów symulacyjnych nie udało się odtworzyć wolnozmienniej składowej oscylacji gasnącej, która pojawiła się w przebiegach napięć fazowych oraz napięcia pomiędzy punktem neutralnym uzwojeń stojana a potencjałem ziemi (rys. 2).



Rys. 2. Przebiegi napięć fazowych generatora na biegu jałowym przy zwarciu doziemnym uzwojenia stojana – symulacja w programie PSCAD

2 WYBRANE NARZĘDZIA DO SYMULACJI STANÓW DYNAMICZNYCH W SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Istnieją liczne programy do symulacji i badania stanów dynamicznych systemów elektroenergetycznych (SEE). Nie wszystkie programy oferują jednak możliwość analizy trójfazowych wartości chwilowych, co jest kluczowe w symulacji niesymetrycznych stanów przejściowych. Po wstępnej selekcji ograniczono się do omówienia w artykule trzech spośród nich:

- Simulink firmy Mathworks
- PSCAD firmy Manitoba HVDC Research Centre
- PowerFactory firmy DigSilent GmbH

2.1 Program Simulink

Do modelowania układów fizycznych firma MathWorks stworzyła specjalny zestaw narzędzi i bibliotek elementów – Simscape, który pozwala budować modele odwzorowujące strukturę i cechy fizyczne elementów i powiązań między nimi, np. takie układy jak maszyny elektryczne, mostki prostownikowe, siłowniki hydrauliczne czy systemy chłodnicze, poprzez połączenie podstawowych komponentów.

Elementy oraz narzędzia do modelowania i symulacji elementów SEE zawiera biblioteka *SimPowerSystems*. Biblioteka zawiera modele urządzeń elektrycznych, w tym maszyn trójfazowych, napędów elektrycznych, urządzeń przekształtnikowych (FACTS) oraz źródeł energii odnawialnej. Pakiet *SimPowerSystems* programu Simulink zawiera dwa rodzaje modeli maszyny synchronicznej, zawartych odpowiednio w bibliotekach:

- *Simscape Components Library* (SCL)
- *Specialized Technology Library* (STL)

Simscape Components Library ma zastosowanie przede wszystkim tam, gdzie:

- zjawiska nieelektryczne stanowią znaczny udział w analizowanym układzie
- istnieje potrzeba stosowania niestandardowych elementów definiowanych przy użyciu języka Simscape
- istnieje potrzeba dokładnego zamodelowania zjawisk związanych z nieliniowymi przy przełączaniu

Specialized Technology Library ma zastosowanie przede wszystkim tam, gdzie:

- symulacje mają być przeprowadzone w trybie fazorowym
- istnieje potrzeba stosowania obliczeń rozplywowych
- istnieje potrzeba wydajnego prowadzenia symulacji dużych SEE

Modele *Simscape Components Library* mogą być zarówno jednokreskowe (*single-line*) – w zastosowaniu do modeli i zakłóceń symetrycznych, jak i trójfazowe – w zastosowaniu do analiz stanów niesymetrycznych, np. zwarć jednofazowych. Modele opisywane są równaniami różniczkowymi. Symulacje w oparciu o modele *Specialized Technology* są szybsze, gdy zastosujemy metodę fazorową. Metodę tę stosuje się do symulowania zachowań dużych systemów, gdy zjawiska przejściowe związane z łączeniami nie muszą być modelowane dokładnie.

Modele generatorów synchronicznych w *Simscape Components Library*

Biblioteka SCL zawiera sześć wersji modelu maszyny synchronicznej [3], trzy opisane parametrami fizycznymi:

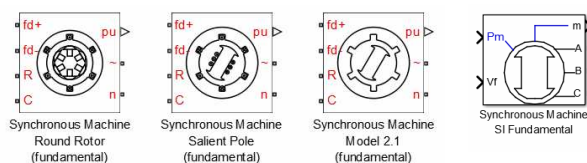
- *Synchronous Machine Round Rotor (fundamental)* - model maszyny synchronicznej z wirnikiem cylindrycznym
- *Synchronous Machine Salient Pole (fundamental)* - model maszyny synchronicznej jawnobiegunowej
- *Synchronous Machine Model 2.1 (fundamental)* - uproszczony model maszyny synchronicznej z wirnikiem cylindrycznym

oraz analogiczne trzy modele opisane parametrami standardowego modelu maszyny synchronicznej w jednostkach względnych [pu]:

- *Synchronous Machine Round Rotor (standard)*
- *Synchronous Machine Salient Pole (standard)*

- *Synchronous Machine Model 2.1 (standard)*

Zgodnie z zapewnieniem firmy Mathworks *Synchronous Machine Round Rotor* oraz *Synchronous Machine Salient Pole* to modele maszyny synchronicznej w pełni zgodne z [4].



Rys. 3. Graficzna reprezentacja modeli maszyny synchronicznej w bibliotece SCL i STL

Modele generatorów synchronicznych w *Specialized Technology Library*

Biblioteka *Specialized Technology Library* (STL) zawiera pięć wersji modelu maszyny synchronicznej [5]:

- *Synchronous Machine SI Fundamental* - model maszyny synchronicznej opisany parametrami fizycznymi w jednostkach SI
- *Synchronous Machine pu Fundamental* - model maszyny synchronicznej opisany parametrami fizycznymi w jednostkach względnych
- *Synchronous Machine pu Standard* - model maszyny synchronicznej opisany parametrami modelu standardowego w jednostkach względnych
- *Simplified Synchronous Machine SI Units* - uproszczony model maszyny synchronicznej opisany w jednostkach SI
- *Simplified Synchronous Machine pu Units* - uproszczony model maszyny synchronicznej opisany w jednostkach względnych

Część elektryczna modelu maszyny jest opisana układem równań stanu szóstego rzędu, część mechaniczna – równaniem jak w modelu uproszczonym (moment na wirniku jest funkcją napięcia w osiach d i q za reaktancją podprzejściową, a nie jak w modelu pełnym SCL funkcją strumieni w osiach d i q). Modele uproszczone nie uwzględniają składowej zerowej.

Ograniczenia modeli STL

W modelach dyskretnych stosowanie modelu maszyny synchronicznej z biblioteki STL dyskretyzowanego nieiteracyjną metodą trapezów lub metodą prostokątów w przód (*forward Euler*) może wymagać przyłączenia małych pasożytniczych rezystancji na zaciskach generatora. Aby uniknąć oscylacji numerycznych, należy dołączyć odpowiednio duże obciążenie, przy czym im krok całkowania dłuższy tym większe powinno obciążenie. Minimalne obciążenie rezystancyjne wynosi 2,5% mocy znamionowej maszyny (P_n) dla kroku całkowania 25 μ s oraz 5% dla kroku całkowania 50 μ s. Dla generatora o mocy 380 MW z krokiem całkowania 25 μ s obciążenie powinno być nie mniejsze niż 9,5 MW. Jeżeli model jest dyskretyzowany metodą trapezową iteracyjną, wówczas wymagane minimalne obciążenie jest dużo mniejsze i wynosi ok. 0,1% mocy znamionowej, co przekłada się na spowolnienie obliczeń. Na tej podstawie można stwierdzić, że model generatora synchronicznego (dyskretyzowany nieiteracyjną metodą trapezów lub metodą prostokątów w przód) nie nadaje się do symulacji pracy na biegu jałowym bez obciążenia choćby potrzebami własnymi. Niedoskonałością tego modelu jest brak uwzględnienia

pojemności pomiędzy uzwojeniami stojana a obudową oraz pomiędzy wirnikiem a obudową generatora.

2.2 Program PSCAD

Pierwsza wersja programu do symulacji stanów przejściowych zjawisk elektromagnetycznych i elektromechanicznych w SEE w dziedzinie czasu (EMTDC – *Electromagnetic Transients including DC*) powstała w roku 1975 w firmie Manitoba Hydro (obecnie: Manitoba HVDC Research Centre). Geneza powstania była związana z koniecznością symulacji pracy łącza Nelson River HVDC. Program był rozwijany i w roku 1988 został wzbogacony o graficzny interfejs pod nazwą PSCAD [5]. Program EMTDC oraz PSCAD/EMTDC wyznaczał kierunki i standardy modelowania zjawisk elektromagnetycznych w SEE i w układach elektrycznych.

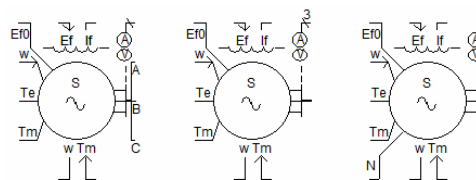
Elementy SEE w programie PSCAD/EMTDC, wykorzystywane do symulacji zjawisk są opisane za pomocą równań różniczkowych w dziedzinie czasu [6], [7]. Program EMTDC rozwiązuje te równania ze stałym krokiem całkowania Δt , równym krokowi symulacji (obliczeniowemu). Domyślnie krok Δt równy jest 50 μs . Sygnały wyznaczone w dziedzinie czasu mogą być przeliczone na wielkości fazorowe reprezentowane przez moduł i kąt fazowy. Stały krok obliczeń w procesie symulacji powoduje pewne ograniczenia, dotyczące elementów kluczujących, np. wyłączników czy diod. Jeśli proces łączeniowy nastąpi tuż po pierwszym kroku obliczeń (całkowania), to zostanie on przeprowadzony dopiero w kroku następnym obliczeń. Aby zlikwidować te efekty zastosowano algorytm interpolacyjny, wyznaczający dokładny moment procesu łączeniowego. Dla tego momentu następuje rozwiązanie równań różniczkowych. Następnie obliczenia są kontynuowane dla przyjętego kroku całkowania (symulacji).

Algorytm Dommel

Obliczenia wykonywane przez EMTDC, a także przez niektóre inne programy EMTP (*Electromagnetic Transients Program* – program analizy stanów nieustalonych w dziedzinie czasu), opierają się na zasadach określonych przez H. Dommela [8]. Stworzył on podwaliny pod pakiet programowy ElectroMagnetic Transients Program (EMTP) [9]. Sformułowane przez niego reguły były podstawą opracowania kolejnych wersji tego programu. Te same algorytmy wykorzystywane są w symulatorach czasu rzeczywistego zjawisk elektromagnetycznych występujących w sieci (np. RTDS). Podstawą algorytmów Dommela jest sprowadzenie pojemności oraz indukcyjności występujących w modelu układu do ekwiwalentnych dwójników łożonych z rezystancji i idealnych źródeł prądowych.

Modelowanie maszyny synchronicznej w programie PSCAD/EMTDC

Sposób modelowania maszyny synchronicznej jest opisany w pracy [4]. Model maszyny synchronicznej biblioteki programu PSCAD występuje zarówno z jednym jak i z dwoma uzwojeniami tłumiącymi w osi q . Może być użyty zarówno jako model maszyny z wirnikiem cylindrycznym jak i maszyny synchronicznej jawnobiegunowej. Modelowany generator może być sterowany sygnałem zadanej prędkości (ω) jak i sygnałem momentu obrotowego (T_e).



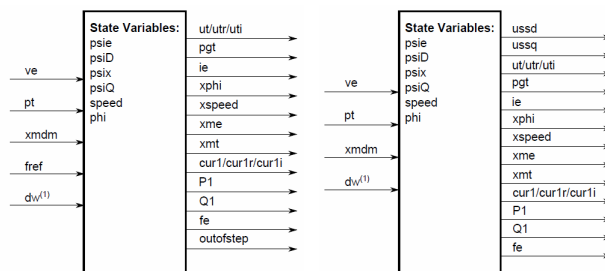
Rys. 4. Graficzna reprezentacja modelu maszyny synchronicznej w trzech postaciach w programie PSCAD

2.3 Program PowerFactory

Program PowerFactory firmy DigSilent pozwala na analizowanie stanów dynamicznych w trzech trybach symulacji [10]:

- Analiza wartości skutecznych prądów i napięć trójfazowych (RMS) dla sieci przedstawionej w sposób symetryczny.
- Analiza wartości skutecznych prądów i napięć trójfazowych (RMS) dla sieci przedstawionej w sposób niesymetryczny (osobno dla każdej fazy).
- Analiza wartości chwilowych prądów i napięć trójfazowych (EMT) dla sieci przedstawionej w sposób niesymetryczny (osobno dla każdej fazy).

Rysunek 5 przedstawia bloki modeli maszyn synchronicznych biblioteki PowerFactory do analizy stabilności (*RMS-simulation*) oraz do analizy wartości chwilowych prądów i napięć trójfazowych (*EMT-simulation*). Modele bazują na opracowaniach [11] i [12].



Rys. 5. Bloki we/wy modeli maszyny synchronicznej do analizy SEE: stabilności (*RMS-simulation*) – po lewej stronie; stanów elektromagnetycznych (*EMT-simulation*) – po prawej stronie

W analizie typu *RMS-simulation* pomija się pochodne prądów, co pozwala na zwiększenie kroku obliczeniowego w porównaniu do modelu EMT. W celu przyspieszenia analizy typu *RMS* dodatkowo upraszcza się model generatora synchronicznego w aspekcie zmian prędkości obrotowej. Możliwe są trzy podejścia:

- Uwzględnianie wpływu zmian prędkości obrotowej - równania opisujące model generatora uwzględniają zmienność prędkości obrotowej.
- Pominięcie wpływu zmian prędkości obrotowej - przyjmuje się, że wartość prędkości obrotowej jest równa jej wartości początkowej. Zakłada się, że zmiany prędkości są pomijalne i nie mają istotnego wpływu na napięcie stojana. Model jest dokładny, gdy odchyłki prędkości obrotowej od prędkości początkowej są znikome.
- Częściowe pominięcie wpływu zmian prędkości obrotowej - w równaniu modelu generatora, opisującym napięcie indukowane w uzwojeniu stojana, przyjmuje się, że wartość prędkości obrotowej jest równa jej wartości początkowej, tzn. wartość strumienia mnoży się przez wartość prędkości z uwzględnieniem odchylenia.

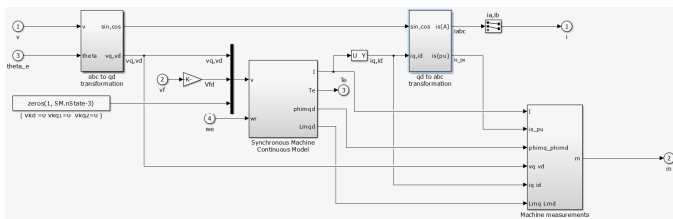
3 ANALIZA MOŻLIWOŚCI MODYFIKACJI MODELU GENERATORA SYNCHRONICZNEGO

Biblioteczne modele dobrze odwzorowują zachowanie maszyn synchronicznych pracujących w sieci. Badanie pracy generatorów na biegu jałowym, w szczególności w stanach zakłóceń niesymetrycznych, wymaga modelu o bardziej złożonej strukturze. W związku z tym przeprowadzono analizę możliwości modyfikacji w danym programie modelu generatora synchronicznego pod kątem badania stanów niesymetrycznych w pracy na biegu jałowym. Zagadnienie to rozważano w dwóch aspektach. Pierwszy z nich, to zweryfikowanie możliwości wprowadzenia korekt w dostępnych modelach bibliotecznych, drugi zaś to opracowanie własnej struktury modelu, optymalnej dla potrzeb modelowania pracy generatora na biegu jałowym.

3.1 Program Simulink

Biblioteczny model generatora – analiza możliwości modyfikacji modelu

Struktura modelu generatora w bibliotece SCL nie jest dostępna, zatem nie można jej modyfikować. W bibliotece STL struktura modelu generatora jest dostępna (rys. 6), jednak możliwość modyfikacji jest zablokowana.



Rys. 6. Pierwsza warstwa struktury modułu elektrycznego (*Electrical model*) modelu Synchronous Machine pu Standard STL

Model użytkownika w Matlabie

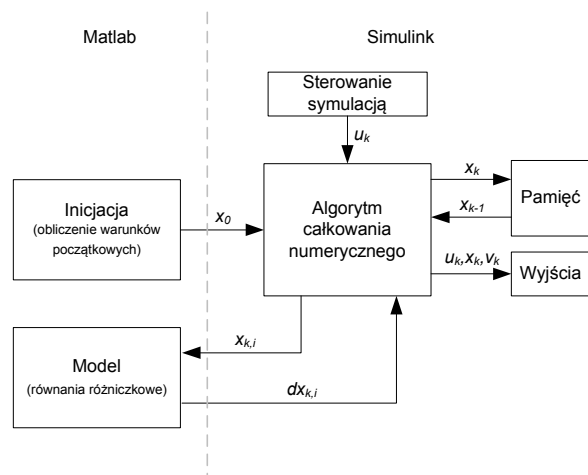
W ramach prowadzonych prac badawczych opracowano własny model generatora w środowisku Matlab/Simulink. Symulacja pracy maszyny synchronicznej wymaga rozwiązywania równań różniczkowych opisujących model. Obliczenia rozwiązujące równania różniczkowe mogą być prowadzone w oparciu o solver programu Simulink albo własny solver. Wybrano drugie rozwiązanie, co pozwalało zachować kontrolę nad procesem obliczeniowym. Opracowany model symulacyjny generatora wraz ze środowiskiem obliczeniowym składa się z kilku modułów, których wzajemne relacje przedstawiono na rysunku 7.

Główne moduły to:

- Algorytm całkowania numerycznego – jądro środowiska odpowiedzialne za przebieg symulacji. Moduł ten opisany jest funkcją realizującą całkowanie numeryczne w oparciu o algorytm Rungego-Kutty czwartego rzędu. Funkcja odczytuje warunki początkowe oraz pięciokrotnie wywołuje funkcję opisującą model maszyny po to, aby otrzymać pochodną wektora stanu dla danego kroku obliczeniowego k i danej iteracji i . Funkcja wyprowadza również obliczone w k -kroku wielkości wyjściowe.
- Inicjacja – skrypt oblicza parametry wykorzystywane w modelu na bazie parametrów symulowanego generatora, warunki początkowe

(wartości wektora stanu w chwili $k=0$), jak również definiujący wektor parametrów P , wektor zmiennych stanu x oraz wektor sygnałów v .

- Model (równania różniczkowe i algebraiczne) – funkcja opisująca model generatora wraz z układem wzbudzenia i regulacji napięcia oraz model SEE.
- Sterowanie symulacją – moduł wraz z graficznym interfejsem użytkownika, pozwalający zmieniać wartości sygnałów i wartości zadanych (takich jak napięcie zadane generatora, obciążenie), jak również pozwalający szybko zmieniać wartości wybranych parametrów modelu, np. impedancja połączenia generatora i SEE.
- Pamięć – pamięć wektora stanu z poprzedniego kroku obliczeniowego.
- Wyjścia – moduł obsługujący rejestrację sygnałów oraz ich wizualizację online na ekranie komputera.



Rys. 7. Schemat blokowy modelu użytkownika

W opisanym środowisku zaimplementowano klasyczny model generatora opisany za pomocą ośmiu zmiennych stanu, odpowiadających odpowiednio uzwojeniom twornika w osi d i q , uzwojeniom tłumiaczym w osi d i q , obwodowi tłumiaczemu w osi q , obwodowi wzbudzenia oraz wałowi turboszespołu. W części obejmującej układ wzbudzenia i regulacji napięcia wykorzystano standardowy model EXST1A. Przyjęto, że generator pracuje w SEE modelowanym jako źródło SEM za impedancją odpowiadającą impedancji zastępczej systemu w punkcie przyłączenia, powiększonej o impedancję linii i transformatora blokowego.

Dzięki temu, że algorytm całkowania numerycznego, jak i sam model opisane są bardzo efektywnym kodem, istnieje możliwość symulacji całego układu w czasie rzeczywistym. Testy opracowanego modelu przeprowadzono przy wykorzystaniu środowiska Simulink RealTime.

Zarejestrowane przykładowe wyniki symulacji przedstawiono na rysunku 8. Symulację wykonano przy założeniu nagłej zmiany impedancji pomiędzy generatorem a siecią sztywną, co odpowiadało zwarciu odległemu. W drugiej części przebiegu widoczna jest odpowiedź układu na zmianę zadanej wartości napięcia generatora. Przedstawiono przebiegi: napięcia wzbudzenia (E_{fd}), napięcia na zaciskach generatora (U_i), mocy czynnej (P) i biernej (Q) oraz kąta wirnika generatora ($\Delta\theta$).



Rys. 8. Przebiegi symulacji generatora synchronicznego w środowisku Simulink RealTime

Prezentowany sposób opisu i opracowania modelu symulacyjnego generatora synchronicznego daje użytkownikowi bardzo szerokie możliwości, pozwalające, m.in., na implementację modeli o wysokim stopniu złożoności. Przy bardzo złożonym modelu może nie być możliwości prowadzenia symulacji w czasie rzeczywistym, gdyż czas potrzebny na wykonanie obliczeń dla pojedynczego kroku obliczeniowego może okazać się większy niż krok całkowania. Będzie natomiast możliwe prowadzenie symulacji w trybie offline.

Powyższą metodę można wykorzystać do badań symulacyjnych z zastosowaniem modeli o niewielkiej liczbie elementów. Przykładem jest praca generatora w SEE modelowanym jako źródło napięcia z impedancją, praca na biegu jałowym lub praca na potrzeby własne. W przypadku konieczności ujęcia w modelu większej liczby elementów SEE istnieją dwie możliwości:

- Samodzielne opisanie tej części SEE równaniami różniczkowymi i symulacja tej części modelu na takiej samej zasadzie jak modelu generatora.
- Powiązanie za pomocą źródeł prądowych modelu generatora z modelem SEE opracowanym z wykorzystaniem elementów biblioteki *SimPowerSystems*. Opcja ta jest jednym z rozważanych kierunków dalszego rozwoju opracowanego środowiska.

3.2 Program PSCAD

Program PSCAD oferuje użytkownikowi w bibliotece bardzo dokładny model generatora synchronicznego do analizy wartości chwilowych (EMT) przy symulowaniu stanów pracy: symetrycznych i niesymetrycznych generatora pracującego w sieci. Nie ma możliwości modyfikacji modelu.

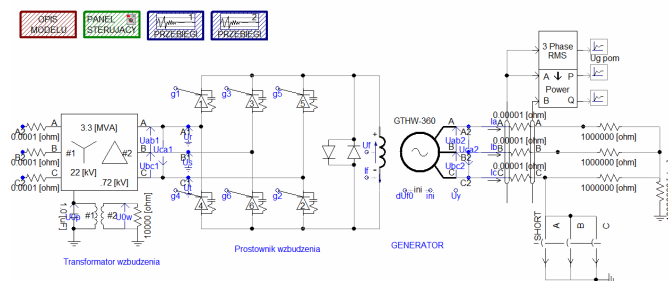
Model użytkownika

Jedną z cech, które czynią PSCAD dobrym narzędziem do symulacji jest możliwość projektowania własnych modeli [5]. Użytkownik może opracowywać modele o różnym stopniu złożoności struktury. Modele użytkownika mogą być tworzone na dwa sposoby: graficznie z wykorzystaniem istniejących komponentów w pakiecie, albo z wykorzystaniem języka programowania. Model własny może mieć zarówno własną reprezentację graficzną jak i karty parametrów.

Przykład modelu użytkownika zbudowanego z elementów bibliotecznych

Zbudowano model generatora synchronicznego, którego wzbudzenie sterowane jest elektrycznie – zaciski uzwojenia wzbudzenia połączone są bezpośrednio z modelem elektrycznym prostownika tyrystorowego układu wzbudzenia. Wykorzystano biblioteczny model maszyny synchronicznej, który jest sterowany sygnałowo.

Na rysunku 9 przedstawiono schemat połączenia generatora synchronicznego w prowadzonych symulacjach.



Rys. 9. Schemat połączenia modelu generatora synchronicznego sterowanego poprzez tyrystorowy prostownik wzbudzenia

Przebiegi badania symulacji przemijającego zwarcia jednofazowego z wykorzystaniem opracowanego modelu pokazano na rysunku 2. Podobnie, jak przedstawiony powyżej model, można opracować w oparciu o elementy biblioteczne model generatora synchronicznego o własnej złożonej strukturze.

Model własny użytkownika w języku programowania

Modele mogą być definiowane z użyciem języków programowania Fortran oraz C. Modele w języku Fortran (wersja Fortran 90) mogą być dołączone bezpośrednio w segmencie modelu albo jako podprogram lub funkcja skompilowana i wywoływana z biblioteki. Podobnie można wprowadzić definicję modelu w kodzie języka C, skompilowanego do postaci *.obj. Funkcje w kodzie C mogą być wywoływane bezpośrednio z modelu w kodzie Fortranu.

3.3 Program PowerFactory

W programie PowerFactory brak jest dostępu do struktury modelu maszyny synchronicznej i co za tym idzie, nie ma możliwości zmian. Możliwa jest korekta modeli układów regulacji generatora, np. układów wzbudzenia, dostępnych w bibliotece. PowerFactory umożliwia opracowanie własnych modeli w oparciu o własny język programowania, przeznaczonych przede wszystkim do opracowania własnych modeli układów regulacji. Opracowanie własnego dokładnego modelu maszyny synchronicznej, umożliwiającego również symulację pracy generatora na biegu jałowym w stanie niesymetrycznym, byłoby dużym wyzwaniem. Narzędzie programowania PowerFactory nie jest odpowiednie do stawianych wymagań przy opracowaniu takiego modelu. W opracowaniu takiego modelu należałoby korzystać z modeli obwodowych (elektrycznych) takich jak: sterowane źródło napięciowe, przekształtnik i obciążenie, co komplikowałoby strukturę modelu. PowerFactory jest wydajnym narzędziem do analizy SEE, ale nie jest przewidziane do budowy złożonych modeli takich urządzeń jak maszyna synchroniczna. Pożądany efekt można osiągnąć mniejszym nakładem pracy i z większą elastycznością, budując modele w programach PSCAD lub Simulink.

4 WNIOSKI

W artykule przeprowadzono weryfikację oraz analizę porównawczą modeli maszyn synchronicznych dostępnych w programach symulacyjnych, w szczególności pod kątem badania stanów pracy niesymetrycznej. Przeprowadzona analiza pozwoliła sformułować następujące wnioski.

W zakresie weryfikacji i analizy porównawczej dostępnych w programach symulacyjnych modeli generatora synchronicznego w stanach pracy niesymetrycznej:

- Modele generatorów synchronicznych w programach Simulink, PSCAD oraz PowerFactory są przystosowane do symulacji chwilowych fazowych wartości prądów i napięć (*EMT-simulation*).
- Modele te mają ograniczenia w postaci minimalnej mocy obciążenia generatora, koniecznej zapewnienia stabilności numerycznej.
- Modele poprawnie odwzorowują pracę generatorów w stanach obciążenia.
- Możliwość modelowania pracy generatora na biegu jałowym jest ograniczona, ze względu na wymagane minimalne obciążenie generatora.
- Nie jest możliwe dokładne odwzorowanie pracy generatora na biegu jałowym w stanach niesymetrycznych – modele nie uwzględniają pojemności pomiędzy uzwojeniami stojana i wirnika a obudową.

W zakresie analizy możliwości modyfikacji modelu generatora w celu dostosowania do szczególnego przypadku badań w stanach niesymetrycznych biegu jałowego:

- Dla żadnego z analizowanych programów nie jest przewidziana możliwość modyfikacji bibliotecznych modeli generatora synchronicznego.
- Budowa i użytkowanie modeli maszyny synchronicznej w programie Simulink, przy wykorzystaniu języka programowania Matlab, wykazało, że możliwe jest opracowanie własnego szczegółowego modelu generatora synchronicznego w programie Simulink.
- Program PSCAD oferuje narzędzia do opracowania własnych dowolnie złożonych modeli generatorów, w szczególności modelu generatora synchronicznego, zarówno w języku programowania (Fortran, C) jak i z wykorzystaniem elementów dostępnych w bibliotece programu PSCAD.
- Budowa własnych modeli innych niż układy regulacji w programie PowerFactory (np. maszyna synchroniczna) jest bardzo złożone. Pożądaną efektywność osiągnąć mniejszym nakładem pracy i z większą elastycznością, budując modele w programach PSCAD lub Simulink.
- Model generatora synchronicznego do symulowania stanów niesymetrycznych na biegu jałowym

powinien uwzględniać pojemność pomiędzy uzwojeniami generatora a obudową.

Podsumowanie:

- Modele generatora synchronicznego do analizy EMT, w przypadku każdego z ocenianych programów (Simulink, PSCAD, PowerFactory) nadają się do symulacji pracy generatora przy wystąpieniu stanów niesymetrycznych w stacji SEE.
- Dodatkowe wymagania odnośnie modelowania maszyny synchronicznej wnoszą analiza niesymetrycznych zakłóceń pracy generatora na biegu jałowym. Żaden z rozważanych programów nie oferuje modelu wystarczająco dokładnie odwzorowującego zachowanie generatora w tych stanach pracy. Możliwość tworzenia własnych złożonych modeli urządzeń, w szczególności generatora synchronicznego, dają programy Simulink i PSCAD.

5 BIBLIOGRAFIA

1. Jankowski R., Kosmecki M., Kubanek A., Rink R., Wilk M. i in.: Studium badawcze właściwości generatora synchronicznego ze statycznym układem wzbudzenia w niesymetrycznych stanach pracy, Instytut Energetyki 2016.
2. Madajewski K., Rink R.: The Operation of The Excitation and Voltage Control System of a Synchronous Generator in Asymmetrical States, ActaEnergetica nr 2, czerwiec 2011.
3. Synchronous Machine Round Rotor – dokumentacja modelu maszyny synchronicznej w programie SIMULINK HELP:/SimPowerSystems/ Simscape Components/ Machines/.
4. Kundur, P.: Power System Stability and Control, New York, NY, McGraw Hill, 1993.
5. Synchronous Machine – dokumentacja modelu maszyny synchronicznej w programie SIMULINK HELP:/SimPowerSystems/Specialized Technology/Motors and Generators/ Blocks/ Synchronous Machine.
6. EMTDC Users Guide V4.6.0, Manitoba Research HVDC Center.
7. PSCAD Users Guide V4.6.0, Manitoba Research HVDC Center.
8. Dommel H.W.: Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single- and Multiphase Networks, IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, VOL. PAS-88, No. 4, April 1969.
9. Dommel H.W.: Electromagnetic Transients Program. Reference Manual (EMTP theory book), Bonneville Power Administration, Portland, 1986.
10. DiGSILENT PowerFactory Technical Reference Documentation, Synchronous Machine ElmSym, TypSym, ver 2016.2, DiGSILENT GmbH, Gomaringen, Germany 2016.
11. B. Oswald: Netzberechnung 2: Berechnung transients Vorgänge in Elektroenergie-versorgungs-netzen. VDE-Verlag, 1 edition, 1996.
12. B. Oswald: Berechnung von Drehstromnetzen: Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeitern. Springer Vieweg, 2 edition, 2013.

MODELING OF SYNCHRONOUS GENERATOR IN ASYMMETRIC OPERATION TOOLS OVERVIEW

An analysis of the behavior of a synchronous generator connected to a power station during unbalanced disturbances, in particular the issue of proper modeling, is rarely undertaken in professional literature. This paper describes the comparative analysis of synchronous generator models in selected transient simulation programs. The possibility of correcting the existing models and adjusting them to the special case of idle asymmetric tests was examined.

Keywords: Asymmetrical states, synchronous generator model.

ZARYS METODYKI I PRZYKŁADY OBLICZEŃ ORAZ OCENY ODDZIAŁYWANIA INDUKCYJNEGO LINII NAPOWIETRZNYCH 400 kV NA GAZOCIĄGI PRZESYŁOWE

Adam RYNKOWSKI

Politechnika Gdańsk, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 604-196-887, e-mail: adamrynkowski.bmc@gmail.com

Streszczenie: Przedmiotem referatu jest przedstawienie zarysu postępowania dla oceny możliwości powstania zagrożenia korozyjnego i niebezpiecznego w podziemnych gazociągach przesyłowych na skutek krzyżowania i zbliżenia do nich trasy linii napowietrznych WN. Określenie generowanych napięć zakłóceń wymaga obliczenia ich wartości w zależności od konfiguracji i rodzaju sprzężeń mogących mieć miejsce w liniach elektroenergetycznych podczas normalnej pracy, jak również podczas zwarć, w warunkach obciążeń symetrycznych jak i niesymetrycznych.

Zgodnie z wymaganiami Operatora Gazociągów Przesyłowych dla oceny zagrożenia eksploatacyjnego gazociągów pod uwagę powinny być wzięte napięcia generowane na drodze sprzężeń indukcyjnych mogących stanowić o niebezpieczeństwie porażenia elektrycznego lub uszkodzenia elektrycznego izolacji i korozyjnego gazociągów.

W referacie przedstawiono obszary zagadnień związanych oraz zarys ogólny metodyki i przykłady obliczeń oraz wykresów indukowanych SEM oraz napięć i lokalnej gęstości prądu w gazociągach DN, w zbliżeniu i skrzyżowaniu z trasami LN 2x400 kV. Zaznaczono korzystne zastosowanie metody kompensacji napięć indukowanych za pomocą systemu uziemiającego, prowadzonego równoległe do trasy chronionego gazociągu. Celem referatu jest ogólne przedstawienie podejścia do obliczeń zagrożeń indukcyjnych oraz podanie przykładowo zakresu wartości parametrów zagrożeniowych, z jakimi możemy mieć do czynienia. Szczegółowe wskazanie metodyki obliczeń dla każdego segmentu obliczeniowego zagadnienia, praktycznie jest nie do zrealizowania w jednym referacie

Słowa kluczowe: linie elektroenergetyczne, linie gazowe przesyłowe, napięcia indukowane, zagrożenie elektryczne, zagrożenie korozyjne.

1. WPROWADZENIE

Zagadnienia zagrożeń związanych z indukowaniem napięć w długich obiektach liniowych ułożonych w pobliżu linii elektroenergetycznych dotyczy najczęściej gazociągów (DN) lub linii telekomunikacyjnych (TK). Są to obiekty zawierające w swojej budowie części metalowe izolowane

od ziemi, gdzie pojawienie się nawet stosunkowo niedużego napięcia może spowodować zagrożenie porażeniem lub uszkodzeniem instalacji niskonapięciowych czy obiektów bez napięciowych (gazociągi). Zagadnienia oddziaływania linii elektroenergetycznych na gazociągi napowietrzne lub podziemne jest przedmiotem rozważań i obliczeń od wielu lat.

Zgodnie z wymaganiami Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System dla oceny zagrożenia eksploatacyjnego gazociągów pod uwagę powinny być wzięte napięcia generowane na drodze sprzężeń indukcyjnych mogących stanowić o niebezpieczeństwie porażenia elektrycznego lub uszkodzenia elektrycznego izolacji oraz korozyjnego gazociągów. Gęstość prądu korozyjnego w małych defektach nie powinna przekraczać 20 A/m^2 . Dotyczy to nie tylko odcinka gazociągu w obszarze zbliżenia, ale również w trasie gazociągów do najbliższego monobloku czy stacji ochrony katodowej.

Przepisy dotyczące zagrożenia porażeniowego mają charakter bardziej ogólny i wynikają z norm dotyczących sieci i urządzeń elektroenergetycznych. W odniesieniu do niniejszego opracowania pod uwagę wzięto wymagania normy PN-EN 50522:2011 „Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV”, . W normie tej podane są m.in. charakterystyki dopuszczalnych napięć dotykowych rażeniowych w funkcji czasu doziemienia oraz zależności między napięciem dotykowym rażeniowym a prądem rażeniowym. Wg tych wymagań napięcie to nie powinno przekroczyć 65 V w przypadku długotrwałego oddziaływania linii na gazociąg, a dla krótkotrwałych przepięć, np. o czasie trwania zwarcia mniejszym równym 0,15 s., nie powinno być większe od 575 V (dla czasów zwarcia $t_z=0,6 \text{ s}$ $U_r < 170 \text{ V}$).

Określenie generowanych napięć zakłóceń wymaga obliczenia ich wartości w zależności od konfiguracji i rodzaju sprzężeń mogących mieć miejsce w liniach elektroenergetycznych podczas normalnej pracy, jak również podczas zwarć, w warunkach obciążeń symetrycznych jak i niesymetrycznych.

Pod uwagę powinny być wzięte napięcia generowane na drodze sprzężeń magnetycznych lub/i galwanicznych. O zagrożeniu może decydować wartość lokalna, ale przede wszystkim decyduje suma sił elektromotorycznych generowanych na całej długości zbliżeń czy skrzyżowań. Generowane napięcie na gazociągu, będące pochodną sumy

sił elektromotorycznych zależy od parametrów linii elektroenergetycznej oraz gazociągu m.in. wpływności izolacji gazociągu, jak również od warunków uziemienia linii oraz warunków odchodzenia linii zakłócanej od zbliżenia czy skrzyżowania. Ocena zagrożenia korozyjnego musi być poprzedzona koniecznością obliczenia parametrów falowych gazociągów o różnej izolacji i budowie. Impedancje falowe Z_C i stałe propagacji γ dla gazociągów zawierają się w dość szerokich granicach odpowiednio (11-0,7) Ω i (0,4-0,02)/km.

2. PROCEDURA POSTĘPOWANIA

W procedurze obliczania napięć zakłóceniovych generowanych w gazociągach określa się długość zbliżenia i wyznacza odległości d_1 i d_2 dla każdego 6-3 metrowego odcinka zbliżenia, będącego częścią całego zbliżenia tras linii napowietrznej i gazociągów. Odległości te zostają przeliczone na równoległe odległości równoważne 'a'. Dla każdej odległości równoważnej oblicza się napięcie (SEM) jednostkowe e i napięcie sumaryczne sue (SEM) przedstawiane i analizowane w funkcji długości trasy linii elektroenergetycznej. Obliczenia prowadzone są w całym zakresie rezystywności ziemi przypisanych do zbliżeń. Wyniki przedstawiane są dla wartości nominalnej lub pomierzonej rezystywności, dla warunków najmniej korzystnych.

Do dalszych obliczeń bierze się pod uwagę większą sumaryczną wartość napięcia zakłóceniovego. Wartość tego napięcia przelicza się na wartość indukowanego napięcia z uwzględnieniem występujących współczynników redukcyjnych. Oblicza się również wpływ przewodów w ziemi ułożonych w pobliżu. Wyniki obliczeń i analiz przedstawia się na wykresach rozkładu indukowanych napięć wzdłuż długości poszczególnych zbliżeń. W wyniku kolejnych obliczeń określa się warunki, dla których oddziaływanie indukcyjne linii elektroenergetycznej nie stanowiłoby zagrożenia niebezpiecznego i korozyjnego dla gazociągów znajdujących się w tym obszarze np. poprzez zmianę trasy lub zastosowanie innych metod ograniczających wartość indukowanego napięcia. Obliczenia te obejmują nie tylko ocenę zmian wartości maksymalnych lokalnych e i sumarycznych SEM, ale zmiany napięć na gazociągach i gęstości prądu w małych defektach w funkcji długości zbliżenia i rezystywności gruntu otaczającego gazociągi.

Pod uwagę bierze się zmianę rezystywności ziemi na gazociągach przedzielonych monoblokami izolacyjnymi, które to dla przebiegów falowych stanowią otwarty koniec linii skutkujący wzrostem napięcia, jak również ewentualne zmiany w innych punktach węzłowych.

Następnie prowadzi się obliczenia optymalizacyjne dotyczące zmniejszenia napięć indukowanych do poziomu, który zapewniałby napięcia na tyle niskie aby wzrost potencjału czy napięcia na gazociągu nie przekraczał wartości grożących uszkodzeniem izolacji czy też porażeniem elektrycznym osób związanych z dozorem lub eksploatacją gazociągów. W prowadzonych pracach uwzględnia się możliwość ułożenia równoległych do gazociągów przewodów redukcyjnych.

Określenie wartości napięć na gazociągach jest podstawą do obliczeń gęstości prądu przemiennego dla małych defektów i ocena zagrożenia korozyjnego gazociągów. Ocena zagrożenia korozyjnego poprzedzona jest koniecznością obliczenia parametrów falowych

gazociągów o różnej izolacji i budowie. Kolejnym etapem jest obliczenie napięć na gazociągach poza obszarem zbliżenia, przed i za nim, do najbliższych stacji z monoblokami lub punktami ochrony katodowej.

Postępowanie takie jest realizowane w odniesieniu zarówno do krótkotrwałych prądów zwarciovych jak i długotrwałych prądów obciążeniowych w linii LN 110-400 kV w zależności warunków. Wyniki obliczeń przedstawia się w tabelach i na wykresach rozkładu SEM jednostkowych i sumarycznych wzdłuż długości poszczególnych zbliżeń. Zasada ta dotyczy również wyników i wykresów zmian napięć na gazociągach oraz lokalnych zmian gęstości prądu w małych defektach izolacji gazociągów.

3. NAPIĘCIA INDUKOWANE

W podstawowym ujęciu indukowana SEM (napięcie indukowane), w izolowanych, metalowych, równoległe położonych przewodach, jest wprost proporcjonalna do indukcyjności wzajemnej (L), długości równoległego zbliżenia (l) oraz wartości prądu (I) generującego określone pole magnetyczne. Współczynnik r redukcyjny uzależnia wartość indukowanego napięcia od rodzaju linii, jej budowy oraz struktury uziemiowej, w tym przewodów kompensujących, w obszarze rozpatrywanego zbliżenia

$$E \sim \omega L \cdot l \cdot I \cdot (r)$$

lub w ujęciu ogólnym dla przypadku linii napowietrznej niesymetrycznej z przewodem odgromowym:

$$E = (Z_{pr} \cdot I_{pr} + Z_{po} \cdot I_{po} + Z_m \cdot I_o) \cdot (r) \quad [V]$$

Równanie ogólne wskazuje, że generacja napięć zakłóceniovych może zachodzić w warunkach pracy ciągłej linii oraz w warunkach obciążenia niesymetrycznego, czy awaryjnego.

Przyczyną indukowania napięć w gazociągu może być przepływ prądu w przewodach fazowych, w przewodach odgromowych (żyłach powrotnych) oraz w ziemi ($3I_o$). Impedancje wzajemne Z_{zs} , Z_{zp} , Z_m wynikające ze sprzężenia obwodu ziemnopowrotnego obiektu zakłócanego odpowiednio: z przewodami linii, z obwodami ziemnopowrotnymi przewodów odgromowych i z obwodami ziemnopowrotnymi linii (I_o). Ta ostatnia część równania ma szczególne znaczenie podczas zwarć jednofazowych, ale zachodzi również podczas pracy długotrwałej w warunkach niesymetryczności linii np. w układzie pionowym faz.

Należy zwrócić uwagę, że działanie przewodów odgromowych w warunkach roboczych linii zwiększa wartość indukowanego SEM w gazociągu na skutek wzajemnego sprzężenia dwóch obwodów ziemnopowrotnych (OPGW-ziemia i DN-ziemia). Działanie to może być pomniejszone za pomocą przewodów redukcyjnych.

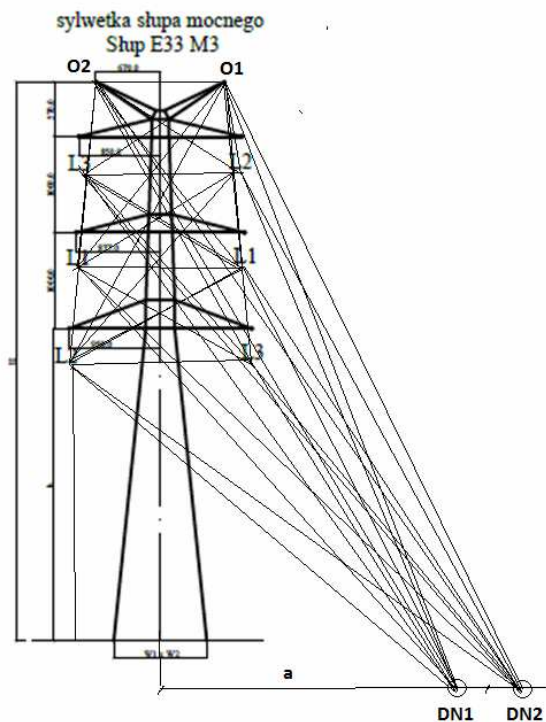
W analizie i obliczeniach prowadzących do określenia wartości napięć indukowanych generowanych przez sieci trójfazowe stosuje się przede wszystkim metody związane z obwodami o składowych symetrycznych oraz z pojęciem obwodu ziemnopowrotnego. Trójfazowe układy niesymetryczne sprowadza się do składowych symetrycznych i obliczenia prowadzi się jak dla układów jednofazowych. W obliczeniach, prowadzonych zasadniczo

na liczbach zespolonych, muszą być brane pod uwagę zagadnienia związane z rozplywem prądu zerowego przez ziemię oraz zagadnienia związane z ekranującym działaniem równoległe położonych metalowych obwodów (np. metalowych ekranów, przewodów odgromowych). Z uwagi na wartość generowanych przepięć, dotyczy to szczególnie zjawisk zachodzących podczas przepływu prądów zwarciovych. Wymagane jest więc przeprowadzenie obliczeń zwarciovych w obwodach sieciowych, w których generowane są prądy zwarciove i w których dochodzi do przedmiotowego krzyżowania czy zbliżenia. Istnieje konieczność wyznaczenia impedancji własnych i wzajemnych dla każdego elementu liniowego poszczególnych sieci oraz impedancji zgodnych i zerowych, w tym impedancji zerowej wynikającej ze sprzężenia obu linii elektroenergetycznych oraz jej zmniejszania z uwagi na obecność przewodów odgromowych. Brane pod uwagę są impedancje uziemienia stacji i miejsc występowania zwań oraz odprowadzania prądów zwarciovych do ziemi.

Ustalenie warunków geometrycznych dotyczących lokalnych zbliżeń, przeliczenie ich na równoważny układ równoległy oraz znajomość rozplywu prądów zwarciovych, prądów zwarcia i prądów uziomowych jest niezbędnym elementem w postępowaniu obliczeniowym dotyczącym zagrożenia zakłóceniewego i niebezpiecznego dla gazociągów.

4. SCHEMATYCZNE PRZYKŁADY WYBRANYCH PARAMETRÓW I WYNIKÓW OBLICZEŃ WIĄZANYCH Z ANALIZĄ I OCENĄ ODDZIAŁYWANIA LN NA GAZOCIĄGI

4.1 Linia napowietrzna



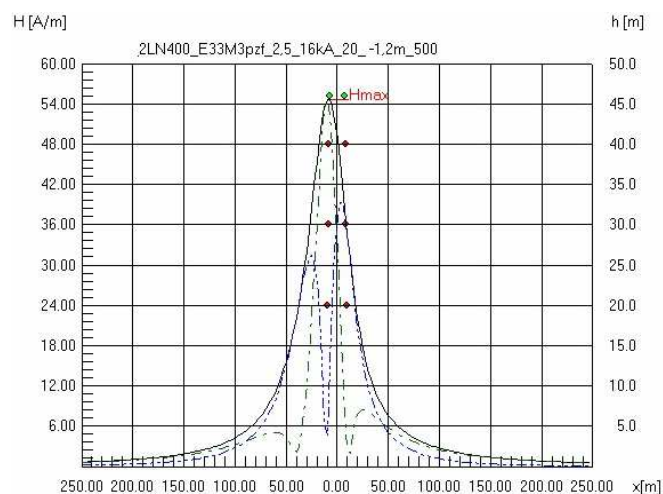
Rys.1 Przykładowy szkic słupeka typu E33 M3. Cienką linią zaznaczono wymiary konieczne do wyznaczenia impedancji własnych, wzajemnych, zgodnych i zerowych dla linii napowietrznej i obiektu zakłócanego (gazociągów)

4.2 Prądy zwarciove

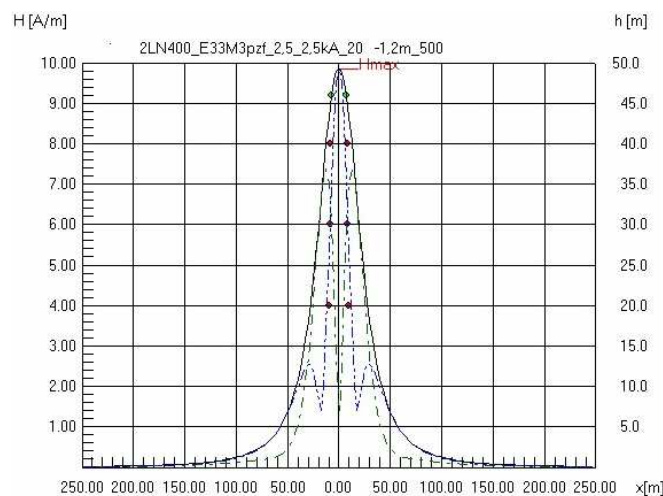
Tabela 1. Przykładowe wyniki obliczenia prądów zwarciovych na początku i na końcu odcinków zbliżenia, w zależności miejsca zwarcia w LN

1	2	3	4	5	6	7	8
lp	Obszar pasa	nr słupa p	nr słupa k	Izp	Izk	Izp	Izk
		-	-	kA	kA	kA	kA
1	ZA	6	9	37,4	37,6	5,5	5,8
2	ZB	24	26	31,3	31,1	11,2	11,4
3	ZC	20	22	28,7	28,2	13,6	14,2
4	ZD	19	21	5,6	5,4	37,7	37,9

4.3 Rozkład pola magnetycznego

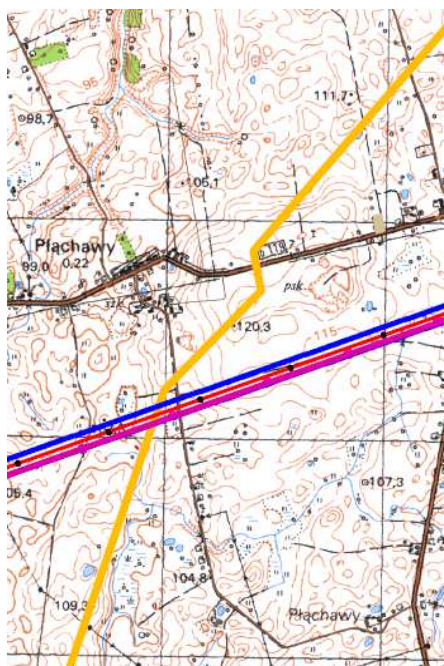


Rys. 2 Rozkład pola magnetycznego w 500 m pasie 2-torowej linii napowietrznej w warunkach zwarciovych, na głębokości ułożenia gazociągów 1,2 m. Przeciwobna kolejność faz, h=18,8 m.



Rys. 3 Rozkład pola magnetycznego w otoczeniu 2-torowej linii napowietrznej na głębokości ułożenia gazociągów 1,2 m. Przeciwobna kolejność faz (h=18,8 m, I_{dd}=2500 A).

4.4 Plan sytuacyjny zbliżenia LN400 i DN

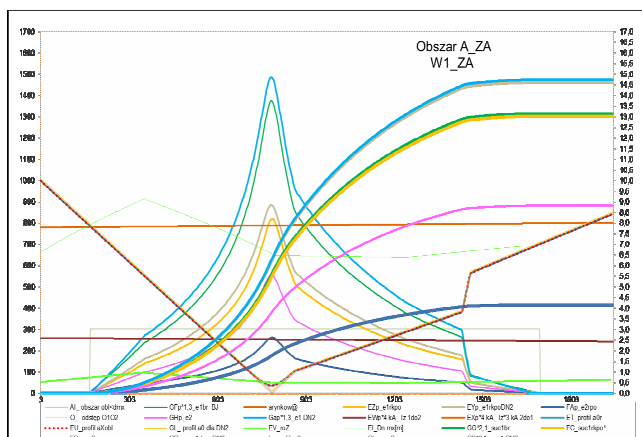


Rys.4 Plan sytuacyjny trasy i skrzyżowania 2- torowej linii napowietrznej 400 kV z trasą gazociągów DN500 i DN400 w obszarze A .

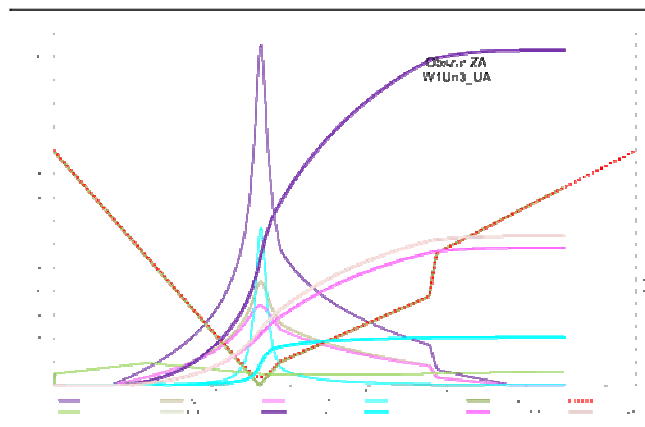
4.5 Przykładowe wyniki obliczeń

lp	d0	st	roZ	s	h	SEM	e	SEM/e	SEM	e GR	SEM GR	e GR	SEM	SEM/rk	
1	2	3	4	5	6	JA	JA	GR	GR	GR	rkpo	rk1*2*3	rk1*2*3	GR/m	GR/m
1	1000	st	115	10	40	1217	5,7	3843	17,8	1806	8,4	288,9	1,7	0,8	0,130
2	1000	st	115	0	35	1272	6,3	4016	19,9	1888	9,4	91,0	0,6	0,8	0,041
3	500	st	115	10	40	1018	5,7	3208	17,8	1508	8,4	12,6	0,3	0,7	0,006
4	250	st	115	10	40	677	5,7	2129	17,8	1001	8,4	12,6	0,3	0,5	0,006
5	500	st	35	10	40	627	4,5	1974	14,3	928	6,7	9,8	0,3	0,4	0,004
6	1000	st	35	10	40	628	4,5	1978	14,3	930	6,7	9,9	0,3	0,4	0,004
7	1000	zm	59	10	40	828	4,9	2604	15,3	1224	7,2	73,6	1,4	0,6	0,033
8	1000	zm	59	8	40	837	4,9	2631	15,5	1237	7,3	73,6	1,4	0,6	0,033
9	1000	zm	59	8	35	844	5,2	2655	16,2	1248	7,6	74,4	1,4	0,6	0,033
10	1000	zm	59	0	35	880	5,5	2769	17,4	1301	8,2	77,5	1,4	0,6	0,035
11	1000	st	115	0	35	1272	6,3	4016	19,9	1888	9,4	295,2	1,7	0,8	0,133
12	1000	st	35	0	35	676	5,2	2130	16,4	1001	7,7	12,2	0,3	0,5	0,005
13	500	st	35	0	35	675	5,2	2125	16,4	999	7,7	12,1	0,3	0,4	0,005
14	1000	st	35	8	35	643	4,8	2026	15,1	952	7,1	10,7	0,3	0,4	0,005

4.6 Napięcia indukowane SEM

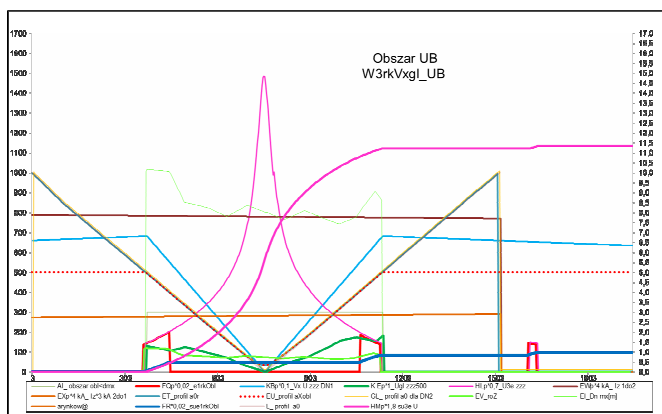


Rys.5 Przykładowe wykresy podstawowych danych i wyników branych pod uwagę podczas obliczeń i analizy wartości napięć indukowanych w gazociągach DN1 i DN2 w warunkach zwarciowych. Pas 2x1000 m. SEM jednostkowa e i sumaryczna sue na różnych stopniach redukcji,



Rys. 6 Wykresy podstawowych danych i wyników obliczeń napięć indukowanych e i sue SEM w gazociągach podczas normalnej eksploatacji linii napowietrznej. Widoczne sumaryczne i jednostkowe efekty oddziaływania If, Iodg i Io.

4.7 Napięcia zredukowane oraz napięcia i gęstość prądu na gazociągach



Rys.7 Wykresy podstawowych danych oraz wyników obliczeń napięć indukowanych w gazociągach (e,sue) w warunkach pracy długotrwałej LN, z uwzględnieniem wpływu systemu uziemień redukcyjnych eIrkObl. Widoczne przebiegi napięcia na gazociągu Vx oraz gęstości prądu gI w małych defektach . Szerokość pasa oddziaływania 2x500 m

5. PODSUMOWANIE

Wykonane dotychczas obliczenia i analizy pozwalają na stwierdzenie , że linie napowietrzne 400 kV pracując w zbliżeniu do gazociągów wysokiego ciśnienia w obszarach zbliżeń i krzyżowań tras indukują napięcia , które mogą stanowić zagrożenia niebezpieczne i korozyjne dla infrastruktury przesyłowej gazu.

Napięcia sumaryczne SEM indukowane w gazociągach DN podczas krótkotrwałego przepływu prądu zwarciowego w zakresie 5,4-37,9 kA osiągają przykładowe wartości rzędu 2,7 kV, 8,5 kV, 2,2 kV 2,5 kV, 1,3 kV i 0,1 kV odpowiednio do długości i wzajemnego ułożenia dla analizowanych obszarów, po uwzględnieniu jednoczesnego działania redukcyjnego przewodów odgromowych. Dodatkowe zastosowanie systemu uziemień redukcyjnych pozwoliło na obniżenie podanych napięć do wartości ok. 10 V -135 V dla kolejnych obszarów zbliżenia.

Ocena oddziaływania LN 400 kV obejmuje również istotne zagadnienie generacji napięć w gazociągach podczas pracy długotrwałej linii z uwagi na

zagrożenie korozyjne i porażeniowe. Zagrożenie korozyjne jest ograniczone dopuszczalną gęstością prądu w małych defektach do 20 A/m^2 . Dopuszczalna wartość napięcia rażeniowego jest określona na 65 V.

Indukowane napięcia w analizowanych gazociągach, w warunkach znamionowego obciążenia LN 400 kV np. prądem 2500 A, osiągają wartości sumaryczne SEM dość różne, zależne od konfiguracji i długości zbliżenia. Maksymalne napięcia jednostkowe i sumaryczne w przykładowych obszarach zbliżenia osiągają wartości rzędu, odpowiednio 0,25 V i 20 V, w innych 0,27 i 88 V, a nawet mniej np. 0,04 V i 11 V. Napięcia sumaryczne SEM indukowane podczas pracy długotrwałej obejmują oddziaływanie indukcyjne na gazociągi będące skutkiem przepływu prądów fazowych, prądów zerowych i prądów generowanych w obwodach ziemno-powrotnych przewodów odgromowych i przekraczają wartości dopuszczalne głównie z powodu oddziaływania korozyjnego.

Napięcia indukowane (SEM) podczas pracy długotrwałej linii np. LN 2x400 kV można zredukować do takich wartości, dla których potencjały i gęstości prądów w małych defektach, na zakończeniach odcinków zbliżeń, zostaną ograniczone do wartości bezpiecznych. Przykładowo wymienione wyżej napięcia mogą być zredukowane do 0,33-0,95 V lub nawet mniej, pod warunkiem zastosowania specjalnie dobranych i obliczonych systemów uziemiających – ułożonych równolegle do trasy gazociągów przesyłowych. Konieczność ograniczenia napięć do mniejszych wartości wynika również z wartości rezystywności gruntu otaczającego gazociągi. Wartości napięć na gazociągach

oraz gęstości prądu generowanych podczas pracy długotrwałej LN można ograniczyć najczęściej do wartości mniejszych od 2-3 V, a prądy od 2-9,5 A/m^2 . Otrzymane wartości zależą od wielu warunków i wielkości (rozdz. 2 i 3), a ich obliczanie wymaga dużej uwagi ponieważ, niektóre z nich wpływają przeciwnie na wartość indukowanego napięcia i gęstość prądu korozyjnego np. rezystywność ziemi.

Przedstawiony zarys zagadnień związanych z oddziaływaniem indukcyjnym linii napowietrznych na gazociągi obejmuje ogólny sposób podejście dotyczącego oddziaływania linii elektroenergetycznych w n na środowisko i na infrastrukturę gazowniczą, kolejową, telekomunikacyjną, elektryczną oraz ciepłowniczą.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Rozp._MG_ poz.640 z dnia 26.04.2013 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać sieci gazowe.
2. Technical Brochure 095, CIGRE 1995
3. PN-EN 50522:2011 „Uziemienie instalacji elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV”.
4. M.Fiedorowicz „...” Korozja prądu przemiennoprowadzącego a ochrona katodowa podziemnych rurociągów, PKwOK SEP 2006.
5. A.Rynkowski . Opracowanie nr 116, Dokumentacja projektowa 2016.

OUTLINE OF METHODOLOGY AND EXAMPLES OF CALCULATION AND ASSESSMENT OF INDUCTIVE IMPACT OF 400 kV OVERHEAD LINES ON TRANSMISSION PIPELINES

The subject of the paper is presentation of the outline of the procedure for assessing the possibility of corrosive and dangerous hazards in underground transmission pipelines as a result of crossing and approaching them the route of overhead lines. Determination of the generated disturbance voltages requires the calculation of their values depending on the configuration and type of couplings that may occur in the power lines during normal operation as well as during short circuits under both symmetrical and asymmetric loads.

Keywords: power lines, gas transmission lines, induced voltages, electrical hazards, corrosion hazards.

GENERACJA I PROPAGACJA ZABURZEŃ ELEKTROMAGNETYCZNYCH W NIEIZOLOWANYCH PRZETWORNICACH AC/DC MAŁEJ MOCY

Wiesław SABAT¹, Kazimierz KURYŁO², Dariusz KLEPACKI³, Kazimierz KAMUDA⁴

Politechnika Rzeszowska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki

1. tel.: 17 865-12-39, e-mail: wsabat@prz.edu.pl,
2. e-mail: kkurylo@prz.edu.pl
3. e-mail: dklepa@prz.edu.pl
4. e-mail: kazik @prz.edu.pl

Streszczenie: W opracowaniu zostały zaprezentowane wyniki prac doświadczalnych jakie zostały przeprowadzone dla modelowej nieizolowanej przetwornicy AC/DC małej mocy. W ramach prac doświadczalnych zbadano jakie czynniki mają wpływ na poziom i charakter generowanych zaburzeń przewodzonych. Na przykładzie modelowej przetwornicy pokazano jak generowane są zaburzenia, jak są propagowane w jej układzie oraz jak stopień i charakter jej obciążenia wpływa na poziom generowanych zaburzeń. Docelowo układ zasilacza ze sterownikiem VIPer16L został wykorzystany w układzie regulatora obrotów silnika w aplikacji AGD.

Słowa kluczowe: Nieizolowane przetwornice AC/DC, kompatybilność elektromagnetyczna, zaburzenia przewodzone

1. WPROWADZENIE

Wśród szerokiej gamy urządzeń elektrycznych i elektronicznych zasilanych z sieci elektroenergetycznej jest pewna grupa, która jest zasilana przy wykorzystaniu tzw. zasilaczy beztransformatorowych. Są one używane do zasilania podzespołów elektroinstalacyjnych, regulatorów, układów automatyki budynkowej, czujników światła, dymu, systemów zdalnego sterowania, programatorów czasowych, sprzętu powszechnego użytku AGD, jak i elementów techniki oświetleniowej, itp. Do niedawna w takich aplikacjach wykorzystywane były zasilacze beztransformatorowe pasywne, w których jako element ograniczający prąd stosowano kondensator, a w uzasadnionych przypadkach także rezystory. Wraz ze wzrostem wymagań w zakresie sprawności energetycznej układów zasilających (amerykańska dyrektywa Energy Star i europejska regulacja EuP Lot 6 tier 2 w zakresie ekoproduktów), a także potrzebą większej ich miniaturyzacji, pasywne zasilacze beztransformatorowe okazały się mniej efektywne. Kondensator, rezystor na którym obniżane jest napięcie sieci jest duży, a sam układ nie daje możliwości rozbudowy funkcjonalności w aspekcie np. dodania zabezpieczeń zwarciovych, przepięciowych, funkcji miękkiego rozruchu czy blokady działania w czasie uśpienia aplikacji. Stabilizacja napięcia wyjściowego w układzie pasywnego zasilacza beztransformatorowego, jest trudna do realizacji, bo w praktyce wymaga dodania

stabilizatora liniowego. Element ten pogarsza sprawność układu i zwiększa gabaryty finalnego urządzenia.

Wychodząc naprzeciw tym wyzwaniom czołowi producenci podzespołów elektronicznych dedykowanych do budowy zasilaczy impulsowych (ST Microelectronics, Power Integration, NPX, Linear Technologies, Texas Instruments itp.) wprowadzili do swej oferty klasę sterowników impulsowych dedykowanych do budowy aplikacji zasilaczy beztransformatorowych. W ofercie firmy ST Microelectronics można znaleźć sterowniki z rodziny VIPerPlus. Sterowniki VIPerPlus to druga generacja układów zasilających, które wykonane są w opracowanej przez ST Microelectronics technologii BCD (Bipolar-CMOS-DMOS). Pozwala ona na jednej strukturze scalonej zintegrować sterownik PWM, obwody logiczne i zabezpieczające z wysokonapięciowym tranzystorem MOSFET. Układy te charakteryzują się bardzo małym poborem mocy w stanie czuwania (< 4 mW). Osiągnięto to za pomocą elastycznego schematu modulacji, w którym sterownik automatycznie przełącza się z modulacji PWM (szerokości impulsu) na modulację częstotliwości impulsu przy małym obciążeniu. Przy całkowitym braku obciążenia, modulator przełącza się w tryb gubienia impulsów, aby ograniczyć pobór mocy ze źródła. W ramach rodziny układów dostępnych jest kilka serii (VIPerPlus 01, 06, 16, 26) o różnych parametrach funkcjonalnych. Wszystkie są zasilane z napięcia sieci 230 VAC.

Niestety procesowi konwersji energii w obwodach zasilacza impulsowego towarzyszy zjawisko generacji zaburzeń elektromagnetycznych. Jest to proces nieunikniony i jest on powiązany z procesem komutacji energii. Konieczność dostosowania poziomu generowanych zaburzeń do wymagań określonych w standardach, związana jest z potrzebą określenia czynników, które są przyczyną tych zjawisk. O randze i znaczeniu tego problemu świadczy tematyka wielu publikacji i opracowań naukowych [1, 2].

2. KOMPATYBILNOŚCI ELEKTROMAGNETYCZNA PRZETWORNIC AC/DC

Współczesny trend w projektowaniu przetwornic zarówno AC/DC, jak i DC/DC to osiągnięcie dużej wartości

współczynnika gęstości komutowanej energii na jednostkę powierzchni układu [4, 5], uzyskanie dużej sprawności komutacji energii, minimalizacja generacji zaburzeń elektromagnetycznych, bezpieczeństwo użytkownika urządzeń, w których wbudowane są przetwornice. Zwiększenie współczynnika gęstości komutowanej energii jest możliwe poprzez zwiększenie częstotliwości komutacji energii. Niewątpliwie ten zabieg pozwala na zmniejszenie gabarytów i wagi przetwornic ale w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej, problemy z generacją zaburzeń elektromagnetycznych stają coraz bardziej krytyczne.

Proces generacji zaburzeń elektromagnetycznych przez przetwornice impulsową jest uwarunkowany ich budową i zasadą działania. Impulsowy charakter poboru energii z sieci, konieczność szybkiego komutowania tranzystorem mocy w celu ograniczenia w nim strat cieplnych, obecność elementów pasożytniczych w rzeczywistej strukturze układu sprawia, że w stanie pracy przetwornicy generowane są zaburzenia, których poziom jest zależny od wymienionych czynników. Wprowadzając urządzenie elektryczne, elektroniczne do obrotu zgodnie z wymaganiami obowiązującej dyrektywy EMC 2014/30/WE muszą one charakteryzować się poziomem emisji i odporności na znormalizowane rodzaje zaburzeń elektromagnetycznych określonym w przedmiotowych normach.

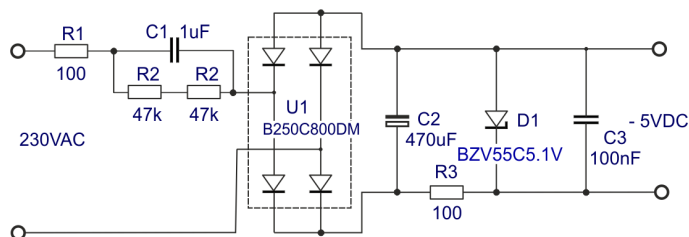
W przypadku impulsowych przetwornic AC/DC i DC/DC nie ma możliwości aby całkowicie wyeliminować proces generacji zaburzeń elektromagnetycznych. Dlatego stosownie do środowiska pracy urządzenia w standardach ogólnych i produktowych w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej definiowane są dopuszczalne poziomy emisji zaburzeń przewodzonych, jak i promieniowanych. Dobrą praktyką inżynierską jest aby projektowane urządzenie posiadało poziom emisji o $8 \div 10$ dB niższy od wartości określonych w normach. Aby zapewnić zgodną koegzystencję urządzeń w środowisku mieszkaniowym i przemysłowym obecnie analiza emisji zaburzeń elektromagnetycznych jest prowadzona od podstawowej harmonicznej napięcia zasilającego do 6 GHz. W paśmie do 2.5 kHz analizowane są harmoniczne prądu i napięcia. Zakres zaburzeń radiowych od 9 kHz do 6 GHz jest dzielony na dwa podzakresy - stosownie do mechanizmów propagacji zaburzeń. W paśmie częstotliwości od 9 kHz do 30 MHz określone są zaburzenia przewodzone, natomiast od 30 MHz do 6 GHz zaburzenia promieniowane.

2. NIEIZOLOWANA PRZETWORNICA AC/DC

Wieloletnia współpraca autorów z producentami sprzętu powszechnego użytku w zakresie rozwiązywania problemów kompatybilności elektromagnetycznej pozwoliła zauważyć, że w rozwiązaniach układowych prostych sterowników do urządzeń, tj. odkurzacze, miksery, melaksery, roboty itp. odchodzi się od pasywnych nieizolowanych przetwornic AC/DC na korzyść przetwornic impulsowych. Niewątpliwie szereg dodatkowych funkcji takich jak zabezpieczenie termiczne, funkcja miękkiego startu, automatycznego restartu po przeciążeniu oraz zabezpieczenia przed przeciążeniem i zwarciem przemawiają za ich wykorzystaniem, pomimo większych problemów w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej.

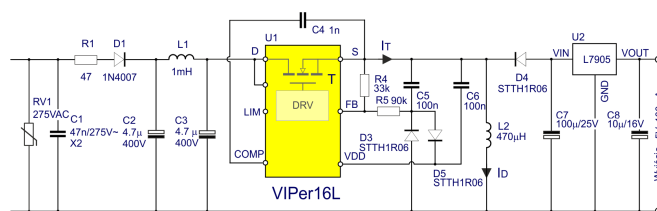
Zaprezentowana na rysunku 1 aplikacja zasilacza pasywnego jest bardzo korzystna z punktu widzenia kompatybilności elektromagnetycznej. Układ taki nie

generuje zaburzeń radiowych poza harmonicznymi uwarunkowanymi pracą prostownika U_1 . Przetwornice takie najczęściej wykorzystywane są do zasilania mikrokontrolerów, układów kondycjonujących czy wykonawczych, szczególnie w aplikacjach, w których procesor steruje bezpośrednio bez optoizolacji pracą triaka lub tyrystora.



Rys.1. Przykładowa aplikacja układu zasilacza, np. mikroprocesorowego sterownika silnika uniwersalnego do sprzętu powszechnego użytku

Jedną z alternatyw dla takiego układu może być aplikacja z uniwersalnym sterownikiem VIPer16L lub H firmy ST Microelectronics [3]. Układ ten został wykorzystany do zbudowania modelowego zasilacza. W docelowej aplikacji zasilacz został wykorzystany do zasilania mikrokontrolera z rodziny STM8 sterującego pracą triaka w układzie zasilania silnika uniwersalnego. Układ docelowo będzie wykorzystywany pracował w środowisku mieszkaniowym. Dla aplikacji tej przeprowadzono badania, które pozwoliły na poznanie mechanizmu generacji zaburzeń przez modelowy układ zasilacza.



Rys.2. Modelowa aplikacja beztransformatorowego zasilacza impulsowego ze sterownikiem VIPer16L

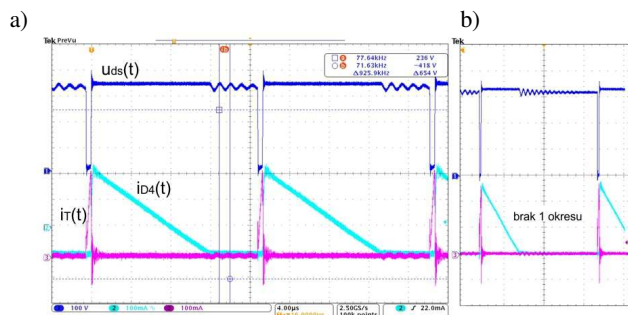
W przestawionej na rysunku 2 aplikacji zasilacz od strony wejścia zawiera człon zabezpieczający układ przed zaburzeniami impulsowymi złożony z warystora RV_1 i kondensatora C_1 . Dioda D_1 pełni rolę prostownika napięcia sieciowego. Elementy L_1 , C_2 i C_3 pełnią rolę filtra EMI ograniczającego poziom zaburzeń przewodzonych generowanych przez układ. Dławik L_2 , dioda D_4 i kondensator C_7 stanowią podstawowe elementy przetwornicy odpowiedzialne za proces konwersji energii.

W fazie włączenia tranzystora T sterownika, energia gromadzona jest w polu magnetycznym dławika L_2 . Prąd w indukcyjności narasta liniowo (Rys. 3.). Po wyłączeniu tranzystora przełączającego zanika on również liniowo.

Stan ten powoduje indukowanie się na zaciskach dławika napięcia o przeciwnej biegunowości. Skutkuje to ładowaniem się wyjściowego kondensatora gromadzącego C_7 poprzez przewodzącą diodę D_4 . Omawiany układ zaliczany jest do klasy przetwornic zaporowych, gdyż energia jest przekazywana do obciążenia przy wyłączonym tranzystorze. Napięcie na wyjściu może być utrzymywane na stałym poziomie poprzez odpowiednią zmianę współczynnika wypełnienia impulsu sterującego

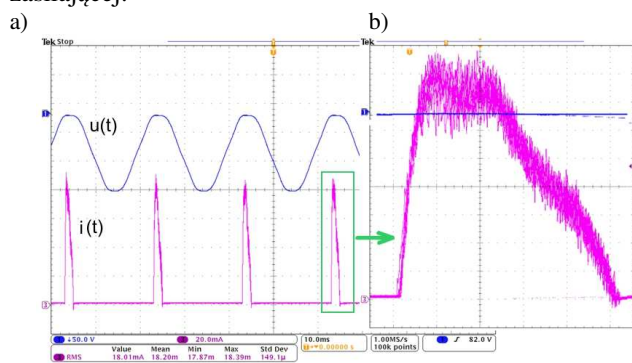
tranzystorem. W stanie zmniejszenia obciążenia sterownik przechodzi w tryb gubienia impulsów (Rys.3b). Przy stałej wartości współczynnika wypełnienia w zależności od stopnia obciążenia w wybranych chwilach wynikających z częstotliwości pracy przetwornicy, tranzystor kluczujący nie jest załączany [4, 5].

Na rysunku 3b przedstawiono przypadek, w którym przetwornica była obciążona mocą o wartości $0.5 \cdot P_n$. W tym stanie układ pracuje w sekwencji 3:2.



Rys.3. Przebieg napięcia $u_{DS}(t)$ na zaciskach tranzystora sterownika i prądu $i_T(t)$ oraz prądu $i_{D4}(t)$ w stanie obciążenia a) znamionowego $P = P_n$, b) $P = 0.5 \cdot P_n$

Na trzy okresy pracy, przez dwa jest załączany. Impulsowy charakter przebiegów napięcia i prądu, równoważne mu widmo harmonicznych ma swe odzwierciedlenie w generowanych zaburzeniach do sieci zasilającej.



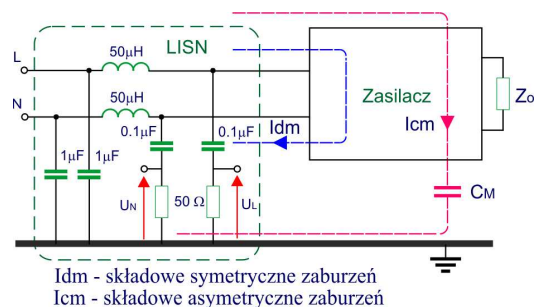
Rys.4. a) Przebieg napięcia i prądu w obwodzie prostownika przetwornicy, b) powiększenie przebiegu prądu

Tranzystor kluczujący, który jest pomostem pomiędzy źródłem zasilania i obciążeniem ma istotny udział w propagacji zaburzeń w stronę źródła zasilania. Efekt ten można bezpośrednio zaobserwować na przebiegach prądu po stronie zasilania. Sam przebieg prądu ma charakter impulsowy o częstotliwości 50 Hz. Jego wartość i przebieg jest uzależniony od pojemności kondensatorów C_2 , C_3 , indukcyjności dławika L_2 oraz parametrów wejściowych i stanu obciążenia przetwornicy. W powiększeniu (Rys.4b), na zboczu przebiegu prądu można zaobserwować składowe w.c.z., które są konsekwencją impulsowej pracy przetwornicy. Ich wartość ma bezpośrednie przełożenie na poziom generowanych zaburzeń przewodzonych i promieniowanych przez przetwornicę.

3. ANALIZA ZABURZEŃ GENEROWANYCH PRZEZ MODELOWĄ PRZETWORNICĘ

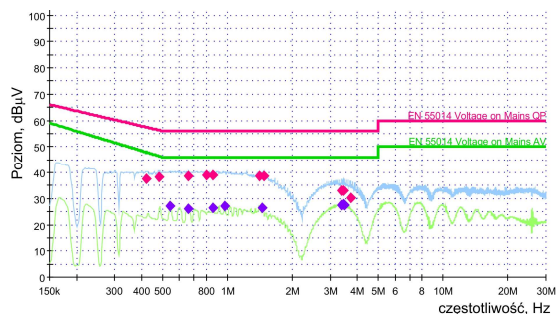
Ocena zgodności każdego urządzenia elektrycznego i elektronicznego z wymaganiami dyrektywy EMC wymaga

określenia jego poziomu emisji i odporności na znormalizowane rodzaje zaburzeń elektromagnetycznych. W zakresie emisji przewodzonej jej pomiar jest realizowany przy wykorzystaniu stabilizatora impedancji LISN typu V (ang. Line Impedance Stabilization Network) i odbiornika wyposażonego w detektory wartości szczytowej, quasi szczytowej i średniej. Przy wykorzystaniu sieci typu V mierzone są asymetryczne składowe przebiegów zaburzeń (Rys.5.). Zmierzone poziomy emisji względem tzw. ziemi odniesienia dla badanego urządzenia są odnoszone do wartości dopuszczalnych określonych w przedmiotowych normach.



Rys.5. Schemat elektryczny układu do pomiaru napięcia zaburzeń z wykorzystaniem sztucznej sieci typu V

Uzyskane wyniki badań dla modelowej przetwornicy zostały odniesione do wartości określonych w standardzie PN-EN 55014-1 [6]. Postępując zgodnie z procedurą opisaną w standardzie przeprowadzono pomiary dla modelowej przetwornicy. Konfiguracja stanowiska pomiarowego i aparatury pomiarowej została wykonana zgodnie z zapisami zawartymi w normie. Pomiary zostały przeprowadzone w zakresie częstotliwości od 150 kHz do 30 MHz. Analiza została przeprowadzona dla reprezentatywnych stanów obciążenia badanej przetwornicy.



Rys.6. Wyniki pomiaru emisji zaburzeń przewodzonych dla modelowej przetwornicy dla pełnego jej obciążenia $P=P_n$ (6 W), $I_o=100$ mA

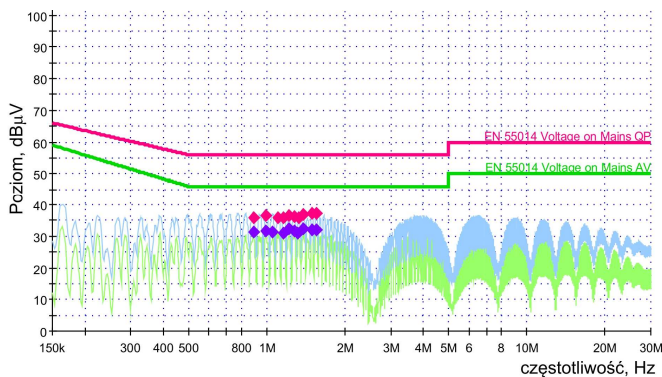
Analizując uzyskane wyniki emisji zaburzeń przewodzonych można stwierdzić, że modelowa przetwornica spełnia wymagania określone w standardzie. Przy obciążeniu prądem znamionowym (100 mA), odbiornikiem o charakterze rezystancyjnym uzyskano min. 15 dB zapasu względem wartości dopuszczalnych (Rys.6). Poszczególne harmoniczne widoczne w początkowej części widma dla częstotliwości 175 kHz, 230 kHz, 285 kHz itd. to odpowiednio trzecia, czwarta piąta itd. harmoniczna przebiegu prądu w obwodzie mocy sterownika. Przetwornica w wersji L, zgodnie z danymi katalogowymi pracuje z

częstotliwością 60 kHz i dewiącją częstotliwości 12 kHz. Ze względu na zaimplementowany w sterowniku proces

jitteringu, harmoniczne obserwowane w widmie posiadają charakterystyczne rozmycie. Dla częstotliwości ok. 2,2 MHz i jej krotności w widmie są obserwowane charakterystyczne minima.

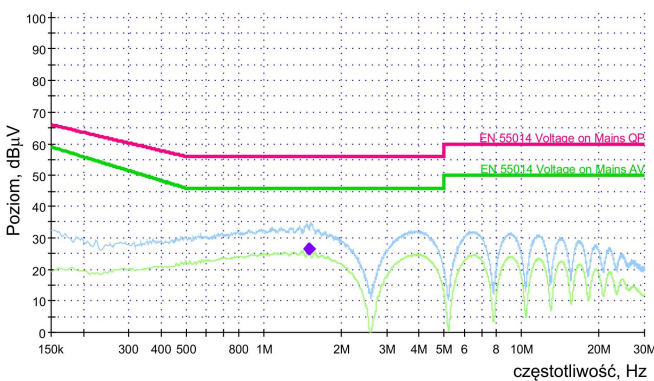
Ich wartość jest skorelowana z czasem włączenia tranzystora przetwornicy. Dla obciążenia mocą znamionową, czas ten wynosi 470ns. To, że obserwowane widmo ma w przeważającej części charakter ciągły jest efektem zaimplementowanej techniki PWM i modulacji sygnału zegara sterownika.

Zmniejszając obciążenie przetwornicy, wchodzi ona w tryb gubienia impulsów. Stąd też dla obciążenia jej połową mocy dopuszczalnej w całym widmie widoczne są wyraźne harmoniczne. Fizycznie w wyniku wypadania impulsów zmniejsza się wartość wypadkowej częstotliwości pracy przetwornicy.



Rys.7. Wyniki pomiaru emisji zaburzeń przewodzonych dla modelowej przetwornicy dla pełnego jej obciążenia $P = 0.5 P_n$ (3 W), $I_o=50$ mA

Jak prezentują to wyniki zamieszczone na rysunku 7, zmniejszenie mocy o połowę pozwala wynikowo na zwiększenie marginesu zaburzeń o kolejne 5 dB. Zmniejszając zapotrzebowanie na energię na wyjściu zasilacza, sterownik zmniejsza czas wysterowania tranzystora. Dla $P=0,5 P_n$ czas zmniejsza się do ok. 400ns. W wyniku tego przesunięcia w widmie uległ punkt pierwszego minimum na ok. 2,5 MHz.



Rys.8. Wyniki pomiaru emisji zaburzeń przewodzonych dla modelowej przetwornicy obciążonej mikrokontrolerem STM8 i jego układami peryferyjnymi

W ostatnim etapie badań modelowa przetwornica została obciążona mikrokontrolerem ośmiobitowym STM8S103F2P6 z zaimplementowanym programem sterowania fazowego pracą triaka, kontroli klawiatury, wskaźnika poziomu mocy i wprowadzonymi stosownymi elementami przeciwzakłóceniovymi. Wybrany do budowy sterownika mikrokontroler i wskaźnik wysterowania, pobierając z przetwornicy moc ok. $0.1 \cdot P_n$ nie posiada istotnego wpływu na pracę modelowej przetwornicy. Jak prezentują to wyniki pomiarów przedstawione na rysunku 8 przebieg zaburzeń generowany do sieci jest uwarunkowany pracą samej przetwornicy.

4. WNIOSKI

Przeprowadzona analiza dla modelowej przetwornicy pozwoliła wykazać, że proces generacji przez nią zaburzeń elektromagnetycznych jest uwarunkowany jej stanami pracy i charakterem obciążenia.

W kolejnych publikacjach autorzy zamierzają przedstawić ten problem od strony teoretycznej. Na modelu symulacyjnym zostaną pokazane aspekty generacji i propagacji zaburzeń elektromagnetycznych przez modelową przetwornicę.

5. BIBLIOGRAFIA

1. R. Redl, "Power electronics and electromagnetic compatibility," IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC), pp. 15-21, 1996.
2. D. Gonzalez, J. Balcells, A. Santolaria, J. C.L. Bunetel, J. Gago, D. Magnon and S. Brehaut, "Conducted EMI reduction in power converters by means of periodic switching frequency modulation", IEEE Trans on Power Elect., vol. 22, no. 6, pp. 2271-2281, Nov. 2007.
3. Nota katalogowa VIPER16, Fixed frequency VIPerTM plus family, STMicroelectronics 2011.
4. Billings K., Morey T.: Switchmode power supply, The McGraw-Hill Companies 2011
5. Ferenczi O.: Zasilanie układów elektronicznych – Zasilacze impulsowe, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1989
6. Polska Norma PN-EN 55014-1:2017-06, Kompatybilność elektromagnetyczna - Wymagania dotyczące przyrządów powszechnego użytku, narzędzi elektrycznych i podobnych urządzeń - Część 1: Emisja;

W pracach badawczych wykorzystano aparaturę zakupioną w wyniku realizacji projektów: a) „Rozbudowa infrastruktury naukowo-badawczej Politechniki Rzeszowskiej”, nr POPW.01.03.00-18-012/09, współfinansowanego ze środków Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Rozwój Polski Wschodniej 2007-2013, Priorytet I, Nowoczesna Gospodarka, Działanie 1.3, Wspieranie Innowacji; „Budowa, rozbudowa i modernizacja bazy naukowo-badawczej Politechniki Rzeszowskiej”, nr UDA-RPPK.01.03.00-18-003/10-00, współfinansowanego ze środków Unii Europejskiej w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Podkarpackiego na lata 2007-2013.

GENERATION AND PROPAGATION OF ELECTROMAGNETIC DISTURBANCES IN NON-INSULATED AC / DC LOW POWER CONVERTERS

The paper presents the results of the experimental work that was carried out for the model non-insulated AC / DC low power converters. They are used to supply the components of the electrical installation, controls, automation systems in building (sensors of lights, smoke, etc.), remote control systems, time programmers, consumer appliances and lighting components etc. The manufacturers offer now the integrated drivers for the construction of non-isolated converters with power up to several watts.

As part of the experimental work the factors which have an influence on the level and nature of conducted disturbances propagation were examined. The example of a model converter shows how the disturbances are generated and propagated in circuit of non-isolated power supply and how the degree and nature of its load affects the level of generated conducted disturbances. It shows how the load condition of the power supply influenced on the level of generated conducted disturbances. Finally, the VIPer16L power supply application has been used in the application of the engine speed regulator for household appliances.

Keywords: nonisolated AC/DC power converter, electromagnetic compatibility, conducted disturbances

WPLYW UKŁADÓW UELASTYCZNIAJĄCYCH PRZESYŁ PRĄDU PRZEMIENNEGO NA PROPAGACJĘ ZAKŁÓCEŃ I PRACĘ AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ

Krzysztof SZUBERT

Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki
tel.: 48 665-22-82, e-mail: krzysztof.szubert@put.poznan.pl

Streszczenie: W artykule podano genezę wprowadzenia sterowników uelastyczniających przesył prądu przemiennego FACTS (ang. Flexible AC Transmission System). Podano ich definicję i podział. Ustalono przyczyny poszczególnych zakłóceń dla stanów ustalonych jak i przejściowych oraz opisano działania, jak i urządzenia konieczne do ich ograniczenia. Podano także krajowe korzyści ze stosowania sterowników FACTS oraz związane z nimi wyzwania w przyszłości.

Słowa kluczowe: FACTS, automatyka zabezpieczeniowa.

1. WSTĘP

Za początki energetyki można uznać rok 1866, kiedy to Siemens wyprodukował pierwszą prądnicę użytkową lub rok 1878, kiedy Jabłockow wymyślił prądnicę synchroniczną. W 1882 roku Edison w Nowym Jorku oddał do użytku publicznego pierwszą elektrownię i od tej daty możemy mówić o problemach z przesyłaniem energii. Pierwszym panaceum na ograniczenie strat przesyłowych był zbudowany w 1890 roku przez Doliwo-Dobrowolskiego transformator trójfazowy, umożliwiający przesłanie energii na wyższym poziomie napięcia. Na początku XX wieku podjęto próby optymalizacji rozptyłu mocy biernej poprzez regulację poziomów napięcia w węzłach, zastosowano wówczas transformatory z odczepami, oraz banki kondensatorów. Zastosowanie prostowników rtęciowych dużej mocy (wykorzystywanych później między innymi do zasilania berlińskiego metra) spowodowało dyskusję zapoczątkowaną w latach 30 XX wieku przez Budeanu i Fryzego nad istotą mocy biernej przy przebiegach odkształconych, oraz nad możliwościami jej kompensacji. W tym też czasie dostrzeżono możliwość regulacji przesyłanej mocy czynnej dzięki zastosowaniu przesuwników fazowych. Na przełomie lat 40 i 50 skonstruowano tranzystor, co stanowiło początki elektroniki. Szybki rozwój tej dziedziny zaowocował stworzeniem tyrystorów – podstawowych elementów energoelektroniki. Umożliwiło to wybudowanie linii przesyłowych wysokiego napięcia prądu stałego HVDC (ang. High Voltage Direct Current) oraz sprzęgieł asynchronicznych AC/DC/AC.

Rozwój sieci przesyłowych w Europie i Ameryce wyglądał odmiennie. W Europie Środkowo-Wschodniej zajmowały się tym przedsiębiorstwa państwowe, w których polityka energetyczna miała większe znaczenie od wypracowywanego zysku. W Europie Zachodniej,

w poszczególnych krajach dominowały różne spółki kapitałowe. Stworzenie wspólnej bezpiecznej sieci w tych krajach wymusiło opracowanie pewnych standardów narzuconych w konsekwencji tym spółkom. W efekcie europejskie sieci przesyłowe są gęsto powiązane. Kąty rozchyłu wektorów napięć są poniżej 30° , a przesył odbywa się głównie liniami 400 kV i 220 kV. W Stanach Zjednoczonych energetykę zdominowała jedna spółka, która w niewielkim stopniu nadzorowana przez państwo, starała się zmaksymalizować zysk ograniczając inwestycje sieciowe. W efekcie wystąpiło tam zjawisko przesyłu energii na znaczne odległości sieciami słabo powiązanymi, o zróżnicowanym napięciu (od 765 kV do 60 kV). Gdy dane terytorium było zasilane liniami o niższym napięciu występował problem ze zdolnością przesyłową tych linii i w efekcie kąt rozchyłu wektorów napięć wzrastał niekiedy powyżej 50° . Aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne, zaniedbana sieć przesyłowa, wymagała sporych inwestycji, a to wiązało się ze zmniejszeniem zysku, dywidend i spadkiem notowań akcji na giełdzie. Aby temu zapobiec zlecono na przełomie lat 70 i 80 XX wieku EPRI (ang. Electric Power Research Institute) badania nad urządzeniami zapewniającymi zwiększenie zdolności przesyłowych linii z możliwością regulacji przepływającej mocy. W 1986 roku EPRI przedstawiło koncepcję układów uelastyczniających przesył prądu przemiennego pod skróconą nazwą FACTS (ang. Flexible AC Transmission System) [1]. Badania te były na tyle obiecujące, że wiele instytutów badawczych podjęło ich kontynuację. Powstało szereg sterowników częściowo różniących się zarówno obwodami głównymi jak i sposobem sterowania. Niewiele odbiegające od siebie (a czasami wręcz identyczne) sterowniki otrzymywały różne nazwy. W 1997 EPRI, IEEE (ang. Institute of Electrical and Electronics Engineers), oraz CIGRE (fr. Conference Internationale des Grands Reseaux Electriques) postanowiły pomóc ujednoczyć nazewnictwo (terminologię) i definicje poszczególnych sterowników [2].

Terminem FACTS przyjęto określać „system przesyłowy prądu przemiennego z wprowadzonymi energoelektronicznymi lub innymi statycznymi sterownikami do poprawienia regulowalności i zwiększenia zdolności przesyłowej” [2]. Zatem, podstawą układów FACTS są sterowniki FACTS, a dopiero w następnej kolejności automatyka informacyjna, wspomaganie decyzyjne itd. Sterowniki FACTS definiowane są jako

„styczne urządzenia regulujące co najmniej jeden parametr systemu przesyłowego prądu przemiennego” [2]. Są to więc wszystkie urządzenia niewirujące – łącznie z XIX wiecznym transformatorem.

Sterowniki FACTS można podzielić ze względu na:

- konstrukcję, według następujących grup:
 - konwencjonalne (niesterowalne, lub sterowane mechanicznie),
 - przełączane elektrycznie (tyrystorowo),
 - zaawansowane (wykorzystujące elementy wyłączalne),
- sposób włączenia do systemu, według następujących grup:
 - szeregowe,
 - równoległe,
 - szeregowo równoległe,
- przeznaczenie, według następujących grup:
 - kompensatory mocy biernej,
 - filtry wyższych harmonicznych,
 - układy sterowania przepływem mocy,
 - zintegrowane układy sterowania parametrami sieci.

2. ZAKŁÓCENIA WYSTĘPUJĄCE W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM I SPOSOBY ICH OGRANICZANIA

Większość opracowanych układów FACTS została wdrożona do pracy w sieci. Czasami są to tylko układy prototypowe, używane w celach badawczych, a ich opłacalność jest problematyczna. Różnorodność sterowników FACTS oraz ich długie nazwy zarówno polskie jak i angielskie powodują, że przy ich omawianiu używa się standardowo przyjętych skrótów tych nazw [2,3] pochodzących z języka angielskiego.

Aby ułatwić czytelnikowi zrozumienie dalszej części artykułu poniżej zamieszczono zestawienie tychże skrótów :

- BR – rezystor hamujący (ang. Break Resistor)
- BESS – akumulatorowy zasobnik energii (ang. Battery Energy Storage System),
- DI – łącze odsprzęgania (ang. Decoupling Interconnector),
- FC – włączony trwale kondensator (ang. Fixet Capacitor),
- FCLT – dławik zwarciovowy (ang. Fault Current Limiting Transformer),
- FR – włączony trwale dławik (ang. Fixet Reactor),
- HVDC – łącze prądu stałego (ang. High Voltage DC link)
- HVDCL – łącze prądu stałego z w pełni sterowanymi zaworami (ang. High Voltage DC Light link)
- IPC – międzyfazowy sterownik mocy (ang. Interphase Power Controller),
- MSC – mechanicznie równoległe załączany kondensator (ang. Mechanically Switched Capacitor),
- MSSC – mechanicznie szeregowo załączany kondensator (ang. Mechanically Switched Series Capacitor),
- MSR – mechanicznie równoległe załączany dławik (ang. Mechanically Switched Reactor),
- MSSR – mechanicznie szeregowo załączany dławik (ang. Mechanically Switched Series Reactor),
- PST – przesuwnik fazowy (ang. Phase-Shifting Transformer),

- SMES – nadprzewodnikowy zasobnik energii elektrycznej (ang. Superconducting Magnetic Energy Storage),
- SSSC – szeregowy kompensator statyczny (ang. Static Synchronous Series Compensator),
- STATCOM – kompensator statyczny równoległy (ang. Static Synchronous Compensator),
- SVC – kompensator statyczny (ang. Static Var Compensator),
- TCPST – tyrystorowy przesuwnik fazowy (ang. Thyristor Controlled Phase-Shifting Transformer),
- TCSC – tyrystorowy układ kompensacji szeregowej (ang. Thyristor Controlled Series Capacitor),
- TCSR – tyrystorowo regulowany dławik szeregowy (ang. Thyristor Controlled Series Reactor),
- TCR – tyrystorowo regulowany dławik równoległy (ang. Thyristor Controlled Reactor),
- TCVL – tyrystorowy ogranicznik napięcia (ang. Thyristor Controlled Voltage Limiter),
- TSC – tyrystorowo przełączany kondensator równoległy (ang. Thyristor Switched Capacitor),
- TSSC – tyrystorowo przełączany kondensator szeregowy (ang. Thyristor Switched Series Capacitor),
- UPFC – zunifikowany układ sterowania przesyłem mocy (ang. Unified Power Flow Controller),
- VRPST – regulator napięcia oraz przesuwnik fazowy (ang. Voltage-Regulating and Phase-Shifting Transformer),
- VRT – transformator z regulacją napięcia (ang. Voltage Regulating Transformer).

2.1 Stany ustalone systemu

W stanach ustalonych można rozważać jakość energii, możliwość jej przesłania oraz straty przesyłowe. Przy rozważaniu jakości energii głównie brane są pod uwagę parametry dotyczące napięcia (Tab. 1), na częstotliwość sterowniki FACTS mają niewielki wpływ. Dla zachowania ustalonej częstotliwości niezbędne jest zbilansowanie mocy czynnej, ponieważ sterowniki FACTS (BESS, SMES) mają za małą moc, aby mogły skutecznie oddziaływać na bilans mocy, a co za tym idzie na częstotliwość. W tym zakresie pomocne mogą być jedynie elektrownie szczytowo-pompowe i automatyka SCO (Samoczynne Częstotliwościowe Odciążenie). Regulacja wartości skutecznej napięcia, to nie tylko jakość energii (odbywa się ona poprzez pobór lub wprowadzenie mocy biernej w węzle), ale skutkuje również zmianą rozptywu mocy biernej w pobliskiej sieci, co można wykorzystać do optymalizacji strat przesyłowych. Jak wspomniano wcześniej sterowniki FACTS nie wpłyną na zbilansowanie mocy czynnej w sieci, ale poprzez zmianę jej reaktancji, oraz kątów rozchyłu napięć pomiędzy jej węzłami spowodują zwiększenie przepływu mocy czynnej jednymi liniami, a zmniejszenie innymi. Dzięki temu można zwiększyć przepustowość sieci z uwzględnieniem przeciążeń, jak i optymalizować straty związane z przesyłem mocy czynnej (Tab. 1). Bieżąca regulacja przepływającej mocy umożliwia również wprowadzenie nie tylko w elektrowniach ale również w głębi sieci automatyki tłumienia kołysań mocy, co sprzyja ograniczeniu strat przesyłowych, jak również niepożądanym zjawiskom dynamicznym w sieci.

Tablica 1 Problemy występujące w stanach ustalonych pracy systemu elektroenergetycznego i ich rozwiązywanie [3]

Zakłócenie oddziałuje na wielkość	Rodzaj zakłócenia	Powód zakłócenia	Wymagana reakcja	Rozwiązania			
				Układy elektromaszynowe oraz łączniki	Sterowniki FACTS		
					Konwencjonalne	Elektronicznie przełączane	Zaawansowane
Napięcie	Obniżenie napięcia	Przeciążenie linii, wyłączenie linii równoległej	Generowanie mocy biernej	Zwiększenie prądu wzbudzenia	FC _{szer} , FC _{rów} , DI, MSC, MSSC, VRT	SMES, SVC, TCSC, TSC, TSSC	SSSC, STATCOM UPFC
	Przepięcia	Zbyt duży prąd ładowania linii	Pobór mocy biernej	Zmniejszenie prądu wzbudzenia lub wyłączenie linii	DI, FR _{rów} , MSR, VRT	SMES, SVC, TCR	STATCOM UPFC
Moc czynna	Przeciążenie	Ponad normatywny chwilowy wzrost zapotrzebowania energii	Redukcja przepływu mocy do wartości obciążenia znamionowego przewodów	Załączenie rezerwy jawnej tego fragmentu układu przesyłowego	DI, FR _{szer} , MSSR, PST VRPST	IPC, SMES, TCPST, TCSC, TCSR, TSSC	SSSC, UPFC
		Wyłączenie linii równoległej				IPC, SMES, TCSR	
	Przeptywy karuzelowe, lub inny niedopuszczalny transfer energii	Niewłaściwa impedancja lub przesunięcie fazowe	Wstrzymanie (kontrola) przesyłu mocy	————	DI, FC _{szer} , FR _{szer} , MSSC, MSSR, PST, VRPST	IPC, SMES, TCPST, TCSC, TCSR, TSSC	
		Oscylacyjna wymiana energii pomiędzy podsystemami		————	DI, PST, VRPST	IPC, SMES, TCPST,	

Tablica 2 Problemy występujące w stanach przejściowych pracy systemu elektroenergetycznego i ich rozwiązywanie [3, 4]

Zakłócenie oddziałuje na wielkość	Zjawisko	Rodzaj zakłócenia	Typ systemu	Powód zakłócenia	Rozwiązania				
					Układy elektromaszynowe oraz łączniki	Sterowniki FACTS			
						Konwencjonalne	Elektronicznie przełączane	Zaawansowane	
Napięcie	Szybkie	Niedopuszczalna wartość chwilowa napięcia	A, B, C, D	Przeciążenie linii, wypadnięcie linii równoległej	————	MOV	IPC, SVC, TCPST, TCSC	SSSC, STATCOM, UPFC, HVDCL	
Prąd		Zbyt duży prąd zwarciovowy	B, C, D	Niewielka impedancja wewnętrzna źródła	Sekcjonowanie szyn zasilających	DI, FCLT, FR _{szer}	SMES	SSSC, UPFC, HVDCL	
Moc czynna	Powolne	Utrata synchronizmu (stabilność dynamiczna)	A, D	Przyspieszenie wirowania generatorów	————	BR	BESS, IPC, SMES, SVC, TCPST, TCSC, TSSC	SSSC, STATCOM, UPFC, HVDCL	
			A, B, D	Niewystarczający współczynnik synchronizacji	Forsowanie wzbudzenia	FC _{szer} , MSSC	————		
			B, C, D	Poślizg asynchroniczny	————	FC _{szer} , MSSC			
		Tłumienie oscylacji	A, B, D	Oscylacje >2Hz	Automatyka przeciwkołysaniowo odciążająca (APKO)	————	————		BESS, HVDC, IPC, SMES, SVC, TCPST, TCSC, TSSC
			A	Oscylacje ≈ 1Hz					
			B, D	Oscylacje <1Hz					
Napięcie	Zapad napięcia	B, C, D	Przeciążenie, gdy generatory pracują przy maksymalnej mocy czynnej i biernej	Forsowanie wzbudzenia, regulacja obciążenia w dyspozycji mocy, automatyka SCO	FC _{rów} , DI, MSC, VRT				

2.2 Stany nieustalone systemu

Przy opisie problemów występujących w stanach przejściowych systemu uwzględniono rodzaj sieci w których one występują :

- A – przesył na duże odległości (linie promieniowe),
- B – sieci łączące podsystemy,
- C – sieci silnie (gęsto) powiązane,
- D – sieci słabo powiązane.

Rozważa się tu czasy od kilku milisekund do pojedynczych sekund od chwili wystąpienia zakłócenia. Powodem tych zjawisk są przede wszystkim zwarcia, wyłączenia linii po ich przeciążeniach, czy załączenia nowych elementów do systemu (Tab. 2). W Polsce mimo iż poza nielicznymi przypadkami nie mamy problemu z przepustowością sieci (stabilnością statyczną), to jednak każde zwarcie, oprócz obniżenia napięcia, skutkuje zmniejszonym przepływem mocy. W efekcie w jednej części systemu generatory przyspieszają, a w drugiej zwalniają. Sytuacja ulega odwróceniu nawet przy częściowej poprawie przesyłu. W zależności od czasu trwania awarii jej skutkiem mogą być tylko oscylacje w systemie, lub nawet utrata stabilności dynamicznej. Z racji pracy systemu przy małym kącie rozchyłu wektorów napięć zjawisko to w Europie jest znacznie mniej prawdopodobne niż w Ameryce. Niebezpieczniejszym zjawiskiem jest dłuższe niezbalansowanie mocy biernej w węzle (krzywe mocy dostarczonej do węzła i z niego odebranej w funkcji napięcia, nie przecinają się). Prowadzi to do zapadu napięcia, który jest odczytywany przez zabezpieczenia w sąsiednich liniach jako zwarcie i powoduje ich wyłączenie. Zjawisko postępuje kaskadowo, powodując lawinę napięciową, mogącą doprowadzić do black-out'u.

3. APLIKACJE STEROWNIKÓW FACTS

W sieciach przesyłowych (zamkniętych) sterowniki FACTS mają za zadanie [3, 4] zwiększenie przepustowości, regulowanie przepływem mocy (w celu minimalizacji strat przy utrzymaniu wymaganego poziomu napięć), tłumienie kołysań mocy oraz zmniejszenie mocy zwarciowej. W sieciach przesyłowo - rozdzielczych (otwartych) zadania tych sterowników [5] dotyczą głównie utrzymania parametrów jakości energii, ograniczenie mocy zwarciowej oraz zmniejszenia strat przesyłowych.

Jak wspomniano wcześniej w zasadzie prawie wszystkie sterowniki FACTS zostały wdrożone do pracy w systemie. Wiodącą rolę (wymuszoną złym stanem swojej sieci przesyłowej) pełnią Stany Zjednoczone. Zalety tych rozwiązań dostrzegły i zastosowały u siebie inne rozległe państwa o słabo powiązanej sieci przesyłowej – Kanada, Brazylia, RPA, Chiny, Indie. Część państw jak Japonia i Szwecja wykorzystywała te sterowniki do tańszego przesyłu energii kablami podmorskimi; inne jak np. Niemcy sprzedają wyprodukowane u siebie układy za granicę.

Konwencjonalne układy FACTS były w Polsce stosowane jeszcze w czasach PRL – co prawda w tych czasach nikt tych układów jeszcze nie definiował jako FACTS. Transformatory z odczepami VRT służyły do regulacji napięcia i przy okazji do sterowania przepływem mocy biernej. W zamkniętych sieciach przesyłowo-rozdzielczych pojawiały się przesuwniki fazowe PST, aby zapobiec przeciążeniom zagrożonych elementów. Linia 750 kV miała kompensowaną pojemność dławikiem FR. Kompensatory mocy biernej MSC i filtry były głównie stosowane w przemyśle.

Od 1999 roku PSE cyklicznie, co około 5 lat zleca kilku polskim instytucjom oraz EPRI (ang. Electric Power Research Institute) badania nad zagrożeniami dla polskiego systemu energetycznego w celu wskazania sposobów zapobiegania tym zagrożeniom zarówno w krótkiej, jak i długiej perspektywie. Badania prowadzone w polskich instytucjach zostały obciążone klauzulą poufności i są dostępne tylko przy opracowywaniu innych projektów dla PSE, ale EPRI publikuje na własnej stronie internetowej konkluzje wszystkich swoich badań, z możliwością zakupu szerszego opracowania. Badaniom tym zawdzięczamy, wprowadzenie na stacji DC/AC pod Koszalinem kompensatora mocy biernej, który może pracować zarówno w trybie pojemnościowym jak i indukcyjnym, dzięki czemu znacząco poprawiła się kultura pracy magistrali północnej również w dolinach nocnych obciążenia. Ponadto w newralgicznych węzłach systemu przesyłowego zainstalowano kompensatory mocy biernej SVC, aby występujące w głębi systemu zapady napięcia nie doprowadziły do lawiny napięciowej i podziału systemu. Badania te wykazały również zagrożenie przeciążenia zachodnich magistrali KSE poprzez karuzelowy przepływ energii z północnych do południowych Niemiec przez Polskę. W efekcie Niemcy nie chcąc partycypować w przebudowie polskiej sieci przesyłowej (zwiększanie przekrojów w istniejących lub budowa nowych torów przesyłowych) są współinwestorem instalacji przesuwników fazowych w czterech torach linii Mikułowa – Hagenverder i Krajnik – Vierraden [6].

KSE czeka jeszcze kilka wyzwań związanych z międzynarodową wymianą energii, dla potrzeb której mogą być wykorzystane sterowniki FACTS. Po pierwsze na trasie Hiszpania, Francja, Niemcy i południowa Polska występują oscylacje mocy o częstotliwości 0,3 Hz. Po drugie północny zachód Polski jest zagrożony utratą stabilności napięciowej związanej z przesyleniem elektrowniami wiatrowymi północnych Niemiec. Po trzecie jest dyskusyjna wymagana pewność zasilania na wschodzie Polski w kontekście zasilania z niesynchronicznych systemów białoruskiego i ukraińskiego w warunkach niestabilności tych państw.

Aplikowanie sterowników FACTS w sieciach rozdzielczych nie znalazło zainteresowania energetyki zawodowej, pomimo dobrego rozeznania ich szerokich możliwości regulacyjnych potwierdzonych badaniami prototypu [7]. Energetyka na tym poziomie napięcia, rozwiązuje problem administracyjnie – pilnując, aby odbiorcy niespokojni filtrowali wprowadzane przez siebie zakłócenia do poziomu prawnie dopuszczalnego, natomiast odbiorcom wrażliwym zaleca się utrzymywanie ponadnormatywnych parametrów jakościowych energii we własnym zakresie. Przemysł stosuje w tym zakresie głównie kompensatory mocy biernej, filtry wyższych harmonicznych oraz UPSy dużych mocy w różnych konfiguracjach.

4. KIERUNKI BADAŃ NAD UKŁADAMI FACTS

Badania nad właściwościami znanych struktur sterowników FACTS są przeprowadzone na tyle szeroko, że trudno spodziewać się w nich kolejnych przełomów. Z drugiej strony w nowszych układach warto jest sprawdzić jak na właściwości sterowników wpływają zmiany technicznych warunków granicznych spowodowanych uwzględnieniem ekonomiki przesyłu.

Badania prowadzone w Polsce nad poprawą właściwości sterowników poprzez modyfikację ich struktury [8], czy też obwodów sterowania [9] poszerzają wiedzę, jednak z racji, że same sterowniki są budowane poza Polską, mają nikłe szanse oficjalnego wdrożenia. Przyczynia się do tego sam Urząd Patentowy, który jest przeciwny ochronie idei, a sprzyja ochronie konkretnego rozwiązania na niej opartego, które można łatwo obejść.

Umieszczenie w pobliżu siebie różnych sterowników FACTS powoduje, że oddziaływając między sobą zmieniają swoje właściwości. Możliwości konfiguracji jest wiele, niektóre z nich (np IPC, który samoistnie tłumy kołysania mocy czynnej, stwarza problemy w bilansowaniu się mocy biernej w miejscu jego przyłączenia, stąd wahania napięcia, które można usunąć przez wprowadzenie sterownika SVC) powodują wzajemne niwelowanie wad i uwypuklanie zalet (np. współpraca IPC z UPFC)[10]. Takie badania należy uznać jako wstępne, przed tymi, które określą celowość zaproponowanego rozwiązania w konkretnym miejscu sieci. Te ostatnie należy przeprowadzić na szczegółowych modelach systemu.

Sieci przesyłowe amerykańskie, afrykańskie, czy azjatyckie należą do grupy sieci słabo powiązanych. Sterowniki FACTS montowane są na środku długiego odcinka linii i zwarcie niezależnie po której stronie sterownika występuje, powoduje wyłączenie całej linii. W Europie sieci przesyłowe są gęsto powiązane, w efekcie sterowniki FACTS będą raczej umieszczane w pobliżu istniejących stacji. Mogą zatem powodować błędne (zbędne lub brakujące) działanie automatyki zabezpieczeniowej w pobliskich liniach. Zabezpieczenie samych sterowników zapewnia ich dostawca, jednakże koordynację zabezpieczeń sieci pozostawia w gestii dyspozytorów tej sieci (nie ma tu prostego przeniesienia), a z racji na wysoki koszt tych sterowników będą montowane w kluczowych miejscach systemu. Z racji wymagań stawianych automatyce zabezpieczeniowej sieci WN [11], polegającej na wprowadzeniu niezależnego od podstawowego toru rezerwowego (przekładnik, zabezpieczenie, wyłącznik), aby uniknąć wysokich kosztów stosuje się rezerwowanie zdalne. Najlepiej do tego celu nadają się zabezpieczenia odległościowe, dlatego autor rozważał wpływ wybranych sterowników FACTS na pracę tych zabezpieczeń. Konkluzją tych badań są następujące stwierdzenia:

- sterowniki włączane równolegle w znaczący sposób wpływają na przebiegi napięć w trakcie zwarcia, ale ma to nieistotny wpływ na pracę zabezpieczeń odległościowych,
- UPFC w trakcie zwarć pobliskich będą musiały być bocznikowane, przy zwiarciach z podparciem napięciowym występujących w końcowych fragmentach linii rezerwowanej mogą utrzymać się w pracy; będzie wówczas wymagane wydłużenie trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego [12],
- PST powodują przekłamanie pomiaru przez zabezpieczenie impedancji zwarcia, ale głównie w zakresie rezystancji; stąd będą wymagały zmiany nastawy trzeciej strefy w zakresie rezystancji [13],
- TCSC w zależności od kierunku przepływu mocy linią, oraz od intensywności podparcia napięciowego, może spowodować nie tylko konieczność zmiany nastaw we wszystkich strefach zabezpieczenia odległościowego, ale nawet kształtu tych stref [14],

- IPC tak zasadniczo zmienia pomiar impedancji zwarcia, że wyklucza zastosowanie zabezpieczenia odległościowego do rezerwowania zdalnego zabezpieczeń w pobliskich liniach – tory zabezpieczeń w liniach wychodzących z jego węzła muszą być duplikowane [15],
- niezbędne są dalsze badania nad wpływem innych sterowników na pracę zabezpieczeń w rozważanych miejscach ich instalacji.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Tylko system o scentralizowanym zarządzaniu i dużych jednostkach wytwórczych, przy stałym inwestowaniu w gęsto powiązaną sieć może sobie pozwolić na pracę bez sterowników FACTS. Rozwój systemu w kierunku odnawialnych, rozproszonych źródeł energii wymusi kolejne aplikacje tych sterowników, aby utrzymać sterowność systemu (właściwe obciążenie poszczególnych jego elementów i niwelowanie zagrożeń stabilności).

Badania nad właściwościami tych sterowników są daleko posunięte, a prowadzenie ich w Polsce, z racji, że nie jesteśmy producentami tych sterowników ma małe szanse aplikacyjne.

Niezbędne są cyfrowe badania modelowe nad przydatnością różnych układów w konkretnych miejscach sieci (choćbyż porównanie IPC i PST dla Mikułowej). Wówczas można porównać koszty osiągnięcia nie tylko celów głównych, ale i pobocznych (np. tłumienia transgranicznych kołysań mocy).

Koordynacja zabezpieczeń sieci w pobliżu sterowników FACTS pozostaje w gestii dyspozytorów systemu. Błędne jej przeprowadzenie może skutkować podziałem systemu a nawet black-out'em. Te prace muszą przeprowadzić „miejscowi” specjaliści.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Hingorani N. G.: High Power Electronics and Flexible AC Systems. IEEE Power Engineering Review, July 1988 pp. 3-4.
2. Eldris A-A.(Chair): Proposed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission System (FACTS). IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, October 1997
3. Brochu J.: Interphase Power Controllers, Second Edition. Polytechnic International Press 2001 Canada
4. Paserba J.J.: How FACTS controllers benefit AC transmission systems, Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES Vol. 3, 7-12 Sept. 2003, pp 949 – 956
5. Frąckowiak L., Plenzler G., Szubert K. : Układy energoelektroniczne do sterowania sieci przesyłowo - rozdzielczych, Energoelektronika na przełomie wieków – rozwój konstrukcji i zastosowania przemysłowe EZP'2000, Warszawa – Międzyzlesie 16,17 maja 2000, tom 1 str. 107-116
6. PSE: Pierwszy przesuwnik fazowy już montowany, strona internetowa: http://energetyka.wnp.pl/pse-pierwszy-przesuwnik-fazowy-juz-montowany,249919_1_0_0.html
7. Frąckowiak L., Plenzler G., Porada R., Gwuzdź M., Szubert K.: Zintegrowany układ energoelektroniczny sterowania parametrami sieci przesyłowo-rozdzielczych (Zlecenie KBN nr 8 T10A 056 17)

8. Szubert K.: Obwód główny sterownika TCSC, patent: nr prawa wyłącznego 215614
9. Szubert K.: Sposób sterowania przekształtnikiem napięciowym, patent: nr prawa wyłącznego 224370
10. Szubert K., Plenzler G. : Stepless controlled interphase power controller, XVI Symposium Electromagnetic Phenomena in Nonlinear Circuits EPNC 2000, Cracow 18-20 September 2000, pp. 135-137
11. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – wprowadzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(2)/2011/LK z dnia 28 czerwca 2011
12. Szubert K.: The influence of unified power flow controller on work of distance protection, International Symposium Modern Electronic Power System MEPS'10 ; 20-22 September 2010 Wrocław
13. Szubert K.: Influence of phase shift transformer on distance protection's operation, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), ISSN 0033-2097, R. 89 NR 7/2013 pp 177-181
14. Szubert K.: Series compensator's influence on the distance protection operation, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review) ISSN 0033-2097, R. 90 NR 3/2014 pp 136-138
15. Szubert K., Handke J.: Dlaczego zabezpieczenia odległościowe nie powinny pełnić funkcji zabezpieczeń podstawowych a jedynie rezerwowych w pobliżu stacji z międzyfazowymi sterownikami mocy?, Bezpieczeństwo energetyczne – Między ewolucją a rewolucją – w poszukiwaniu strategii energetycznej, Fundacja na rzecz czystej energii, ISBN 978-83-64541-05-6 Tom2 str 437-444

FLEXIBLE ALTERNATING CURRENT TRANSMISSION SYSTEM – ON THE ONE HAND DUMPING OF DISRUPTIONS ON THE OTHER DIFFICULT TASK FOR AUTOMATIC PROTECTION

Summary: The article provides the genesis of Flexible AC Transmission System (FACTS). It is given a definition and methods of division this controllers, taking into account the design, the used connectors and the destination. For fixed and transient states it is given sources of interferences, which actions should to be taken to mitigate the effects of disturbances, and by which devices can this be accomplished. The article specified a examples of application of FACTS controllers in Poland and tasks which still are waiting for solution. The research directions related to FACTS are given. In conclusion, it is assumed, that further applications of these drivers in power networks are unavoidable. Selecting a type of controller to task at a given site of network should be preceded by a digital simulation to see its impact on other system parameters. The specificity of European networks is different from place where these controllers mainly applied, the coordination of the automatic protection of power network near these controllers belongs to local power dispatchers, and the differents between this systems exclude simple copying of solutions. The research show a different degree of influence of the controllers on the automatic protection.

Keywords: Flexible AC Transmission System (FACTS), automatic protection

SYSTEM ZARZĄDZANIA ENERGIĄ W PRAKTYCE INŻYNIERSKIEJ

Miroslaw WŁAS

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel: 58 347-23-37 fax: 58 341-08-80, e-mail: mirosław.wlas@pg.gda.pl

Streszczenie: Oprogramowanie Systemu Zarządzania Energią (SZE) musi gromadzić różnego rodzaju dane: od wskaźników Efektywności Energetycznej, poprzez analizy energetyczne, krzywe trendu, listy komunikatów alarmowych, aż do skomplikowanych raportów graficznych. Zużycie energii może być analizowane nie tylko według ilości produkcji, ale również w połączeniu z danymi dotyczącymi cen i kosztów. System Zarządzania Energią (SZE) jest działaniem organizacyjnym (z elementami obszaru technicznego), którego skuteczne wdrożenie powinno pozwolić na poprawę wyniku energetycznego, a co za tym idzie, obniżenie kosztów energii oraz stopnia oddziaływania na środowisko. W artykule przedstawiono podstawowe funkcjonalności systemu takie jak: system alarmowy i obsługa zdarzeń, strażnik mocy czynnej i biernej, rejestracja mocy, energii, prądu i napięcia, fakturowanie, zmiana taryf, system bilingowy, rozliczenia i prognozowanie zużycia energii. Prace zostały przeprowadzone w zakładzie produkcji aerozoli w województwie pomorskim. Celem badań było stworzenie systemu umożliwiającego monitorowanie parametrów energetycznych i oddziaływanie na instalacje. W pracy przedstawiono ustawienia strażnika mocy oraz systemu alarmów i obsługi zdarzeń.

Słowa kluczowe: system zarządzania energią, efektywność energetyczna,

1. WPROWADZENIE

Przedsiębiorstwa coraz chętniej kontrolują zużycie nośników energii, nie tylko całościowo, ale także dla poszczególnych linii i instalacji produkcyjnych. Ustawa o efektywności energetycznej [1] nakłada obowiązek wykonania audytu na duże przedsiębiorstwa, z czego może zwolnić posiadanie systemu zarządzania energią zgodnego z normą ISO 50001 [5, 6]. Liczne przepisy Unii Europejskiej wdrożone do polskiego prawodawstwa zachęcają do zwiększenia efektywności energetycznej przedsiębiorstw, przez system zachęt np. białych certyfikatów [1]. Nie da się jednak wdrożyć systemu oszczędności w skomplikowanych układach produkcyjnych bez efektywnego systemu pomiarów i agregacji danych [2]. Oczywiście, istnieją proste sposoby zmniejszenia zużycia energii, do których można zaliczyć:

- zmianę zachowań pracowników, aby wyłączali maszyny w czasie przerw śniadaniowych oraz podczas przerw międzymianowych,
- wymiana energooszczędnych źródeł światła: żarowego bądź metal-halogenowego, fluorescencyjnego na oszczędne oświetlenie LED,
- montaż czujników ruchu w niektórych strefach komunikacyjnych, socjalnych i biurowych,

- wymiana silników w układach wentylacji na silniki energooszczędne o mniejszej (zredukowanej) mocy, z możliwą przebudową central wentylacyjnych.

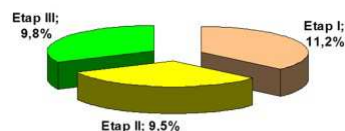
W wielu przedsiębiorstwach można uzyskać oszczędności od 5% do 30% zużycia energii, przy czasie zwrotu z inwestycji nawet do 2 lat [4]. Niemniej wprowadzenie oszczędności w procesach produkcyjnych wymaga dogłębnej wiedzy dotyczącej danej technologii oraz wiedzy z zakresu technologii informatycznych i bazodanowych [2]. W celu zapewnienia skutecznego planu pomiaru i monitorowania zainstalowany system powinien jednocześnie mierzyć i analizować zużycie energii oraz wydajność produkcji (wyznaczenie współczynnika efektywności energetycznej). Montaż systemu jest niezbędny w celu wprowadzenia normy ISO 50001 i cyklu PDCA (ang. Plan Do Check Act) [6].

Z doświadczeń Krajowej Agencji Poszanowania Energii (KAPE) [3] wynika, że szacunkowy potencjał zysków z podjęcia działań proefektywnościowych w przedsiębiorstwie można przedstawić w następujący sposób (rys. 1.):

Etap I – opracowanie, wdrożenie lub usprawnienie systemu zarządzania energią oraz wzmocnienie procesu kontroli operacji technologicznych - 11,2% oszczędności;

Etap II – zastosowanie dodatkowego opomiarowania i wdrożenie systemów kontroli eksploatacji - 9,5%;

Etap III – zmiany na liniach technologicznych i w układach pomocniczych - 9,8% oszczędności.



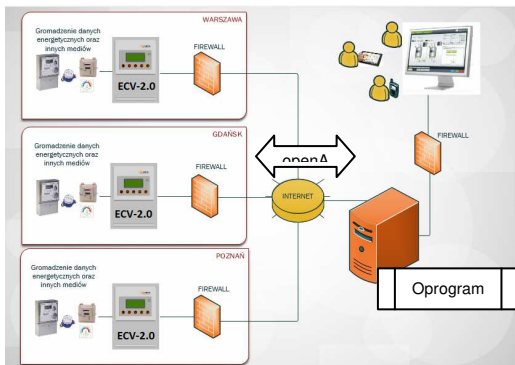
Rys. 1. Szacunkowy potencjał uzyskania efektów oszczędności energii w przedsiębiorstwie

1. BUDOWA SYSTEMU ZARZĄDZANIA ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ

2.1. Opis systemu

Prezentowany w artykule system SZE opracowano w wyniku współpracy prywatnych przedsiębiorców z Wydziałem Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (PG). System składa się z koncentratora danych ECV-2.0 montowanego w stacji transformatorowej oraz oprogramowania bazodanowego i wizualizacyjnego

instalowanego na serwerze PG (rys. 2). ECV-20 to zaawansowany sterownik mikroprocesorowy z wejściami analogowymi i cyfrowymi oraz rozbudowanymi możliwościami komunikacyjnymi, które umożliwiają integrowanie sterownika z innymi urządzeniami (liczniki energii, analizatory mocy, sterowniki PLC, sterowniki układów klimatyzacji i wentylacji, kompensatory mocy biernej, przekaźniki wyłączników mocy). Sterownik może sterować urządzeniami zgodnie z założonymi wymaganiami. Komunikacja pomiędzy systemem nadrzędnym a urządzeniami ECV-2.0 (koncentratorami danych) odbywa się za pomocą protokołu OpenADR. Szczegóły dotyczące standardu oraz lista urządzeń i procesów dostępna jest na stronie: <http://www.openadr.org/>. OpenADR opiera się na wymianie wiadomości między węzłami nadrzędnymi – VTN (ang. Virtual Top Node) a węzłami końcowymi – VEN (ang. Virtual End Node). Węzły nadrzędne pełnią funkcje aplikacji sterujących procesami DR oraz agregatora danych, natomiast węzły końcowe (urządzenia IED) realizują żądania DR otrzymane od VTN i raportują dane z kontrolowanych przez nie zasobów takich, jak urządzenia pomiarowe, urządzenia magazynujące energię, czy urządzenia zużywające energię (oświetlenie, klimatyzatory, linie produkcyjne itp.).



Rys. 2. Schemat systemu zarządzania energią

2.2. Pomiar energii elektrycznej

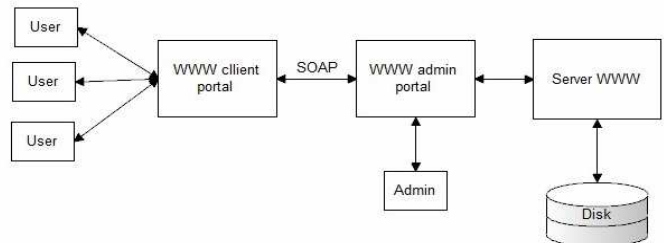
Do pomiaru energii na niskim napięciu wykorzystano w dostępne na rynku analizatory energii elektrycznej firmy Lovato tym DM800 oraz firmy Lumel typ P43, ND20 i N14 z przekładnikami prądu. Do pomiaru całkowitej energii pobieranej przez zakład wykorzystano do pomiaru rezerwy liczniki energii elektrycznej firmy Landis+Gyr typ ZMD410CT44- 0459. Urządzenia pomiarowe umieszczono w dwóch kontenerowych stacjach transformatorowych. Do odczytu danych z analizatorów wykorzystano protokół ModbusRTU. Analizowane punkty pomiarowe z ustawieniami strażnika mocy przedstawiono na rys. 3.

Nr licznika	Nazwa	Typ urządzenia	Taryfa	Tygi umowy	Moc zamówiona [kW]	Ustawienia progów	Strażnik mocy
50642941	Zas. zakł. pom. po stronie 15kV	Landis Gyr ZMD410CT44.0459	B23	0,4	650	650 kW / 5 min, 640 kW / 10 min, 650 kW / 15 min, 650 kW / 15 min	✓ Kontynuuj
00000005	Sprężarka (do 31.07.2017 linia E)	Lumel miem. par. sled N14	B23	0,4	290	260 kW / 5 min, 270 kW / 10 min	✓ Kontynuuj
00000003	W1 Linia F (do 31.07.2017 sprężarka)	Lumel miem. par. sled N14	B23	0,4	160	150 kW / 5 min, 150 kW / 10 min	✓ Kontynuuj
00000004	W1 Linia F (do 31.07.2017 Linia D)	Lumel miem. par. sled N14	B23	0,4	150	150 kW / 10 min, 155 kW / 10 min	✓ Kontynuuj
00000006	Bluzi, W2, W3	Lumel miem. par. sled N14	B23	0,4	120	120 kW / 5 min, 120 kW / 10 min	✓ Kontynuuj
00000001	Bateria kondensatorów	Lumel miem. par. sled P43	B23	0,4	2	2 kW / 2 min, 2 kW / 2 min	✓ Kontynuuj
00000002	Inne	Lumel miem. par. sled N14	B23	0,4	26		✗ Kontynuuj
00000009	Zasilanie R0in stacja TECHORACK II	DMGR00_1_15m	B23	0,4	150	150 kW / 10 min, 150 kW / 10 min	✗ Kontynuuj
00000008	Linia E (od 1.08.2017)	ND20_3_15m	B23	0,4	160		✗ Kontynuuj

Rys. 3. Zestawienie punktów pomiarowych

2.3 System bazodanowy

Wszystkie dane magazynowane są na serwerze pracującym z systemem operacyjnym Linux. Serwer zlokalizowano na PG, co gwarantuje wysoki poziom bezpieczeństwa dzięki pracy wielu administratorów. Diagram z rysunku 4 prezentuje możliwości dostępu do serwisu za pomocą przeglądarki WWW, oraz poziomy bezpieczeństwa. W prezentowanym rozwiązaniu nie ma bezpośredniej możliwości dostępu do bazy danych z danymi pomiarowymi. Dostęp do danych pomiarowych odbywa się za pomocą protokołu SOAP. Takie rozwiązanie zabezpiecza dane w przypadku włamania i próby ich usunięcia.



Rys. 4. Schemat dostępu zewnętrznych użytkowników do bazy

W celu zapewnienia ciągłości pracy serwisu, zastosowano lustrzane odbicie głównego systemu. W przypadku awarii systemu głównego następuje automatyczne przełączenie na system lustrzany. Baza danych jest replikowana za zewnętrznym dysk sieciowy. Ponadto tworzona jest przyrostowa kopia zapasowa w okresach: miesiąc, tydzień, dzień.

3. MOŻLIWOŚCI OPROGRAMOWANIA SZE

Aby zalogować się do systemu w przeglądarce internetowej należy wpisać adres <https://manager.ems.gda.pl>. Po załadowaniu strony wyświetli się panel logowania umożliwiający zalogowanie się do serwisu.

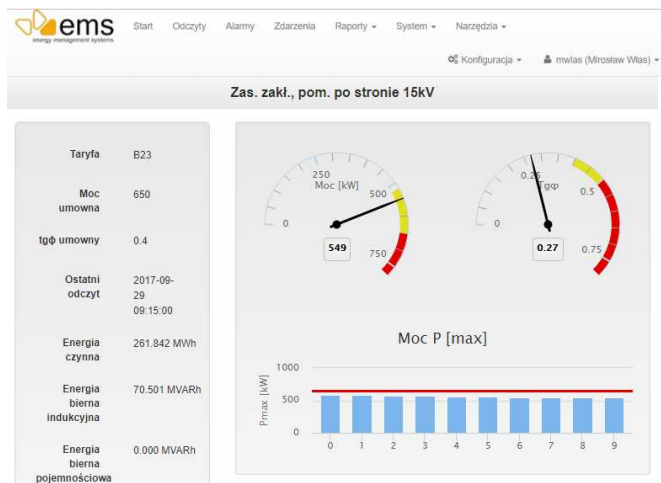
W systemie domyślnie istnieją dwa poziomy uprawnień konta użytkowników:

- monitoring służy tylko do podglądu danych pomiarowych;
 - administrator umożliwia przeglądanie danych pomiarowych, edytowanie parametrów systemu.
- Istnieje także możliwość definiowania nowych użytkowników.

Po zalogowaniu wyświetli się strona główna (rys.5) do przeglądania ogólnych informacji o urządzeniach pomiarowych według poniższej specyfikacji:

- taryfa dla danego urządzenia,
 - moc umowna,
 - tg φ umowny,
 - czas ostatniego zapisu do bazy
 - energia czynna w danym miesiącu,
 - energia bierna indukcyjna w danym miesiącu,
 - energia bierna pojemnościowa w danym miesiącu.
- W formie grafów zaprezentowano na stronie głównej:
- aktualna moc czynną,
 - aktualny tg φ ,
 - dziesięć największych wartości mocy czynnej w danym miesiącu, wraz z progiem mocy zamówionej.
- Górną część menu systemu podzielono na dwie części - po lewej funkcje systemowe, a po prawej konfiguracja użytkownika. W tej części menu możliwa jest konfiguracja

użytkownika taka jak zmiana hasła, zmiana informacji o użytkowniku, zmiana języka oraz zmiana motywu.



Rys. 5. Strona główna systemu zarządzania

Menu nawigacyjne pozwala na poruszanie się po zawartości strony WWW. Zawartość menu różni się w zależności od poziomu uprawnień.

Do modułów obliczeniowych realizowanych na serwerze można zaliczyć:

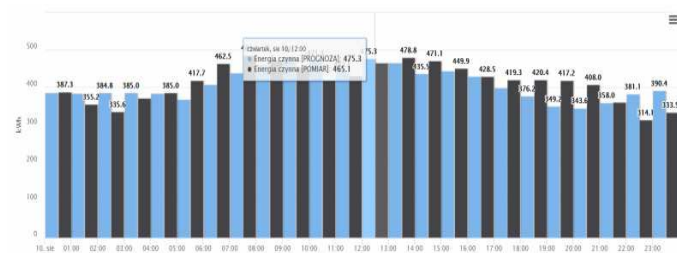
- obsługę alarmów,
- obsługę zdarzeń,
- przygotowanie prognozy zużycia energii,
- obliczenie faktur, rozkładów dobowych i taryf.

Wizualizacja pozwala na wyświetlenie następujących zawartości na stronie WWW:

- odczyty danych pomiarowych co 10 sekund (rys. 8),
- alarmy i zdarzenia,
- raporty w postaci: wykresów (rys. 6), faktur, rozliczeń międzyokresowych, rozkładów dobowych, wykresów prognoz oraz rozkładów prognoz (rys. 7),
- wprowadzenia taryf, punktów pomiarowych i parametrów strażnika mocy (rys. 10).



Rys. 6. Przebiegi czasowe mocy czynnej



Rys. 7. Przebiegi czasowe zmiennych rzeczywistych oraz prognozy godzinowej zużycia energii elektrycznej

Raport pozwalają nie tylko na kontrolę zużycia energii i sprawdzenie wartości mocy czynnej i biernej, ale umożliwiają także ocenę, czy obecne taryfy dystrybucji energii są wybrane optymalnie i czy istnieje ich zmiana zmniejszy koszty funkcjonowania przedsiębiorstwa.

Sprężarkownia (do 31.07.2017 linia E) Lumel miern. par. sieci N14		
Opis	Wartość	Jednostka
Energia czynna	2925737.200	kWh
Energia bierna indukcyjna	1306220.400	KVARh
Energia bierna pojemnościowa	282.300	KVARh
Moc czynna	60.731	kW
Prąd	92.597	A
Prąd w I fazie	90.682	A
Prąd w II fazie	94.856	A
Prąd w III fazie	91.892	A
Napięcie	239.890	V
Napięcie w I fazie	239.240	V
Napięcie w II fazie	240.093	V
Napięcie w III fazie	241.187	V
tgφ	0.452	
tgφ w I fazie	0.473	
tgφ w II fazie	0.432	
tgφ w III fazie	0.458	
Częstotliwość	49.950	Hz

Rys. 8. Odczyty danych pomiarowych co 10 sekund

Stan strażnika mocy

Ustawienia strażnika mocy (kontroler mocy okresowej) dla Zas. zakł., pom. po stronie 15kV

Strażnik mocy aktywny

Strażnik poziom I

Próg alarmu [min]: 5

Próg alarmu [kW]: 650

E-mail dla powiadomień: mwlwas@ems.gda.pl

Numer dla powiadomień SMS:

Strażnik poziom II

Próg alarmu [min]: 10

Próg alarmu [kW]: 640

E-mail dla powiadomień: mwlwas@ems.gda.pl

Rys. 9. Ustawienia strażnika mocy

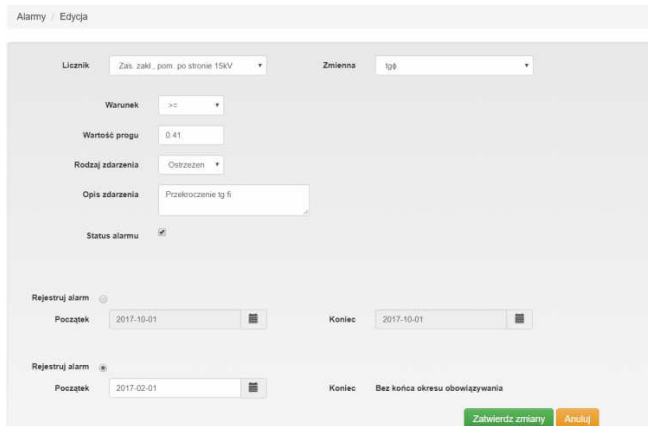
4. ALARMY I ZDARZENIA

Korzystając z menu System/Punkty pomiarowe (rys. 3) przez przycisk Konfiguruj wchodzimy w ustawienia punktów pomiarowych. Najważniejszym ustawieniem jest strażnik mocy 15 minutowej. Można ustawić dla każdego punktu kilka poziomów strażnika mocy (rys. 9). Oprócz poziomu mocy ustalana jest także minuta wysłania informacji SMS. System wylicza liniową predykcję wystąpienia przekroczenia mocy w 15 minucie na podstawie wyliczeń w minucie, w której ustalono próg wysłania

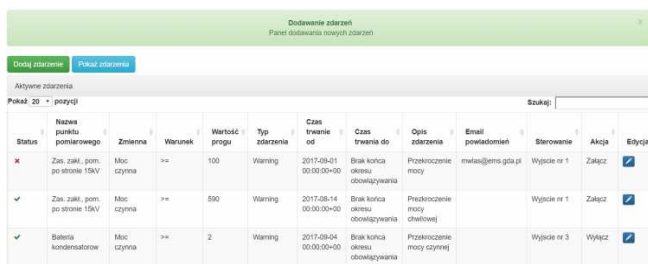
wiadomości. Oprócz SMS informacja jest przesyłana na skrzynkę poczty elektronicznej.



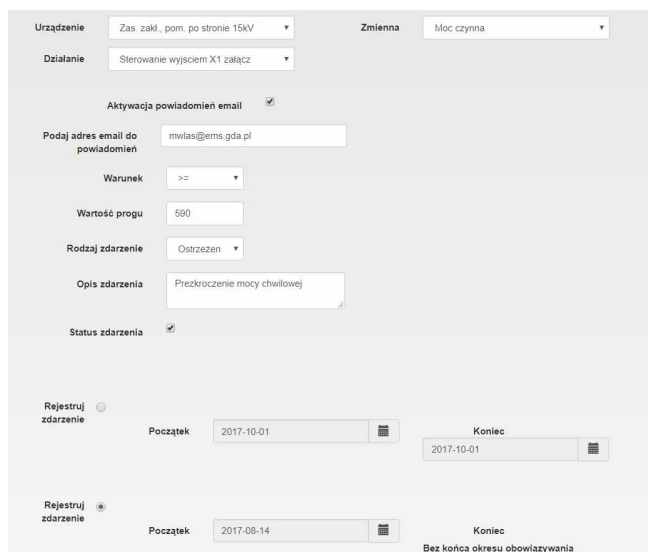
Rys. 10. Okno alarmów



Rys. 11 Dodawanie nowego alarmu



Rys. 12. Okno zdarzeń



Rys. 13. Dodawanie nowego zdarzenia

Na rys. 10, 11, 12 i 13 przedstawiono odpowiednio okno alarmów i zdarzeń oraz dodawanie nowego alarmu i zdarzenia. Alarmy są zbierane w systemie i informują o przekroczeniach wartości dowolnych agregowanych parametrów. Zdarzenia mają nie tylko informować o przekroczeniu wybranego parametru, ale także oddziaływać na urządzenia wykonawcze przyłączone do koncentratora danych ECV-2.0. W najprostszym rozwiązaniu przy spełnieniu warunku wystąpienia zdarzenia wysterowane są wyjścia cyfrowe koncentratora. Dodatkowo przygotowano przesyłanie powiadomienia o zdarzeniu na adres email. Można też wyznaczyć początek i koniec okresu rejestrowania zdarzeń.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

W artykule przedstawiono budowę Systemu Zarządzania energią na podstawie instalacji zamontowanej w zakładzie produkcji aerozoli. System nie jest kompletny. Nie połączono go z system produkcyjnym i nie są obliczane współczynniki efektywności energetycznej. System ma możliwość sterownia odbiorami, a dzięki pojemnej pamięci koncentratora dane mogą być gromadzone na koncentratorze w przypadku utraty komunikacji z serwerem. Najważniejszą wyróżniającą cechą systemu jest możliwość prognozowania i przekazywania danych prognozowanych do sprzedawcy energii. Kolejnym krokiem będzie połączenie planów produkcyjnych oraz baz danych o produkcji w zakładzie z informacjami o zużyciu energii.

7. BIBLIOGRAFIA

1. „Ustawa z dnia 20 maja 2016 r – o efektywności energetycznej” Dziennik Ustaw 2016 poz. 831. [Online]. Dostępne na: dziennikustaw.gov.pl/du/2016/831.
2. M. Swiatek i F. Imbault, „Better energy management by implementing an energy measurement and monitoring plan”, w *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*, 2017, s. 1–4.
3. ZARZĄDZANIE ENERGIĄ – PRAKTYCZNE ASPEKTY OBNIŻENIA KOSZTÓW FUNKCJONOWANIA PRZEDSIĘBIORSTWA, [dostęp: 25.09.2017, www.bialecertyfikaty.com.pl/artykuly/zarzadzanie-energia-praktyczne-aspekty-obnizenia-kosztow-funkcjonowania-przedsiębiorstwa].
4. B. H. Wajer, „Benchmarking and Energy management Schemes in SMEs (BESS) – Public Final Report”, *Intelligent Energy – Europe*, EIE/04/246/S07.38678, 2007.
5. A. Wessels, „Energy management system implementation at Toyota SA”, w *2011 Proceedings of the 8th Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy*, 2011, s. 40–45.
6. T. Fiedler i P. M. Mircea, „Energy management systems according to the ISO 50001 standard; Challenges and benefits”, w *2012 International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, 2012, s. 1–4.

ENERGY MANAGEMENT SYSTEM IN THE INDUSTRIAL DEPARTMENT

The Energy Management Software must collect various types of data: from Energy Efficiency Indicators, through energy analyzes, trend curves, alarm message lists, to complex graphical reports. Energy consumption can be analyzed not only by production but also with price and cost data. The article presents the basic functionalities of the system such as: alarm and event management system, active and passive power guard, power electricity and voltage recording, invoicing, tariff change, billing system, billing and forecasting of energy consumption. The work was carried out at the aerosol production plant in the Pomeranian Voivodship.

Keywords: energy management system, Automatic Demand Respose, energy monitoring.

UZIEMIENIA STANOWISK SŁUPOWYCH Z GŁOWICAMI KABLOWYMI

Stanisław WOJTAS¹, Józef Jacek ZAWODNIAK²

1. Politechnika Gdańska
tel.: 58 347-16-11, e-mail: stanislaw.wojtas@pg.gda.pl
2. SEP o/Gorzów Wlkp
tel.: 665-610-546, e-mail: jj.zawodniak@wp.pl

Streszczenie: Praca zawiera analizę właściwości statycznych i udarowych uziemień stosowanych w systemie elektroenergetycznym do ochrony przeciwprzebiegowej. W końcowych rozdziałach dokonano analizy konstrukcji systemów uziemień z punktu widzenia skuteczności w systemie ochrony układu izolacyjnego od przepięć oraz podano szereg wskazówek dotyczących właściwego doboru uziemień stanowisk słupowych głowic kablowych. Wskazano też na błędy popełniane na etapie wykonywania uziemień.

Słowa kluczowe: uziemienia, głowice kablowe, słupy z głowicami kablowymi

1. WSTĘP

Stanowiska słupowe z głowicami kablowymi stanowią istotny element sieci dystrybucyjnej, ze względu na ochronę od przepięć układu izolacyjnego kabla. Zapewnienie skutecznej ochrony przeciwprzebiegowej w miejscu, gdzie następuje zmiana wartości impedancji falowej, nie powinno się ograniczać wyłącznie do odpowiedniego doboru ogranicznika przepięć i zaprojektowania uziemienia o wymaganej rezystancji [1]. Odpowiednie zaprojektowanie uziemienia pod względem układu przestrzennego, wymiarów poszczególnych elementów i w końcu jego staranne wykonanie w terenie, jest istotne ze względu na poprawne działanie ochrony przeciwprzebiegowej [2].

Miejsce zainstalowania głowicy kablowej stanowi punkt węzłowy sieci elektroenergetycznej, w którym linia napowietrzna o impedancji falowej Z_1 i wartości kilkuset Ω łączy się z linią kablową o znacznie mniejszej impedancji falowej Z_2 , zwykle na poziomie kilkudziesięciu Ω . W tego typu układach elektrycznych, w zależności od stosunku impedancji falowej Z_1 do Z_2 , w punkcie węzłowym będzie dochodziło do zmian amplitudy fal napięcia i prądu. Jeżeli fala przepięciowa przemieszcza się z linii napowietrznej o impedancji Z_1 w kierunku kabla o impedancji Z_2 , amplituda wypadkowa fali napięciowej w węźle ulega zmniejszeniu. W przypadku przemieszczania się fali przepięciowej do węzła z kierunku linii kablowej, jej wartość w punkcie węzłowym wzrasta. Skuteczność działania zabezpieczeń izolacji punktu węzłowego jest ściśle związana z impedancją zainstalowanego w tym miejscu systemu uziemień [3, 4].

W ochronie przeciwprzebiegowej dąży się do zmniejszenia amplitudy fali napięciowej do wymaganej wartości ze względu na ochronę izolacji urządzeń elektroenergetycznych. Realizuje się to w praktyce poprzez połączenie punktu węzłowego z ziemią za pomocą ograniczników przepięć oraz wykonanie odpowiedniego uziemienia, najlepiej o jak najmniejszej wartości impedancji. Ponieważ wartość fali napięciowej w punkcie węzłowym, w tego typu układach elektrycznych, będzie tym mniejsza im mniejsza będzie wartość impedancji uziemienia [3, 4].

Celem pracy jest omówienie właściwości udarowych uziemień stosowanych na stanowiskach słupowych głowic kablowych oraz analiza ich konstrukcji z punktu widzenia skuteczności w systemie ochrony układu izolacyjnego głowic i kabla od przepięć. Zasygnalizowano też przypadki błędów popełnianych przez nieuczciwych wykonawców uziemień.

2. WŁAŚCIWOŚCI UDAROWE UZIEMIEŃ

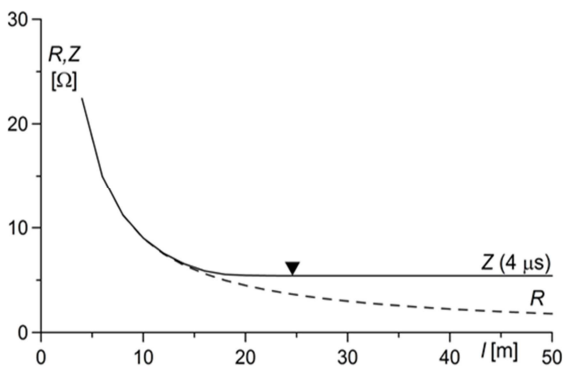
Systemy uziemiające głowic kablowych muszą być projektowane w celu skutecznego odprowadzania do ziemi prądów zwarciovych oraz prądów wywołanych wyładowaniami atmosferycznymi. Przebiegi prądów zwarciovych są mierzone w ms, natomiast piorunowych – w μ s. Biorąc pod uwagę fakt, że parametry czasowe obu prądów różnią się o około 3 rzędy wielkości, właściwości oraz kryteria przydatności zastosowanych uziomów muszą uwzględniać tak szerokie spektrum zmian częstotliwości. Najczęściej stosowanym kryterium wymaganiem przez przepisy jest rezystancja statyczna uziomu mierzona przy częstotliwości zbliżonej do sieciowej. W takim przypadku najłatwiejszym sposobem spełnienia wymagań ograniczenia rezystancji stawianych systemowi uziemień jest wydłużanie uziomu, jak to zostało przedstawione na rysunku 1.

Rezystancja uziomu zmierzona w takich warunkach może być miarą przydatności uziomu tylko w zakresie częstotliwości sieciowych, a nie w dziedzinie szybkich udarów prądowych charakterystycznych dla wyładowań atmosferycznych. W literaturze przedmiotu można znaleźć stwierdzenia, że ocena zdolności ochronnej uziemienia za pomocą pomiarów powinna uwzględniać jego właściwości przy przebiegach o parametrach czasowych podobnych do tych, jakie panują podczas rzeczywistego wyładowania [6].

Gdy długość uziomu jest porównywalna z długością fali udaru prądowego, obwód należy traktować, jako linię o stałych rozłożonych. Występowanie tego typu zjawisk skutkuje tym, że uziom o znacznej długości L można podzielić praktycznie na dwie części:

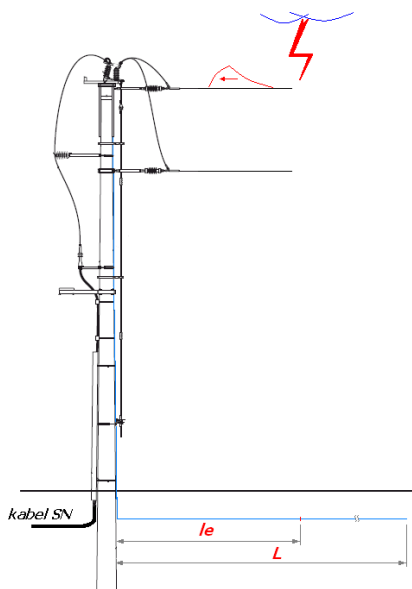
– część efektywną (l_e), która odprowadza prąd do ziemi podczas wyładowania i tym samym ogranicza wartość szczytową udaru,

– część nieefektywną, która nie odprowadza prądu podczas wyładowania do ziemi, a jedynie zmniejsza jego czas do półszczytu [7].



Rys. 1. Impedancja uziomu poziomego w funkcji jego długości przy wymuszeniu sinusoidalnym wolnozmiennym (R) oraz przy wymuszeniu udarami o czasie czoła $4 \mu s$ (Z); na krzywej zaznaczono trójkątem długość efektywną uziomu obliczoną ze wzoru (1) [7]

Z punktu widzenia ochrony przeciwprzepięciowej najważniejszym elementem jest ograniczenie wartości szczytowej napięcia udaru, a więc wykorzystanie długości efektywnej uziomu (rysunek 2).



Rys. 2. Stanowisko słupowe z głowicami kablowymi i uziemieniem [5], gdzie: l_e – efektywna długość uziomu, L – całkowita długość uziomu

Długość efektywna uziomu może być obliczona, jako:

$$l_e = \frac{\pi}{2} \sqrt{\frac{T}{GL}} \quad (1)$$

gdzie: L - indukcyjność jednostkowa uziomu, G - konduktancja jednostkowa uziomu, T - czas czoła udaru.

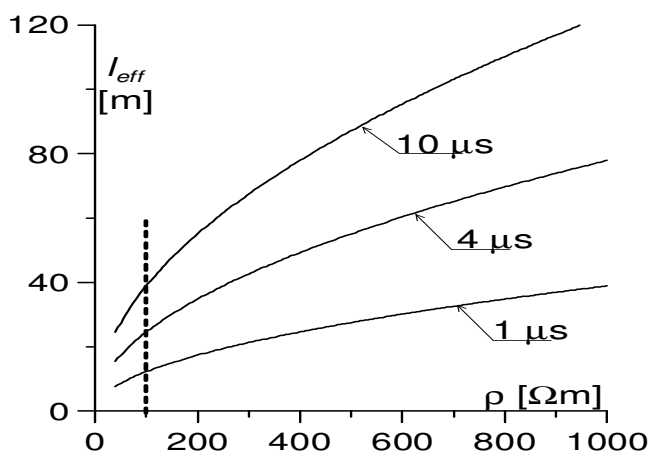
Potwierdzeniem powyższych rozważań są przedstawione na rysunku 1 wyniki obliczeń komputerowych impedancji uziomu poziomego zagrożonego w gruncie o rezystywności $100 \Omega m$ w funkcji jego długości. Przy pomiarach statycznych (częstotliwość zbliżona do sieciowej) rezystancja maleje wraz z wydłużaniem uziomu bez względu na przedział tego wzrostu długości. Otrzymana wartość rezystancji uziomu R wynika z równoległego połączenia coraz większej liczby elementów o określonej rezystancji doziemnej każdego z nich. Przy wymuszeniu prądem udarowym (tutaj udar o czasie czoła $4 \mu s$) spadek impedancji uziomu przez dodawanie liczby elementów jest obserwowany tylko do pewnej długości uziomu zbliżonej do długości efektywnej. Dla analizowanego uziomu jego długość efektywna obliczona za wzoru (2) wynosi $26 m$ i została zaznaczona trójkątem na rysunku 1 [7]. Zamieszczone przebiegi sugerują więc, że wydłużanie uziomu powyżej jego długości efektywnej nie spowoduje obniżania spadku napięcia na uziemiu podczas rozpraszania prądu piorunowego w gruncie.

Zależność (1) można uprościć do postaci (2) dla uziomu pionowego oraz do wyrażenia (3), dla uziomu poziomego umieszczonych w gruncie o rezystywności ρ [8]:

$$l_e = 0,9\sqrt{T \cdot \rho} \quad (2)$$

$$l_e = 1,3\sqrt{T \cdot \rho} \quad (3)$$

Z podanych wzorów, dla prostych układów uziemiających, można w przystępny sposób oszacować efektywną długość uziomu. Zaprezentowane wyrażenia wskazują, że długość efektywna uziomu przy stałej długości czoła udaru zależy od rezystywności gruntu. Na rysunku 3 przedstawiono zmiany długości efektywnej uziomu w funkcji rezystywności gruntu dla udarów o czasach czoła $1, 4$ oraz $10 \mu s$ obliczone z zależności (1).



Rys. 3. Zmiany długości efektywnej uziomu w funkcji rezystywności gruntu dla podanych czasów czoła udarów, linią przerywaną zaznaczono rezystywność $100 \Omega m$

3. WYKORZYSTANIE UZIOMU POZIOMEGO

Wykonanie uziemienia przy stanowiskach słupowych linii napowietrznych nie należy do zadań łatwych. Problem ten

związany jest nie tylko z warunkami terenowymi, ale również wymaganiami elektrycznymi, ponieważ uziemienia te z reguły pełnią dwie role w sieciach elektroenergetycznych: ochronną oraz funkcyjną. Realizując tego typu uziomy w pierwszej kolejności należy spełnić wymogi w zakresie ochrony przeciwporażeniowej, a następnie dążyć się do optymalnej konfiguracji uziomu ze względu na ochronę przeciwprzebiegową.

Często jednak dochodzi do rozbudowania uziomu tylko w jednym kierunku, poprzez ułożenie uziomu poziomo-pionowego w rowie kablowym, tak jak to pokazano na rysunku 1. Prąd udarowy w tego typu uziomach nie ulega rozprzeczaniu w kierunku poprzecznym, z powodu braku odgałęzień, w postaci uziomów poziomo-pionowych w odległości mniejszej niż długość efektywna. Dlatego rozbudowane w jednym kierunku uziomy poziome charakteryzują się większą impedancją – większe spadki indukcyjne, wyjście poza długość efektywną [6, 7].

Powstanie wyładowań łukowych w gruncie z powodu odprowadzania dużej amplitudy fali prądowej do ziemi, skutkuje negatywnym oddziaływaniem na układ izolacyjny kabla, jeżeli kabel jest ułożony blisko uziomu – oddziaływanie łuku elektrycznego na kabel. Dlatego istotne jest, aby pomiędzy bednarką uziemiającą a kablem zachować odpowiednią odległość [11].

Praktyką niedopuszczalną jest układanie bednarki przy kablu na dnie wykopu i zasypanie jej piaskiem podatnym na wyładowania elektryczne. Bednarka powinna znajdować się na dnie wykopu (najlepiej z boku), pod warunkiem, że zostanie przykryta minimum 10 cm warstwą gruntu rodzimego. Co istotne, jeżeli w gruncie rodzimym znajduje się sporo wody (grunty mokre), to proces wyładowań elektrycznych w sposób naturalny zostanie dodatkowo ograniczony. Następnie na tak wykonaną warstwę gruntu rodzimego należy nasypać piasek o grubości 10 cm i dopiero ułożyć kabel. Wówczas odległość bednarki od kabla nie będzie mniejsza niż 20 cm [11]. Bednarkę wzdłuż kabla układa się, jeżeli inwestycja jest realizowana na gruntach o dużej rezystywności po to, aby uzyskać wymaganą wartość rezystancji statycznej uziemienia, mierzoną przy częstotliwości zbliżonej do sieciowej.

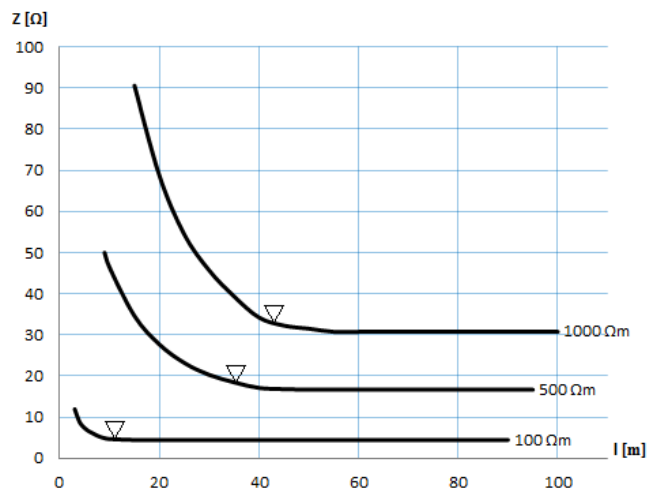
Rezystancja takiego uziomu poziomego może być obliczona jako [10]:

$$R = \frac{\rho}{\pi l} \ln \frac{2l}{d} \quad (4)$$

gdzie ρ oznacza rezystywność gruntu, l – długość uziomu, d – średnicę uziomu, dla bednarki przyjęto pręt zastępczy o średnicy 0,02 m, który zapewnia ekwiwalentną powierzchnię styku z gruntem. W gruntach o rezystywności 100 Ωm rezystancję 10 Ω wymaganą do celów ochrony odgromowej uzyskuje się już dla długości ok. 20 m. W gruntach o większych rezystywnościach, np. 500 Ωm i 1000 Ωm , dla osiągnięcia wymaganej wartości rezystancji już niezbędna jest długość odpowiednio 150 m i 350 m. Tak rozległe systemy uziemiające przewyższają wartości długości efektywnych uziomów przedstawionych na rysunku 3 i nie mogą spełniać swojej roli w układach ochrony odgromowej.

Wpływ długości uziomu na jego impedancję udarową dla gruntów o różnych rezystywnościach został przedstawiony na rysunku 4. Obliczenia w oparciu o symulacje komputerowe zostały przeprowadzone dla czasu czoła udaru 4 μs , który jest najczęściej stosowany

w praktyce pomiarowej uziemień. Z krzywych zamieszczonych na rysunku wynika, że w gruntach o rezystywności około 100 Ωm , wartość impedancji na poziomie 10 Ω może być osiągnięta wyłącznie poprzez umieszczenie bednarki wzdłuż kabla. Dla gruntów o wyższych rezystywnościach należy rozbudować system uziemienia w pobliżu stanowiska z głowicami w celu zapewnienia bezpiecznych warunków pracy głowic.



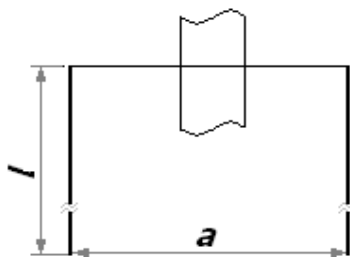
Rys. 4. Impedancja uziomu poziomego w funkcji jego długości pograżonego w gruntach o rezystywnościach 100, 500 i 1000 Ωm mierzona udarami o czasie czoła 4 μs , trójkątami zaznaczono długości efektywne uziomu

4. PRAKTYKA UZIEMIANIA STANOWISK Z GŁOWICAMI KABLOWYMI

W projektach dla stanowisk słupowych z głowicami bez łącznika podstawowym wyznacznikiem jest rezystancja statyczna uziemienia, która powinna wynosić 10 Ω lub mniej, jeżeli na słupie będzie zabudowany łącznik. Natomiast kwestia związana z jego konfiguracją, wymiarem poszczególnych elementów i ich minimalną odległością od kabla SN, jest praktycznie pomijana przez projektantów i pozostawiona kierownikowi robót budowlanych. W takich przypadkach uziemienie zostanie oczywiście przez wykonawcę wykonane zgodnie z wiedzą techniczną i z reguły przy uwzględnieniu istotnego elementu, jakim jest ekonomia, czyli że powinno być tania.

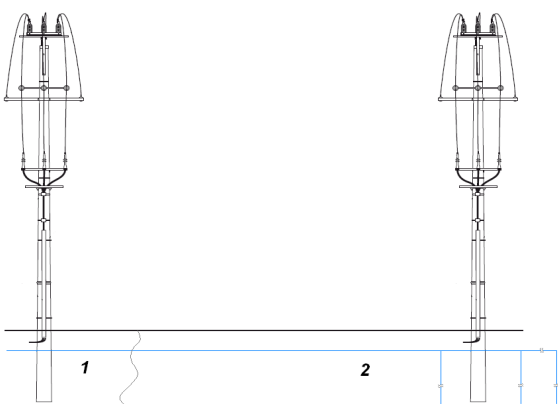
Pierwszym etapem prac związanych z wykonaniem uziemienia przy słupie jest uformowanie otoku o promieniu ok. 1 m. Drugi etap to wykonanie pierwszego uziemienia pionowego, dokładając coraz większą liczbę prętów uziomowych i mierząc każdorazowo wartość rezystancji uziemienia. Brak pozytywnego wyniku pomiaru rezystancji uziemienia, po pogrożeniu pręta w gruncie, powoduje konieczność wykonania drugiego uziomu pionowego. Powstaje jednak pytanie, w jakim miejscu i jak daleko od istniejącego? Najtańszym rozwiązaniem jest wykonanie go po przeciwnej stronie otoku, w odległości 2 m od istniejącego uziemienia pionowego (rys. 5), ale czy takie podejście będzie prawidłowe? Oczywiście, że nie, ze względu na występowanie wzajemnych oddziaływań między uziomami pionowymi. Stosunek a/l długości uziemienia pionowego l do odległości a między nimi powinien wynosić co najmniej 2 [5,9]. Na przykład, jeżeli wykona się jeden uziom pionowy o długości 6 metrów, to następny powinno się wykonać w odległości co najmniej

12 m. Wykonanie pojedynczego długiego uziomu pionowego przyczynia się do rozbudowania całego układu uziomowego, a to z kolei zwiększa koszty. Lepiej więc uziomy pionowe pogrążyć do głębokości ok. 3 m, wtedy następny uziom pionowy będzie można wykonać w odległości 6 m od istniejącego. Wiąże się to oczywiście z koniecznością wyprowadzenia z otoku dodatkowego promienia w formie uziomu poziomego lub nawet kilku promieni. W przypadku konieczności wykonania kilku uziomów pionowych (np. trzech) istotne jest, aby uziom rozbudowywać równomiernie w każdym kierunku, a nie tylko w jednym. Zdaniem autorów, najlepiej wyprowadzić dodatkowe promienie z otoku pod kątem 120° , a nie 90° , ze względu na korzystniejszy współczynnik wykorzystania uziomu o ok. 10%, oczywiście gdy warunki terenowe na to pozwalają.



Rys. 5. Rozmieszczenie uziomów pionowych, l – długość uziomu, a – odległość między uziomami

Innym sposobem na ograniczenie kosztów, przy jednoczesnym spełnieniu wymagań odnośnie rezystancji statycznej, jest łączenie ze sobą uziemień stanowisk słupowych. Praktykę tę stosuje się wówczas, gdy koszty wykonania dwóch oddzielnych uziomów są większe od kosztów ułożenia bednarki między stanowiskami słupowymi. Tego typu praktykę spotyka się również w przypadkach, gdy rezystywność gruntu nie jest jednakowa w miejscach, gdzie mają być posadowione stanowiska słupowe z głowicami kablowymi. Wówczas na gruncie o małej rezystywności wykonuje się uziemienie o wymaganej wartości, a do następnego słupa, oddalonego na przykład o 50 m, wyprowadza się bednarkę i przyłącza do otoku, jak to zostało pokazane na rysunku 6. Praktycznie uziemienie na tym stanowisku nie spełnia swojej roli, jeżeli chodzi o ochronę przeciwprzepięciową izolacji kabla.

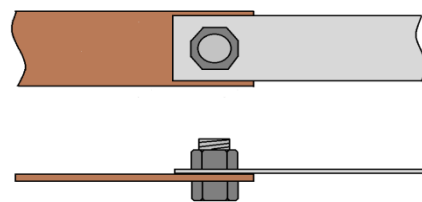


Rys.6. Widok dwóch stanowisk słupowych z głowicami kablowymi, z połączonymi uziemieniami w celu osiągnięcia wymaganej wartości rezystancji uziemienia w gruncie o dużej rezystywności, gdzie: 1 – grunt o dużej rezystywności, 2 – grunt o małej rezystywności [5]

Przekroje poprzeczne poszczególnych elementów uziemienia, zabezpieczające jej warstwy antykorozyjne, jak i elementy służące do ich wzajemnego połączenia ze sobą, powinny spełniać wymogi podane w przedmiotowych normach – niestety nadal jest to tylko teoria. Praktyka terenowa, a więc wnioski z inspekcji przeprowadzanych na budowach linii średniego i niskiego napięcia, przedstawiają rzeczywisty obraz kultury technicznej w zakresie stosowanych materiałów na uziemienia. Poniżej zostaną przedstawione i opisane najczęściej praktykowane przez nieodpowiedzialnych wykonawców sposoby ograniczenia kosztów, poprzez zastosowanie tańszych zamienników materiałowych niezgodnych z normami.

Jednym ze sposobów ograniczenia kosztów związanych z zakupem materiału potrzebnego na wykonanie uziemienia jest łączenie ze sobą w ziemi dwóch różnych taśm uziemiających (bednarek). Elementy widoczne układu uziemiającego wykonane są z taśmy uziemiającej o wymaganym przekroju np. 30×4 mm i powłoce ochronnej np. miedziowanej. Połączenie ze sobą dwóch różnych taśm uziemiających realizowane jest z reguły z pomocą pojedynczej śruby i nakrętki, tak jak to przedstawiono na rysunku 7. Z praktyki terenowej wynika, że prawie zawsze przy tego typu połączeniach brak jest: dwóch podkładek płaskich i jednej sprężynowej, zaś średnica zastosowanej śruby bywa różna, a o zabezpieczeniu antykorozyjnym lepiej nie wspominać.

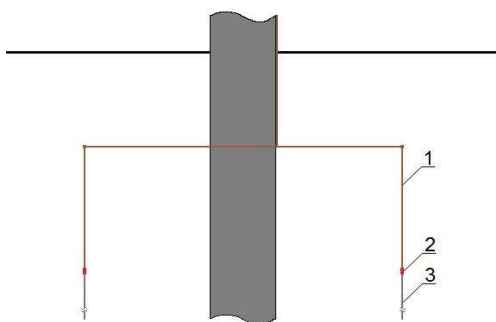
Warto przy tej okazji nadmienić, że w liniach średniego i niskiego napięcia połączenie śrubowe poszczególnych elementów uziemienia, powinno być realizowane za pomocą: dwóch śrub o średnicy minimum 10 mm, czterech podkładek płaskich i dwóch sprężynowych, a połączenie należy zabezpieczyć przed korozją, np. za pomocą masy asfaltowej. Oczywiście wymiary drugiej taśmy uziemiającej ulegają zmniejszeniu np. do 25×3 mm. Poza tym, powłoka antykorozyjna taśmy jest cynkowa lub nawet nie ma jej wcale, zastosowana jest taśmą ze stali czarnej. Przy bezpośrednim połączeniu taśmy uziemiającej miedziowanej z ocynkowaną (ich bezpośredniego styku ze sobą) inicjuje się dodatkowo proces korozji galwanicznej, wynikającej z różnicy potencjału elektrochemicznego obu powłok ochronnych taśm.



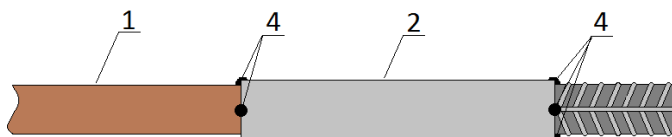
Rys. 7. Stosowane połączenie śrubowe taśm uziemiających
a) widok z góry, b) widok z boku

Drugi ze sposobów ograniczenia kosztów związanych z zakupem materiału potrzebnego na wykonanie uziemienia, jest stosowany przez bardziej doświadczonych „graczy w tej dziedzinie”. Doświadczeni nierzetelni wykonawcy mają świadomość, że nadgorliwi kontrolujący sprawdzają zastosowany materiał na uziemienie, ale z reguły do głębokości uziemienia poziomego, np. w postaci otoku. Dlatego zamienniki materiałowe stosują głębiej, a więc tylko w uziemieniu pionowym, tak jak to przedstawiono na rysunku 8, na głębokości ok. 2 m.

Jak już wcześniej wspomniano uziemienie do głębokości ok. 2 metrów, a więc do końca długości pierwszego pręta od uziemienia poziomego jest wykonane prawidłowo. Dopiero od tego miejsca w głąb gruntu bywa stosowany zamiennik ze stali czarnej, z reguły w postaci pręta zbrojeniowego o wymaganej średnicy. Połączenie ze sobą dwóch różnych prętów, jest realizowane za pomocą kawałka rurki, w którą wsunięte są pręty, tak jak to przedstawiono na rysunku 9. Przy czym, można wyróżnić połączenia: wciskane i wciskano-spawane – z spoiną punktowo-pachwinową. Warto pamiętać, że połączenia spawane w uziemieniach linii średniego i niskiego napięcia uznaje się za prawidłowo wykonane, jeżeli grubość przekroju spoiny będzie wynosiła minimum 3 mm, a jej długość 210 mm. Połączenie należy zabezpieczyć przed korozją na przykład poprzez zastosowanie masy asfaltowej.



Rys. 8. Stosowane „spawane” lub wciskane połączenia prętów uziemiających, gdzie: 1 – część pozioma i pionowa uziemienia wykonana z prawidłowego materiału, 2 – element łączeniowy, 3 – pręt zbrojeniowy



Rys. 9. Sposób wykonania połączenia prętów od uziemienia pionowego, gdzie: 1 – pręt uziemienia pionowego prawidłowy, 2 – tulejka, 4 – spawy punktowo-pachwinowe

5. WNIOSKI KOŃCOWE

O zapewnieniu skutecznej ochrony od przepięć decyduje wiele czynników, a jednym z nich jest poprawne wykonanie uziemienia, nie tylko pod względem wartości jego rezystancji statycznej, ale również układu przestrzennego oraz odległości pomiędzy poszczególnymi elementami uziomu, co ma na celu uwzględnienie zjawisk fizycznych, jakie zachodzą w uziemieniu podczas odprowadzania prądów piorunowych. Dopiero po spełnieniu

tych trzech wymogów, można mieć pewność, że uziom będzie spełniał poprawnie swoje zadanie.

Duża odpowiedzialność pod tym względem spoczywa na kierownikach robót budowlanych, a przede wszystkim inspektorach nadzoru inwestorskiego reprezentujących interesy inwestora na budowie. Dlatego tak istotne jest, aby wiedza na ten temat była powszechnie znana. I nie chodzi tutaj wcale o to, aby uziomy wykonywać według precyzyjnych wyliczeń, ale o to, by zachować „odpowiedni rozsądek techniczny”, a nie dążyć wyłącznie do obniżenia kosztów. Kosztów, które w czasie eksploatacji, z powodu konieczności wymiany kabla czy głowicy kablowej i odszkodowań dla odbiorców, mogą znacznie przekroczyć nakłady poniesione na poprawne wykonanie uziemienia.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Ograniczniki niskiego i średniego napięcia, Poradnik Grupy Apator S.A. 2011.
2. Jabłoński W., Uziemienia w sieciach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, Poradnik INPE dla elektryków, zeszyt nr 12, Wydawnictwo SEP-COSiW, Warszawa 2006.
3. Szpor S.: "Ochrona odgromowa", WNT, Warszawa, 1973-78
4. Nowak W., Identyfikacja narażeń przepięciowych układów elektroenergetycznych wysokich napięć przy wyładowaniach atmosferycznych, Rozprawy monograficzne 139, Wydawnictwo Uczelniane AGH, Kraków 2005.
5. Katalog do projektowania, stanowiska słupowe ze zejściami kablowymi, opracowany rozpowszechniany przez ZPUE Włoszczowa S.A. Włoszczowa 2010.
6. Wojtas S., Wołoszyk M.: Ocena uziemień odgromowych według aktualnych przepisów normalizacyjnych, VI Krajowa Konferencja N-T "Urządzenia Piorunochronne w Projektowaniu i Budowie, SEP Kraków, 20.10.2012.
7. Wojtas S., Lightning impulse efficiency of horizontal earthings, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 10b, 2012.
8. Łoboda M., Udarowe właściwości uziemień ochrony odgromowej obiektów budowlanych i elektroenergetycznych, WPW, Warszawa 2000.
9. Wołkowiński K., Uziemienia urządzeń elektroenergetycznych, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 1967.
10. Markowska R., Sowa A., Ochrona odgromowa obiektów budowlanych, Dom Wydawniczy MEDIUM, Warszawa 2009.
11. Wytyczne projektowania, Linie kablowe średniego i niskiego napięcia z zastosowaniem kabli elektroenergetycznych o żyłach miedzianych, opracowane przez EnergoLinie Poznań, rozpowszechniane przez Polskie Centrum Rozwoju Miedzi, Wrocław 2004.

EARTHINGS OF POLE STANDS WITH CABLE TERMINATIONS

The work includes extensive discussion and comparison of the static and impulse properties of the earthing system used in the power surge protection system. The final chapters deal with the design of earthing systems from the point of view of effectiveness in the overvoltage protection system and provide a number of guidelines for the proper selection and construction of earthing pole stands for cable terminations. The errors made during the earthing phase were also indicated.

Keywords: earthing, cable termination, pole stand with cable terminations.

**SPONSOR
STRATEGICZNY**



**PARTNER
MERYTORYCZNY**



SPONSORZY I PARTNERZY

