



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

DZIEDZINA: NAUK INŻYNIERYJNO-TECHNICZNYCH

DYSCYPLINA: AUTOMATYKA, ELEKTRONIKA, ELEKTROTECHNIKA
I TECHNOLOGIE KOSMICZNE

ROZPRAWA DOKTORSKA

Analiza czynników determinujących rozptyw prądu
zwarcia dla oceny bezpieczeństwa porażeniowego
w stacji elektroenergetycznej

Autor: mgr inż. Jakub Szymon Gajdzica

Promotor rozprawy: dr hab. inż. Wiesław Nowak, prof. AGH
Promotor pomocniczy: dr inż. Rafał Tarko

Praca wykonana:
Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie
Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki

Kraków, 2023



AGH UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY

FIELD OF SCIENCE: ENGINEERING AND TECHNOLOGY

SCIENTIFIC DISCIPLINE: AUTOMATION, ELECTRONIC, ELECTRICAL
ENGINEERING AND SPACE TECHNOLOGIES

DOCTORAL THESIS

Analysis of factors determining the short-circuit
current distribution for assessment of electric shock
safety at the substation

Author: mgr inż. Jakub Szymon Gajdzica

First supervisor: dr hab. inż. Wiesław Nowak, prof. AGH
Assisting supervisor: dr inż. Rafał Tarko

Completed in:
AGH University Science and Technology
Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and
Biomedical Engineering
Department of Electrical and Power Engineering

Krakow, 2023

*Składam serdeczne podziękowania
Panu dr. hab. inż. Wiesławowi Nowakowi
za inspirację do podjęcia tematu rozprawy oraz
cenne uwagi i nieocenioną pomoc w jej realizacji.*

*Dziękuję Panu dr. inż. Rafałowi Tarko
za wieloletnią współpracę, przekazaną wiedzę
oraz wsparcie i motywowanie do pracy.*

*Dziękuję Rodzicom i Rodzinie,
za możliwość zdobycia wykształcenia, mobilizację i wsparcie!*

*Dziękuję mojej Kochanej Żonie Karolinie,
za trud dnia codziennego, nieustające wsparcie,
podnoszenie na duchu i cierpliwość.
Dziękuję za miłość i wyrozumiałość!*

*Dziękuję również Wszystkim tym, dzięki którym miałem
możliwość realizacji tej pracy.*

Streszczenie

Elektroenergetyka od początku swojej historii zmagą się z problemami i wyzwaniem technicznymi. Proces transformacji ekologicznej dostarcza nowych wyzwań technologicznych dla prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jednak stale najważniejszym z nich jest zapewnienie bezpieczeństwa porażeniowego podczas normalnej jak i zakłóceniewej pracy systemu.

Ze względu na połączenie punktu neutralnego sieci wysokiego napięcia z ziemią występujące podczas zwarcć doziemnych w sieci prądy, mogą osiągać znaczne wartości. Przyczynia się to do wystąpienia zagrożenia porażeniowego, które ma miejsce nie tylko na terenie stacji elektroenergetycznej, ale również w pobliżu wszystkich uziemionych elementów urządzeń.

Wartość napięcia uziomowego wywołanego przepływem części prądu zwarcia do uziomu stacji elektroenergetycznej stanowi kryterium decydujące o skali zagrożenia porażeniowego. Wartość tego prądu nie jest bezpośrednio mierzalna, a na jego rozpliw mają wpływ wszystkie elementy połączone z uziomem stacji, takie jak punkty neutralne transformatorów, przewody odgromowe linii napowietrznych i żyły powrotne kabli elektroenergetycznych oraz konstrukcje wsporcze tych elementów. W związku z tym wyznaczenie wartości prądu wpływającego do uziomu stacji jest zagadnieniem skomplikowanym.

Głównym celem badań niniejszej rozprawy było opracowanie zaawansowanej metody symulacyjnej, dzięki której możliwe jest wyznaczenie rozpliwu prądu zwarcia doziemnego w stacji elektroenergetycznej. Stanowi to podstawę do kompleksowego określenia bezpieczeństwa porażeniowego zarówno na terenie stacji elektroenergetycznej jak i w jej otoczeniu.

Abstract

The power engineering sector has been struggling with technical problems and challenges since the beginning of its history. The process of ecological transformation creates new technological challenges for the proper operation of the electric power system, but consistently the most important one is to ensure shock safety during normal as well as disturbance operation of the power system.

Due to the connection of the neutral point of the high-voltage network to earth, the currents that occur during earth faults in the network, can reach significant values. This results in an electric shock hazard, which occurs not only in the substation area, but also in the vicinity of all earthed elements of the equipment.

The value of the earth voltage caused by a part of the short-circuit current flowing into the substation's earthing system is a criterion that determines the magnitude of the shock hazard. The value of this current is not directly measurable, and its distribution is influenced by all elements connected to the substation earthing, such as the neutral points of transformers, earthing conductors of overhead lines and power cables metallic sheath, as well as the support structures of these elements. Therefore, the determination of the value of the current flowing into the substation earthing system is a complex issue.

The main aim of the research of this thesis was to develop an advanced simulation method to determine the earth fault current distribution in a substation. This provides the basis for a comprehensive determination of shock hazard safety both at the substation and in its surroundings.

Spis treści

Wykaz ważniejszych oznaczeń i skrótów	8
1. Wstęp	10
1.1 Teza i cel rozprawy	10
1.2 Zakres rozprawy	11
2. Problemy zagrożenia porażeniowego w stacjach elektroenergetycznych wysokich napięć	14
2.1 Oddziaływanie prądu elektrycznego na człowieka	14
2.2 Ocena zagrożenia porażeniowego w stacjach elektroenergetycznych wysokich napięć	17
2.3 Czynniki determinująca rozptyw prądu zwarcia w stacjach elektroenergetycznych wysokich napięć	20
3. Model stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia do analizy rozptywu prądu zwarcia	25
4. Model elektromagnetyczny układu uziomowego stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia	28
4.1. Wprowadzenie	28
4.2. Metoda prądów symulowanych	29
4.3. Wyznaczenie rezystancji uziomu	32
4.4. Wyznaczenie potencjału w otoczeniu uziomu	38
5. Analiza modeli transformatorów do wyznaczania rozptywu prądu zwarcia w stacjach elektroenergetycznych	42
5.1. Wprowadzenie	42
5.2. Model transformatora trójzwojeniowego	44
5.2.1. Impedancja transformatora dla prądów powrotnych do połączonych punktów neutralnych transformatora	50
5.2.2. Impedancja transformatora dla prądów powrotnych w przypadku odłączonego punktu neutralnego strony L	51
5.2.3. Impedancja transformatora dla prądów powrotnych w przypadku odłączonego punktu neutralnego strony H	52
5.3. Model transformatora dwuuzwojeniowego	53
5.4. Analiza porównawcza modeli transformatorów trójzwojeniowych	55
5.5. Analiza porównawcza modeli transformatorów dwuuzwojeniowych	61
6. Analiza modeli napowietrznych linii elektroenergetycznych do wyznaczania rozptywu prądu zwarcia w stacjach elektroenergetycznych	63
6.1. Wprowadzenie	63
6.2. Modele jednorodnych linii napowietrznych	64
6.2.1. Linie z dwoma przewodami odgromowymi	64
6.2.2. Linie z jednym przewodem odgromowym	69
6.2.3. Linie odłączone od rozdzielni	72

6.3.	Wielofazowe modele linii napowietrznych	74
6.3.1.	Ogólne założenia modeli	74
6.3.2.	Wyznaczanie macierzy jednostkowych	75
6.3.3.	Algorytm tworzenie modeli niejednorodnej struktury napowietrznej linii elektroenergetycznej	79
6.3.4.	Przykład analizy z użyciem modelu niejednorodnej struktury napowietrznej linii elektroenergetycznej	84
7.	Analiza modeli kablowych linii elektroenergetycznych do wyznaczenia rozprywu prądu zwarcia w stacjach elektroenergetycznych	90
7.1.	Wprowadzenie	90
7.2.	Wyidealizowane modele jednorodnych struktur linii kablowych	92
7.2.1.	Linie kablowe wysokich napięć	92
7.2.2.	Linie kablowe średnich napięć	100
7.3.	Wielofazowe modele linii kablowych	102
7.3.1.	Ogólne założenie modeli	102
7.3.2.	Wyznaczanie macierzy jednostkowych linii kablowych	103
7.3.3.	Algorytm tworzenia modelu kablowej linii elektroenergetycznej wysokiego napięcia	106
7.3.4.	Algorytm tworzenia modelu kablowej linii elektroenergetycznej średniego napięcia	111
7.3.5.	Przykłady analiz z użyciem wielofazowych modeli kablowych linii elektroenergetycznych	112
8.	Badania i analiza skutków rozprywu prądu zwarcia w rzeczywistej stacji elektroenergetycznej WN/SN	119
8.1.	Przedmiot badań	119
8.2.	Analiza rozprywu prądów zwarć jednofazowych w stacji K	126
8.3.	Analiza rozprywu prądów zwarciowych w liniach napowietrznych 110 kV	130
8.4.	Analiza napięć dotykowych na terenie stacji K	133
8.5.	Wynoszenie napięcie ze stacji K do sieci wysokiego i średniego napięcia	136
8.6.	Analiza rozprywu prądu zwarcia w stacji K według metod normatywnych	140
9.	Podsumowanie	148
	Załącznik – metoda obliczania parametrów transformatorów	150
	Bibliografia	163

Wykaz ważniejszych oznaczeń i skrótów

I_{0L}	– składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych dopływających do miejsca zwarcia linią napowietrzną
I_{0K}	– składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych dopływających do miejsca zwarcia linią kablowa
I_{0T}	– składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych dopływających do miejsca zwarcia od punktu gwiazdowego transformatora
I_E	– prąd wpływający do uziomu stacji
I'_E	– prąd wpływający do układu uziomowego stacji
I_F	– prąd jednofazowego zwarcia doziemnego
I_K	– prąd zwarciovowy odpływający do żył powrotnych linii kablowej
I_{Kwn}	– prąd zwarciovowy odpływający do żył powrotnych linii kablowej wysokiego napięcia
I_{Ksn}	– prąd zwarciovowy odpływający do żył powrotnych linii kablowej średniego napięcia
I_L	– prąd zwarciovowy odpływający do przewodów odgromowych linii napowietrznej
I_N	– prąd zwarciovowy odpływający do punktu gwiazdowego transformatora
k_{RL}	– zespolony współczynnik rozptywowy linii napowietrznej
k_{RK}	– zespolony współczynnik rozptywowy linii kablowej
l	– długość przęsła linii napowietrznej
l_C	– długość linii kablowej
l_p	– liczba podziału odcinka uziomu
n	– liczba słupów linii napowietrznej lub stacji SN/nn
r_L	– współczynnik redukcyjny przewodów odgromowych linii napowietrznej
r_K	– współczynnik redukcyjny żył powrotnych linii kablowej
R_B	– rezystancja uziomu stacji elektroenergetycznej SN/nn
R_E	– rezystancja uziomu stacji elektroenergetycznej WN
R_T	– rezystancja uziemienia słupa linii napowietrznej
R_U	– obliczona (lub wyznaczona metodą MPS) rezystancja uziomu
t_F	– czas przepływu prądu rażeniowego, czas trwania zwarcia doziemnego
U_1, \dots, U_n	– napięcia węzłowe
U_D	– napięcie dotykowe
U_E	– napięcie uziomowe
U_N	– napięcie znamionowe sieci
U_{Tp}	– dopuszczalne napięcie dotykowe

V_U	– potencjał w otoczeniu uziomu
Z_E	– impedancja układu uziomowego
Z_o	– impedancja własna przewodu odgromowego linii napowietrznej
Z_{oo}	– impedancja wzajemna przewodów odgromowych linii napowietrznej
Z_p	– impedancja własna żył powrotnych linii kablowej wysokiego, średniego napięcia
Z'_p	– jednostkowa impedancja własna żył powrotnych linii kablowej wysokiego, średniego napięcia
Z_{pp}	– uśredniona impedancja wzajemna żył powrotnych linii kablowej średniego napięcia
Z_K	– impedancja drogi ziemnowrotnej linii kablowej dla prądów zwarciovych
Z_L	– impedancja drogi ziemnowrotnej linii napowietrznej dla prądów zwarciovych
Z_N	– impedancja dla prądu powrotnego do połączonych punktów neutralnych strony H i L transformatora trójzwojowego
$Z_N^{(2)}$	– impedancja dla prądu powrotnego do punktu neutralnego transformatora dwuzwojowego
Z_{NH}	– impedancja dla prądu powrotnego transformatora trójzwojowego dla odłączonego punktu neutralnego strony L
Z_{NL}	– impedancja dla prądu powrotnego transformatora trójzwojowego dla odłączonego punktu neutralnego strony H
$Z_{\infty L}$	– zespolona impedancja ekwiwalentna przewodów odgromowych linii napowietrznej
$Z_{\infty K}$	– zespolona impedancja ekwiwalentna żył powrotnych linii kablowej
ρ	– rezystywność gruntu
<i>BEB</i>	– układ linii kablowej z jednostronnym uziemieniem żył powrotnych kabla (<i>Both-Ends Bonding</i>)
<i>CB</i>	– układ linii kablowej z krzyżowaniem żył powrotnych kabla (<i>Cross Bonding</i>)
<i>ECC</i>	– kabel ECC (Earth Continuity Conductor)
<i>MES</i>	– Metoda Elementów Skończonych
<i>MPS</i>	– Metoda Prądów Symulowanych
<i>SPB</i>	– układ linii kablowej z obustronnym uziemieniem żył powrotnych kabla (<i>Single-Point Bonding</i>)

1 Wstęp

1.1. Teza i cel rozprawy

Od początku swojej historii elektroenergetyka zmagą się z wieloma problemami oraz wyzwaniem technicznymi. Obok nowych wyzwań, wynikających z szeroko rozumianego procesu transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej, nie mniej istotne pozostają tradycyjne już zagadnienia, jakimi są niezawodna i efektywna ekonomicznie dostawa energii do odbiorców końcowych. Wymaga to rozwiązywania wielu problemów o złożonym charakterze w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Wśród nich jednym z istotniejszych jest zapewnienie bezpieczeństwa porażeniowego, zarówno podczas normalnej eksploatacji układów elektroenergetycznych, jak i w stanach zakłóceń, szczególnie podczas występowania zwarć.

W sieciach elektroenergetycznych wysokich napięć, ze względu na bezpośrednie połączenie z ziemią ich punktów neutralnych, prądy zwarć jednofazowych mogą osiągać znaczne wartości. Jest to przyczyną zagrożenia porażeniowego, które może wystąpić zarówno w otoczeniu konstrukcji wsporczych linii napowietrznych, jak i na terenie stacji elektroenergetycznych.

Wielkością decydującą o skali zagrożenia porażeniowego na terenie stacji elektroenergetycznej jest wartość napięcia uziomowego, będącego spadkiem napięcia na rezystancji uziomu stacji, wywołanego przepływem części prądu zwarcia wpływającego do tego uziomu. Wartości napięć uziomowych stanowią podstawę oceny zagrożenia porażeniowego i do ich określenia niezbędna jest znajomość zarówno wartości rezystancji uziemienia, jak i rozpręgu prądu zwarcia.

W bilansie rozpręgu prądu zwarcia w stacji elektroenergetycznej biorą udział wszystkie elementy połączone z uziomem stacji, a więc punkty neutralne transformatorów, przewody odgromowe linii napowietrznych i żyły powrotne kabli elektroenergetycznych. Połączenie tych elementów z uziomem stacji jest także przyczyną przeniesienia napięcia uziomowego poza jej obszar na uziomy innych stacji i słupy linii. Tak rozbudowany układ połączeń uziomów powoduje, że określenie części prądu wpływającego do uziomu stacji jest zagadnieniem złożonym.

Ważność powyższych zagadnień oraz jednocześnie brak uznanych i zaawansowanych metod wyznaczania rozpliwów prądów zwarć jednofazowych w stacjach elektroenergetycznych, stanowił motywację do podjęcia badań w tym obszarze. W rozprawie sformułowano następującą tezę:

Poprawna ocena bezpieczeństwa porażeniowego w stacjach elektroenergetycznych uwarunkowana jest zastosowaniem zaawansowanych modeli elementów układu elektroenergetycznego determinujących rozpliw prądu zwarcia jednofazowego oraz metod jego wyznaczania.

Głównym celem badań, których wyniki przedstawiono w niniejszej rozprawie, było opracowanie zaawansowanej metody symulacyjnej wyznaczania rozpliwu prądu zwarcia doziemnego, pozwalającej na kompleksowe określenie zagrożenia porażeniowego, nie tylko na terenie stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia dotkniętej zakłóceniem, ale również poza jej obszarem. Realizacja założonego celu wymagała opracowania modeli cząstkowych poszczególnych elementów układu elektroenergetycznego i określenia wpływu ich parametrów na rozpliw prądu zwarcia w sieci elektroenergetycznej. Zaproponowana metoda została wykorzystana do analiz stanów zwarcia w rzeczywistej sieci elektroenergetycznej, a uzyskane wyniki prądów zwarcia i napięć uziomowych porównano z wynikami otrzymanymi na podstawie obliczeń przeprowadzonych zgodnie z obowiązującymi zaleceniami normatywnymi.

Rozprawa stanowi istotny wkład w dziedzinie modelowania i analizy układów elektroenergetycznych w zakresie zwarcia stanów zakłóceń i towarzyszących im zagrożeń porażeniowych.

1.2. Zakres rozprawy

Treść pracy zawarto w ośmiu rozdziałach oznaczonych numerami 2÷9. W rozdziale 2 przedstawiono problematykę oddziaływania prądu elektrycznego na ciało człowieka i wynikające z niego dopuszczalne wartości napięć i prądów rażeniowych zapewniających wymagany poziom bezpieczeństwa. W oparciu o obowiązujące uwarunkowania normatywne przedstawiono metodykę wyznaczania rozpliwu prądu zwarcia, będącego jednym z niezbędnych etapów dla oceny zagrożenia porażeniowego na terenie stacji elektroenergetycznej. Na podstawie przeglądu literatury omówiono również historyczny rozwój metod wyznaczania rozpliwu prądu zwarcia w elementach sieci elektroenergetycznej i omówiono czynniki determinujące ten rozpliw. Wskazano na konieczność właściwego odwzorowania takich elementów jak linie napowietrzne i kablowe, transformatory oraz układ uziomowy stacji elektroenergetycznej.

W rozdziale 3 zaprezentowano uogólniony model stacji elektroenergetycznej, wraz z grupami elementów do niego przyłączonych (modele uziomu stacji, modele transformatorów oraz modele linii napowietrznych i kablowych). Zaprezentowany model przedstawia ideę opracowanej w ramach niniejszej rozprawy metody symulacyjnej do analizy rozptyłu prądu zwarcia w stacji elektroenergetycznej dla wyznaczenia zagrożenia porażeniowego w stacji i elementach do niej przyłączonych.

W kolejnych rozdziałach przedstawiono sposoby odwzorowania poszczególnych elementów stacji elektroenergetycznej, takich jak uziom stacji (rozdział 4), transformatory (rozdział 5), napowietrzne (rozdział 6) i kablowe (rozdział 7) linie elektroenergetyczne.

W rozdziale 4 przedstawiono sposób odwzorowania układu uziomowego stacji. W oparciu o analizę pola elektrycznego w otoczeniu elektrod układu uziomowego i metodę prądów symulowanych, przedstawiono sposób wyznaczania rezystancji złożonych struktur układów uziomowych. Dokonano analizy wpływu zastosowanych uproszczeń modelu na dokładność otrzymanych wyników wartości rezystancji uziomu. Ponadto opracowaną metodę modelowania uziomu wykorzystano do wyznaczania rozkładu potencjału w gruncie otaczającym uziomu oraz na tej podstawie do wyznaczania rozkładu napięcia dotykowego na terenie stacji.

W rozdziale 5 zaprezentowano sposoby odwzorowania transformatorów energetycznych pracujących w stacjach elektroenergetycznych wysokich napięć. Sformułowano równania matematyczne opisujące modele transformatorów, umożliwiające określenie impedancji transformatora na drodze powrotnej przepływu prądu zwarciovego przez uziemiony punkt gwiazdowy. Modele te poddano następnie analizie porównawczej z modelami dostępnymi w stosowanym przez autora programie symulacyjnym EMTP-ATP (ElectroMagnetic Transients Program w wersji Alternative Transients Program).

W rozdziale 6 przedstawiono uproszczone modele matematyczne napowietrznych linii elektroenergetycznych. Analizy sformułowanych modeli matematycznych, dla wyznaczenia impedancji linii na drodze powrotnej przepływu prądu zwarciovego, zostały przedstawione dla modeli uproszczonych, uwzględniających ilość przewodów odgromowych oraz torów roboczych linii. W dalszej części rozdziału 6 zaprezentowano algorytm tworzenia rozbudowanych struktur wielofazowych linii napowietrznych z wykorzystaniem modeli dostępnych w programie EMTP-ATP. W rozdziale tym przedstawiono również przykład wieloparametrycznej analizy rozptyłu prądu zwarciovego w linii napowietrznej o niejednorodnej strukturze.

W rozdziale 7 przedstawiono analogiczne jak w rozdziale 6 rozważania, jednak dotyczące linii kablowych wysokich i średnich napięć. Podobnie jak w przypadku linii napowietrznych, również dla linii kablowych, opracowano wyidealizowane modele struktur jednorodnych do badania impedancji dróg ziemnopowrotnych oraz modele wielofazowe mające zastosowanie do analizy rozptyłu prądów zwarciovych w rzeczywistych sieciach elektroenergetycznych, w których występują tego typu linie.

W rozdziale 8 przedstawiono wykorzystanie opracowanej w ramach niniejszej dysertacji metody symulacyjnej wyznaczania rozptywu prądu zwarcia doziemnego w stacji elektroenergetycznej do analizy skutków zwarcia w rzeczywistej sieci. W badaniach przeanalizowano wpływ rozbudowy sieci elektroenergetycznej WN na występujące w niej zagrożenie porażeniowe. Przedstawiono rozptyw prądu zwarcia jednofazowego, zarówno w badanej stacji, jak również w przyłączonych do niej napowietrznych liniach elektroenergetycznych wysokiego napięcia. W oparciu o elektromagnetyczny model układu uziomowego stacji wyznaczono rozkłady napięć dotykowych na jej terenie. Metoda symulacyjna umożliwiła także zbadanie skutków rozptywu prądu zwarcia w zasilanej z tej stacji sieci średniego napięcia. Wyniki otrzymanych analiz zwarciovych porównano z wynikami otrzymanymi za pomocą obliczeń wykonanych zgodnie z obowiązującymi normami.

Podsumowanie rozprawy zawarto w rozdziale 9.

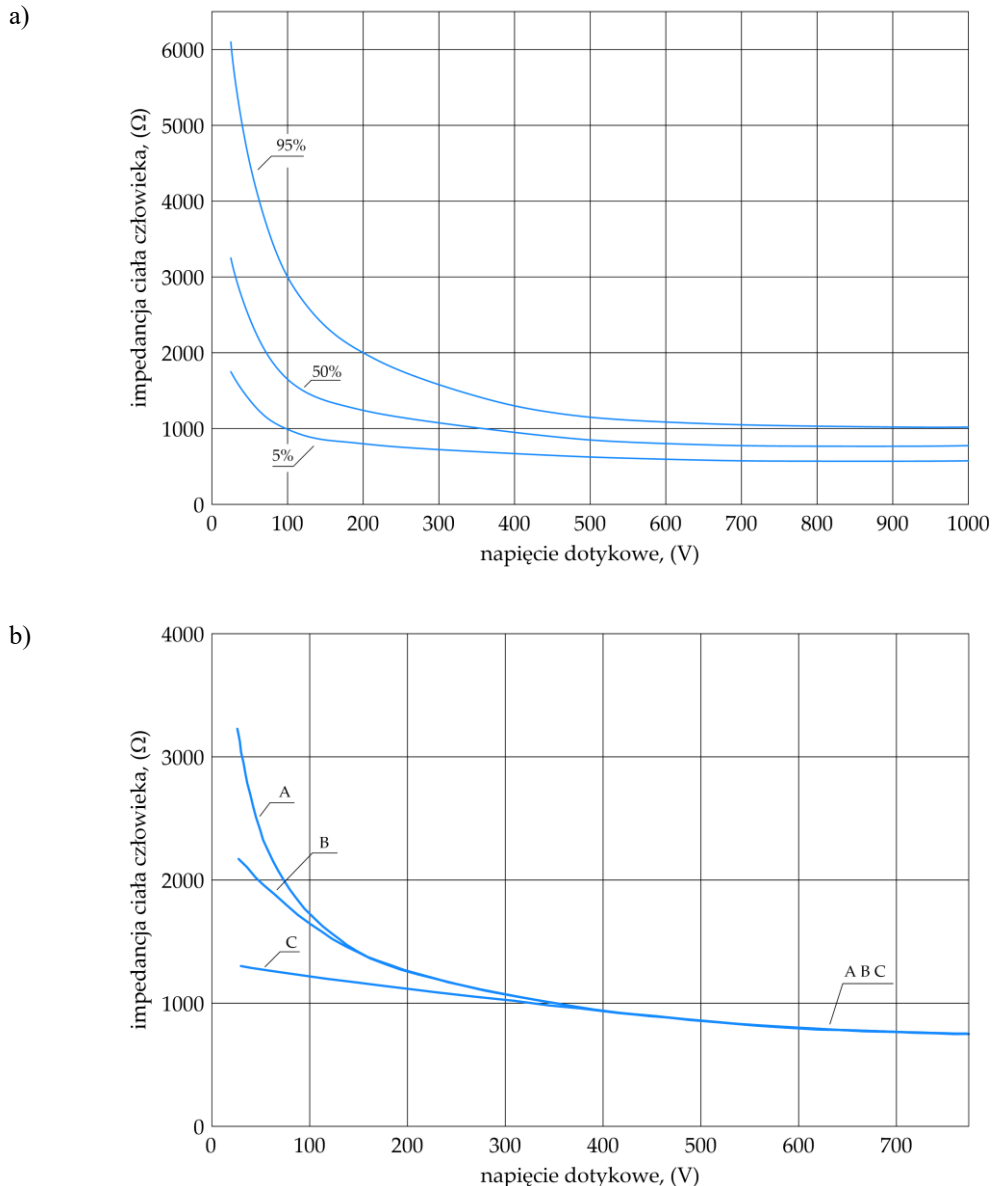
2 Problemy zagrożenia porażeniowego w stacjach elektroenergetycznych wysokich napięć

2.1. Oddziaływanie prądu elektrycznego na organizm człowieka

Ugruntowane już pod koniec XIX w. teoretyczne i eksperymentalne podstawy elektrotechniki, nie obejmowały jednak w wyczerpującym stopniu wiedzy o wpływie prądu elektrycznego na organizm człowieka, a źródłem wiedzy na ten temat były nieliczne doświadczenia przeprowadzane na zwierzętach oraz osobach dotkniętych porażeniem elektrycznym. Za prekursora badań związanych z elektropatologią uznaje się wiedeńskiego profesora nauk medycznych S. Jellinka [82, 120], który na początku XX w. opublikował pierwszy podręcznik dla inżynierów i lekarzy [81], dotyczący działania prądu elektrycznego na ciało człowieka.

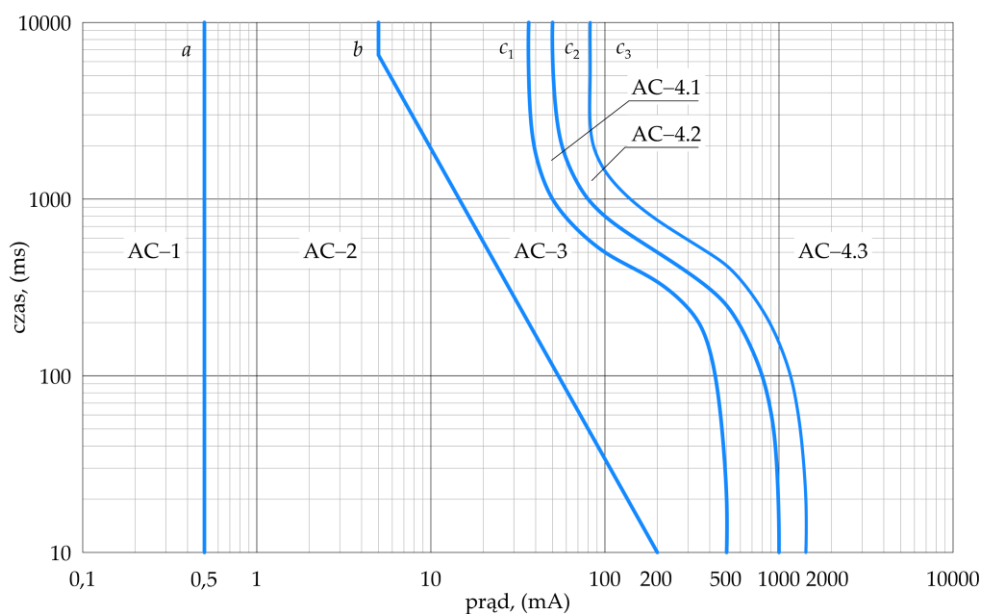
Jednym z pierwszych, a zarazem podstawowych obszarów badań zagrożenia porażeniowego była impedancja organizmu ludzkiego. Ciało człowieka pod względem elektrycznym nie stanowi struktury jednorodnej [10, 20, 52, 53, 149], a jego impedancja ma charakter losowy i uwarunkowana jest czynnikami środowiskowymi (rys. 2.1). Zagadnieniom tym poświęcano również wiele uwagi w Polsce [56, 57, 59, 60]. Opublikowane w 1934 r. przez H. Freibergera [51] badania eksperymentalne usystematyzowały wcześniejsze prace innych badaczy [58], a także wykazały, że organy wewnętrzne człowieka mają charakter rezystancyjny, natomiast skóra ma charakter rezystancyjno-pojemnościowy. Te pionierskie prace były podstawą badań eksperymentalnych C. F. Dalziela [36, 39], które z kolei umożliwiły określenie reprezentatywnych wartości impedancji ciała człowieka. Późniejsze badania oddziaływania prądu elektrycznego na organizm ludzki [23, 27, 43, 65, 92, 143] przyczyniły się do uszczegółowienia schematu zastępczego impedancji ciała człowieka, zaproponowanego przez G. Biegelmeiera [11] w postaci szeregowo połączonych impedancji skóry oraz impedancji wewnętrznej.

Pierwsze systematyczne badania skutków przepływu prądu przez organizm ludzki zaczęto przeprowadzać dopiero na przełomie lat 50. i 60. ubiegłego wieku [35, 37]. Stwierdzono również wówczas, że wiele wypadków z udziałem prądu elektrycznego ma miejsce podczas występowania zwarć doziemnych, co skupiło uwagę badaczy na tematyce ochrony przeciwporażeniowej [14, 33, 38] i zagadnieniach projektowania oraz eksploatacji układów uziomowych [34].



Rys. 2.1. Zależności impedancji ciała człowieka od napięcia dotykowego (razeniowego) przy przepływie prądu o częstotliwości 50/60 Hz na drodze ręka – ręka [69] w warunkach: a) suchych: 5%, 50%, 95% – udział populacji nie przekraczającej wartości wynikającej z wykresu; b) suchych (A), mokrych (B – woda, C – słona woda) dla kwantyla rzędu 50% prawdopodobieństwa nie przekroczenia wartości wynikającej z wykresu (dla dużych powierzchni styku – 10000 mm²)

Ponadto prowadzone równoległe badania elektropatologiczne pozwoliły na określenie zależności czasowo-prądowych (rys. 2.2) skutków oddziaływania prądu na organizm człowieka [9], istotnych dla wprowadzanych przez Międzynarodową Komisję Elektrotechniczną IEC standardów ochrony przeciwporażeniowej [69, 70]. Od tego momentu szczegółowe wymagania dotyczące bezpieczeństwa użytkowników obiektów oraz instalacji elektrycznych, a także ochrony przeciwporażeniowej urządzeń niskiego i wysokiego napięcia są przedmiotem normalizacji międzynarodowej (normy IEC), europejskiej (normy EN) oraz normalizacji poszczególnych krajów (normy polskie PN).



Rys. 2.2. Strefy czasowo-prądowe skutków przepływu prądu przemiennego o częstotliwości 50/60 Hz przez organizm człowieka na drodze lewa ręka – stopy [69]

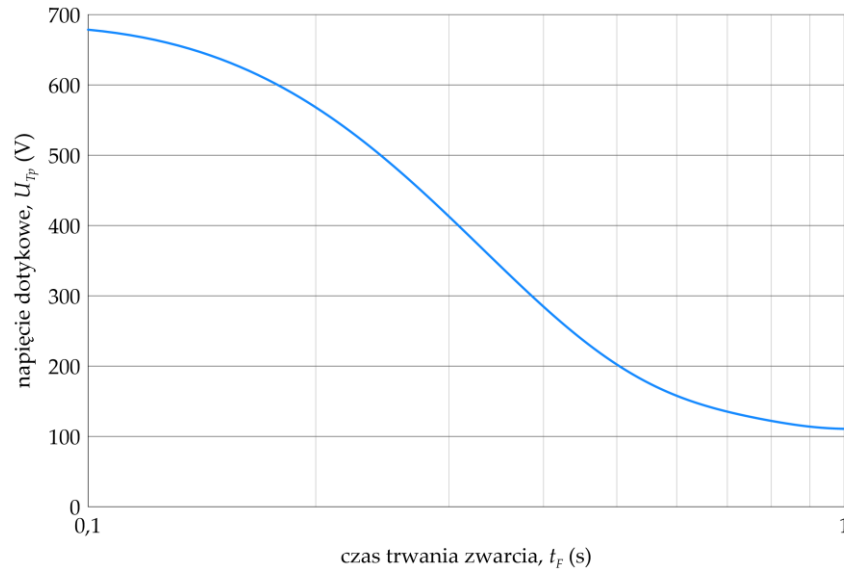
a – próg odczuwania przez człowieka prądu przepływającego przez jego organizm; *b* – próg możliwości samowolnienia się rażonego człowieka spod działania prądu elektrycznego; c_1, c_2, c_3 – krzywe odpowiadające kolejno kwantylom rzędu 0%, 5%, 50% prawdopodobieństwa wystąpienia fibrylacji komór serca w wyniku przepływu prądu rażeniowego; AC-1 – strefa braku reakcji; AC-2 – strefa braku szkodliwych skutków fizjologicznych; AC-3 – strefa braku uszkodzeń organicznych; AC-4.1 ÷ AC-4.3 – strefy wzrastającego (od 0% do 50%) prawdopodobieństwa wystąpienia fibrylacji serca

Przepływający przez ciało człowieka prąd rażeniowy wywołuje różnorodne skutki patofizjologiczne, których stopień zależy przede wszystkim od wartości natężenia prądu rażeniowego oraz czasu i drogi jego przepływu. Z kolei natężenie prądu rażeniowego uzależnione jest od wartości napięcia rażeniowego i impedancji ciała człowieka. Zmienność tej impedancji uniemożliwia w praktyce wyznaczanie wartości prądów rażeniowych, a tym samym wykorzystywanie ich w ocenie zagrożenia porażeniowego. Dlatego do oceny zagrożenia przyjmowane są napięcia rażeniowe dotykowe i krokowe, które zdefiniowane są dla różnych dróg przepływu prądu przez organizm człowieka.

Napięcie dotykowe rażeniowe związane jest z przepływem prądu pomiędzy ręką a stopami człowieka stojącego w odległości jednego metra od dotykanej części przewodzącej i stanowi ono różnicę potencjałów pomiędzy elementami jednocześnie dotykany. Z kolei, w przypadku napięcia rażeniowego krokowego rozważane jest napięcie pomiędzy dwoma punktami na powierzchni ziemi odległymi od siebie o jeden metr, gdzie odległość ta jest założoną długością kroku człowieka. Według aktualnie obowiązujących wymagań normatywnych [122] w ocenie zagrożenia porażeniowego rozważa się tylko napięcia dotykowe.

2.2. Ocena zagrożenia porażeniowego w stacjach elektroenergetycznych wysokich napięć

Podstawą oceny zagrożenia porażeniowego w stacjach elektroenergetycznych wysokich napięć są określone w normie [122] dopuszczalne napięcia dotykowe U_{Tp} , które są malejącą funkcją czasu przepływu prądu przez organizm człowieka utożsamianego z czasem t_F trwania zwarcia (rys. 2.3).



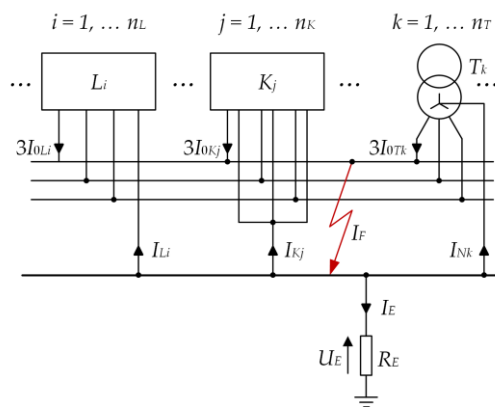
Rys. 2.3. Największe dopuszczalne wartości napięcia dotykowego U_{Tp} w zależności od czasu t_F trwania zwarcia

Zgodnie z normą [122], w stacjach elektroenergetycznych wysokich napięć zagrożenie porażeniowe nie występuje, jeżeli napięcie uziomowe U_E spełnia poniższy warunek:

$$U_E \leq 2U_{Tp} \quad (2.1)$$

Wartość napięcia uziomowego U_E zależna jest od rezystancji R_E uziomu stacji i wpływającego do niego prądu zwarcia I_E , wynikającego z rozptywu prądu I_F zwarcia jednofazowego w stacji, co przedstawia rysunek 2.4.

Dla oceny zagrożenia porażeniowego niezbędna jest znajomość wartości prądu I_E oraz rezystancji R_E . Bezpośrednie określenie wartości prądu I_E na drodze pomiarowej nie jest praktycznie możliwe, bowiem nie tylko wiązałoby się z koniecznością wywołania niebezpiecznego stanu zakłóceniewego, jakim jest zwarcie w sieci elektroenergetycznej, ale także byłoby niewykonalne z metrologicznego punktu widzenia. Z tego powodu jedyną możliwością jest zastosowanie metod obliczeniowych w celu przeprowadzenia stosownej analizy rozptywu prądu zwarcia w stacji elektroenergetycznej i wyznaczenie w ten sposób prądu uziomowego.



Rys. 2.4. Rozpływ prądu zwarcia jednofazowego w stacji elektroenergetycznej

L – linia napowietrzna; K – linia kablowa; T – transformator; R_E – rezystancja uziomu stacji; U_E – napięcie uziomowe; I_F – prąd w miejscu zwarcia; I_E – prąd zwarciovowy spływający do uziomu stacji; $3I_{0L}$, $3I_{0K}$, $3I_{0T}$ – potrójone wartości prądów składowych symetrycznych kolejności zerowych dopływających do miejsca zwarcia liniami napowietrznymi (L), liniami kablowymi (K) oraz od strony transformatorów (T); I_L , I_K , I_N – prądy odpływające do przewodów odgromowych linii (L), żył powrotnych kabli (K) oraz punktów gwiazdowych transformatorów (N)

Analiza rozpływu prądu zwarcia w stacji elektroenergetycznej jest zagadnieniem złożonym. O ile wyznaczenie wartości prądu I_F w miejscu zwarcia nie stanowi istotnego problemu:

$$I_F = \sum_{i=1}^{n_L} 3I_{0Li} + \sum_{j=1}^{n_K} 3I_{0Kj} + \sum_{k=1}^{n_T} 3I_{0Tk} \quad (2.2)$$

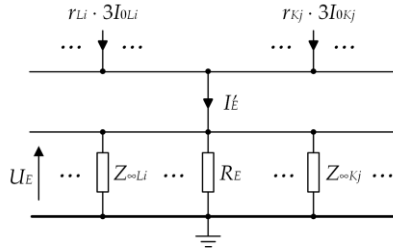
gdzie: $3I_{0L}$, $3I_{0K}$, $3I_{0T}$ – potrójone wartości prądów składowych symetrycznych kolejności zerowych dopływających do miejsca zwarcia liniami napowietrznymi (L), liniami kablowymi (K) oraz od strony transformatorów (T), tak określenie jaka jego część w postaci prądu I_E wpłynie do uziomu stacji jest skomplikowane. Wynika to z tego, że w rozpływie prądu zwarcia I_F biorą udział wszystkie elementy przewodzące przyłączone do uziomu kratowego stacji, a w szczególności przewody odgromowe linii napowietrznych (prądy odpływające I_{Li}), żyły powrotne kabli elektroenergetycznych (prądy I_{Kj}) oraz punkty gwiazdowe transformatorów (prądy I_{Nk}):

$$I_E = I_F - \sum_{i=1}^{n_L} I_{Li} + \sum_{j=1}^{n_K} I_{Kj} + \sum_{k=1}^{n_T} I_{Nk} \quad (2.3)$$

Należy podkreślić, że za pośrednictwem przewodów odgromowych i żył powrotnych, do uziomu stacji przyłączone są również uziomy konstrukcji wsporczych linii oraz uziomy sąsiednich stacji elektroenergetycznych, które istotnie wpływają na rozpływ prądu zwarcia. Tak więc struktura tych połączeń z punktu widzenia elektrycznego stanowi bardzo złożony układ, a analiza rozpływu prądu zwarcia w stacji elektroenergetycznej musi uwzględniać rozpływy prądów zwarciovowych w przyłączonych do niej liniach napowietrznych i kablowych.

Aktualnie brak jest kompleksowych i dokładnych metod wyznaczenia prądu uziomowego, a najczęściej stosowaną w praktyce jest uproszczona metoda

proponowana w normie PN-EN 50522 [122]. Metoda ta operuje nie prądem uziomowym I_E wpływającym do uziomu stacji o rezystancji R_E , lecz prądem uziomowym I'_E wpływającym do układu uziomowego stacji o impedancji Z_E , utworzonego przez przyłączone równolegle do uziomu stacji pozostałe drogi rozplywu prądu zwarcia o impedancjach ekwiwalentnych Z_∞ – rysunek 2.5.



Rys. 2.5. Schemat zastępczy do analizy rozplywu prądu zwarcia I'_E według normy [122] w układzie z rysunku 2.4

I'_E – prąd wpływający do układu uziomowego; r_L, r_K – współczynniki redukcyjne przewodów odgromowych linii napowietrznych i żył powrotnych linii kablowych; $3I_{0L}, 3I_{0K}$ – potrójone wartości prądów składowych symetrycznych kolejności zerowych dopływających do miejsca zwarcia liniami napowietrznymi i kablowymi; R_E – rezystancja kraty uziomowej; $Z_{\infty L}$ – zespolona impedancja ekwiwalentna przewodów odgromowych linii napowietrznej; $Z_{\infty K}$ – zespolona impedancja ekwiwalentna żył powrotnych linii kablowej

Napięcie uziomowe U_E jest wyrażone wówczas zależnością:

$$U_E = I'_E Z_E \quad (2.4)$$

$$Z_E = \frac{1}{\frac{1}{R_E} + \sum_{i=1}^{n_L} \frac{1}{Z_{\infty Li}} + \sum_{j=1}^{n_K} \frac{1}{Z_{\infty Kj}}} \quad (2.5)$$

gdzie: $Z_{\infty L}, Z_{\infty K}$ – zespolone impedancje ekwiwalentne przewodów odgromowych linii napowietrznych (L) i żył powrotnych linii kablowych (K).

Prąd I'_E obliczany jest jako suma różnic prądów zwarciovych dopływających przewodami fazowymi linii napowietrznych i kablowych oraz prądów odpływających przewodami odgromowymi i żyłami powrotnymi:

$$I'_E = \sum_{i=1}^{n_L} (3I_{0Li} - I_{Li}) + \sum_{j=1}^{n_K} (3I_{0Kj} - I_{Kj}) \quad (2.6)$$

Zależność (2.6) jest prezentowana w normie PN-EN 50522 [122] z wykorzystaniem współczynników redukcyjnych r linii:

$$I'_E = \sum_{i=1}^{n_L} r_{Li} \cdot 3I_{0Li} + \sum_{j=1}^{n_K} r_{Kj} \cdot 3I_{0Kj} \quad (2.7)$$

gdzie: r_L , r_K – współczynniki redukcyjne odpowiednio przewodów odgromowych linii napowietrznych i żył powrotnych linii kablowych. Intencją powyższego podejścia jest rozdzielenie prądu powrotnego w linii na dwie składowe:

- 1) składową magnetyczną, będącą efektem sprzężenia elektromagnetycznego przewodu powrotnego z przewodami fazowymi (żyłami roboczymi); składowa ta wyrażona jest przez współczynnik redukcyjny jako $(1 - r) \cdot 3I_0$, oraz
- 2) składową galwaniczną, odpływająca wskutek przyłączenia przewodu powrotnego (odgromowego albo żył powrotnych) do uziomu stacji.

Tym samym zależność (2.7) wyraża sumę składowych galwanicznych odpływających poszczególnymi elementami układu uziomowego stacji.

Powyższa intencja nie znajduje uzasadnienia fizycznego, aczkolwiek należy oczekiwać, że założenie to nie prowadzi do dużych błędów. Norma [122] nie podaje szczegółowego sposobu wyznaczania współczynników redukcyjnych i odwołuje się w tym zakresie do normy [124]. Niestety norma [122] nie proponuje również sposobu wyznaczania impedancji ekwiwalentnych przewodów odgromowych linii napowietrznych i żył powrotnych linii kablowych.

Zagadnienie rozptyłu prądu zwarcia w elementach układu elektroenergetycznego jest stale obecne w literaturze, co świadczy o istotnym znaczeniu problemu z punktu widzenia projektowania i eksploatacji obiektów elektroenergetycznych. Złożona struktura systemu elektroenergetycznego sprawia, że opis matematyczny zjawisk zachodzących podczas zwarcia jest skomplikowany. Z tego powodu zastosowanie do analizy rozptyłu prądu zwarcia w stacjach elektroenergetycznych zaawansowanych metod symulacji – uwzględniających dokładne modele czynników determinujących ten rozptył – jest niezbędne.

2.3. Czynniki determinujące rozptył prądu zwarcia w stacjach elektroenergetycznych wysokich napięć

Historycznie pierwsze metody obliczania prądów zwarcia dotyczyły zwarcia w liniach napowietrznych. Wyznaczane na potrzeby obliczeń zwarcia parametry tych linii bazowały na równaniach różnicowych, a równania różniczkowe dla prądów i napięć wzdłuż przewodów linii, formułowane były przy założeniu jednorodności struktury linii napowietrznej (długości przęseł i rezystancje uziomów słupów o jednakowych wartościach) oraz nieskończonej długości linii [19, 44, 174]. Otrzymywane równania analityczne umożliwiały analizę linii jedynie z jednym źródłem zasilającym i z jednym przewodem odgromowym. Wyznaczenie rozptyłu prądu zwarcia w liniach napowietrznych o strukturze jednorodnej i skończonej długości oraz z uwzględnieniem wielu przewodów odgromowych przedstawiono w [24, 48]. Autorzy [174] zwrócili również uwagę na fakt, że efekty sprzężenia magnetycznego pomiędzy wszystkimi przewodami analizowanych układów nie powinny być pomijane i należy je

uwzględnić w obliczeniach impedancji wzajemnych przewodów linii. Jedną z wad tych metod było to, że parametry linii takie jak impedancje własne i wzajemne pomiędzy przewodami nie uwzględniały połączenia przewodów odgromowych z uziomami słupów.

W niektórych badaniach [110, 111, 150] rozptywu prądu zwarciovego w liniach napowietrznych wykorzystywano metodę składowych symetrycznych [50], dla której kaskadowe połączenia niejednorodnych struktur przęseł i ich uziomów zostały odwzorowane w postaci macierzy impedancji. Zastosowanie metody składowych symetrycznych w złożonych strukturach układów uziomowych linii elektroenergetycznych było nieefektywne, w związku z tym – w miarę rozwoju technik komputerowych – zastosowanie znalazły metody bazujące na obliczeniach prowadzonych w dziedzinie współrzędnych fazowych [22, 40, 42, 119, 166]. Metody te zostały wielokrotnie udoskonalane do obliczeń wykonywanych dla linii z wieloma przewodami fazowymi i odgromowymi oraz wielostronnie zasilanymi [140, 184]. Do wyznaczania rozptywu prądu zwarciovego stosowane są również modele drabinkowe [95] oraz modele umożliwiające określenie największych narażeń, dzięki możliwości definiowania różnego miejsca zwarcia wzdłuż linii [90, 130, 137]. Zagadnienie wyznaczania rozptywu prądów zwarciovych w liniach napowietrznych może być również wykorzystywane w sytuacjach odwrotnych, to jest wyznaczania lokalizacji uszkodzenia w oparciu o wartości prądów w przewodach odgromowych [156].

Wspólną cechą wszystkich nowoczesnych metod i sposobów wyznaczania rozptywu prądów zwarciovych w liniach napowietrznych jest duży stopień skomplikowania analizowanych układów i konieczność wykorzystania w tym celu komputerowej analizy w oparciu między innymi o narzędzia symulacyjne [88, 89, 189]. W publikacji [83] oraz rozdziale 6 i 8 niniejszej dysertacji przedstawiono wielowariantowe analizy parametrów, które w znaczący sposób mogą wpływać na wartości prądów w przewodach odgromowych i uziomach słupów, a tym samym wpływać na rozptyw prądu zwarcia w stacjach elektroenergetycznych. Badania te podkreślają jednocześnie, że wieloparametryczne analizy złożonych układów mogą być wykonywane praktycznie tylko przy użyciu oprogramowania komputerowego, na przykład ElectroMagnetic Transients Program (EMTP) w wersji ATP (Alternative Transients Program).

Rozwój sieci kablowych wysokich i najwyższych napięć [78] powoduje, że linie kablowe pracujące w różnych układach połączeń [76], są coraz częstszym przedmiotem obliczeń zwarciovych. Metody obliczania parametrów zwarciovych linii kablowych bazują na teorii pola elektromagnetycznego i równaniach J. R. Carsona [19], a także pracach F. Pollaczka [126] oraz S. A. Schelkunoffa [147], rozwiniętych następnie w publikacjach [3, 172, 179].

Tworzone dla linii napowietrznych modele rozptywu prądu zwarciovego (np. [40, 150]), nie mogą zostać wprost zaadaptowane do obliczeń rozptywu prądu zwarciovego w kablach elektroenergetycznych. Powodem tego jest przede wszystkim różnica parametrów wynikająca z odmienności konstrukcji linii kablowych [62, 136]:

mniejsze odstępny między przewodami, krótsze długości czy inne parametry materiałowe.

Współczesne linie kablowe wysokich napięć [76, 77] budowane są najczęściej w postaci trzech kabli jednożyłowych. Ich zastosowanie komplikuje obliczenia rozptywu prądu zwarcia, ponieważ wymagane jest wówczas uwzględnienie większej liczby parametrów, takich jak odległość kabli i wzajemne sprzężenia między ich powłokami [141, 175]. Żyły powrotne kabli łączone są w różnych konfiguracjach [71, 75], w celu zapewnienia ochrony przeciwprzebiegowej [32, 45] oraz zmniejszenia obciążenia żył powrotnych i strat mocy w linii [98, 160].

Dla prawidłowego wyznaczenia rozptywu prądu zwarcia w sieci zawierającej linie kablowe istotne jest możliwie dokładne odwzorowanie struktury całego układu, a nie jedynie części, która znajduje się najbliżej miejsca zwarcia. Również duże znaczenie mają impedancje przyłączone na końcach żył powrotnych linii kablowych (uziemia stacji) [178]. Ponadto na rozptyw ten wpływ mają nie tylko kable wysokiego napięcia, ale również kable należące do sieci o innym napięciu znamionowym, ponieważ ich żyły powrotne przyłączone są do wspólnego uziomu. [113, 129, 134].

Podobnie jak w przypadku analizy złożonych struktur linii napowietrznych, również wieloparametryczne analizy układów zawierających linie kablowe wymagają zastosowania programów symulacyjnych [63, 148].

Elementami mającymi wpływ na rozptyw prądu zwarcia w stacji elektroenergetycznej są również transformatory o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym zainstalowane w tej stacji. Ich uzwojenia wysokiego napięcia są skojarzone w gwiazdę z punktem neutralnym przystosowanym do połączenia z uziomem stacji [127, 139, 145]. Dokładne wyznaczenie parametrów transformatorów jest bardzo istotne, ponieważ w przypadku, gdy punkt gwiazdowy transformatora ma połączenie z uziomem stacji (jest uziemiony), to uzwojenia transformatora stanowią jedną z dróg rozptywu prądu zwarcia [54, 55].

Prezentowana w literaturze analiza obliczeniowa zwarć w stacjach elektroenergetycznych zakłada odwzorowanie transformatorów z wykorzystaniem metody składowych symetrycznych [86, 87]. Ponadto często schemat transformatora modyfikowany jest do równoważnego obwodu zastępczego dla składowej kolejności zerowej, w którym uwzględniany jest sposób połączenia jego punktu gwiazdowego z ziemią [21]. Dzięki wyeliminowaniu z zapisu macierzowego impedancji punktu neutralnego, uzyskuje się uproszczenie obliczeń, jednak po tej redukcji nie jest możliwe określenie udziału transformatora w rozptywie prądu do jego punktu neutralnego [12, 49]. W związku z powyższym, w obliczeniach zwarć doziemnych w stacjach elektroenergetycznych, znajomość impedancji transformatora widzianej od strony punktu neutralnego [46, 165, 169] jest szczególnie istotna. Uziemienie punktów gwiazdowych w stacjach elektroenergetycznych [47, 153] wpływa ponadto na skuteczność uziemienia sieci elektroenergetycznych, która przekłada się na warunki przebiegowe, zwarcia i wynikające z nich zagrożenie porażeniowe na terenie stacji.

W problematyce analizy zwarć w stacjach elektroenergetycznych można wyróżnić trzy powiązane ze sobą zagadnienia: 1) projektowanie instalacji uziomowych [67, 104], 2) rozptyłu prądu zwarciovego w stacji oraz 3) wynikające z niego zagrożenie porażeniowe [46, 103].

Dla właściwego zaprojektowania układu uziomowego stacji elektroenergetycznej, kluczowe znaczenia ma wyznaczenie jak najbardziej wiarygodnego rozptyłu prądu zwarcia, na podstawie którego określone są napięcia uziomowe warunkujące bezpieczeństwo porażeniowe w stacji [31, 107].

Stacje elektroenergetyczne wysokich napięć zasilane są z sieci elektroenergetycznych o dużej różnorodności ich struktur. Złożoność układów elektrycznych stacji elektroenergetycznych wysokich napięć zależy od liczby przyłączonych do niej linii i pracujących w stacji transformatorów [161, 162, 183, 189], dlatego też bardzo ważne jest właściwe odwzorowanie tych obiektów [105, 134].

W analizie zagrożenia porażeniowego w stacji istotna jest nie tyle największa wartość jednofazowego prądu zwarcia doziemnego, co wartość prądu spływająca bezpośrednio do uziomu stacji. Zwrócono na to uwagę już w latach 80. Ubiegłego wieku w publikacji [41]. Należy mieć na uwadze fakt, iż płynący przez impedancje złożonego układu uziemiającego prąd, nie jest bezpośrednio mierzalny. W takiej sytuacji wyznaczenie jego wartości możliwe jest między innymi dzięki – jak to przedstawiono w rozdziale 2.2. – wykorzystaniu współczynników redukcyjnych, odnoszących się zarówno do przewodów odgromowych linii napowietrznych, jak i żył powrotnych kabli [25, 93, 94, 131, 132, 133, 135, 138, 152, 187, 188]. Metody te znalazły swoje zastosowanie w uwarunkowaniach normatywnych [122] oraz standardach organizacji IEEE [72, 74].

Instalacja uziemiająca (układ uziomowy) stacji elektroenergetycznych wysokich i najwyższych napięć wykonywana jest w postaci kraty uziomowej [128], dla której już na etapie projektowania dąży się do uzyskania możliwie małej, wymaganej wartości rezystancji uziemienia. Właściwie zaprojektowana, wykonana i eksploatowana instalacja uziemiająca musi zapewnić ograniczenie napięć rażeniowych do bezpiecznego poziomu [154, 190], jak to przedstawiono w rozdziale 2.2.

W stacjach o małym obszarze usytuowanych na gruntach o dużej rezystywności, gdy uziom kratowy nie zapewnia odpowiednio małej rezystancji uziemienia, to stosowane są również – razem z uziomem kratowym – uziomy pionowe. Zagadnienia te przedstawione są między innymi w dokumentach polskiej normalizacji [121, 122, 125], które jednak nie wyczerpują problematyki złożonych struktur, spotykanych w praktyce układów uziomowych [15, 74, 104, 180].

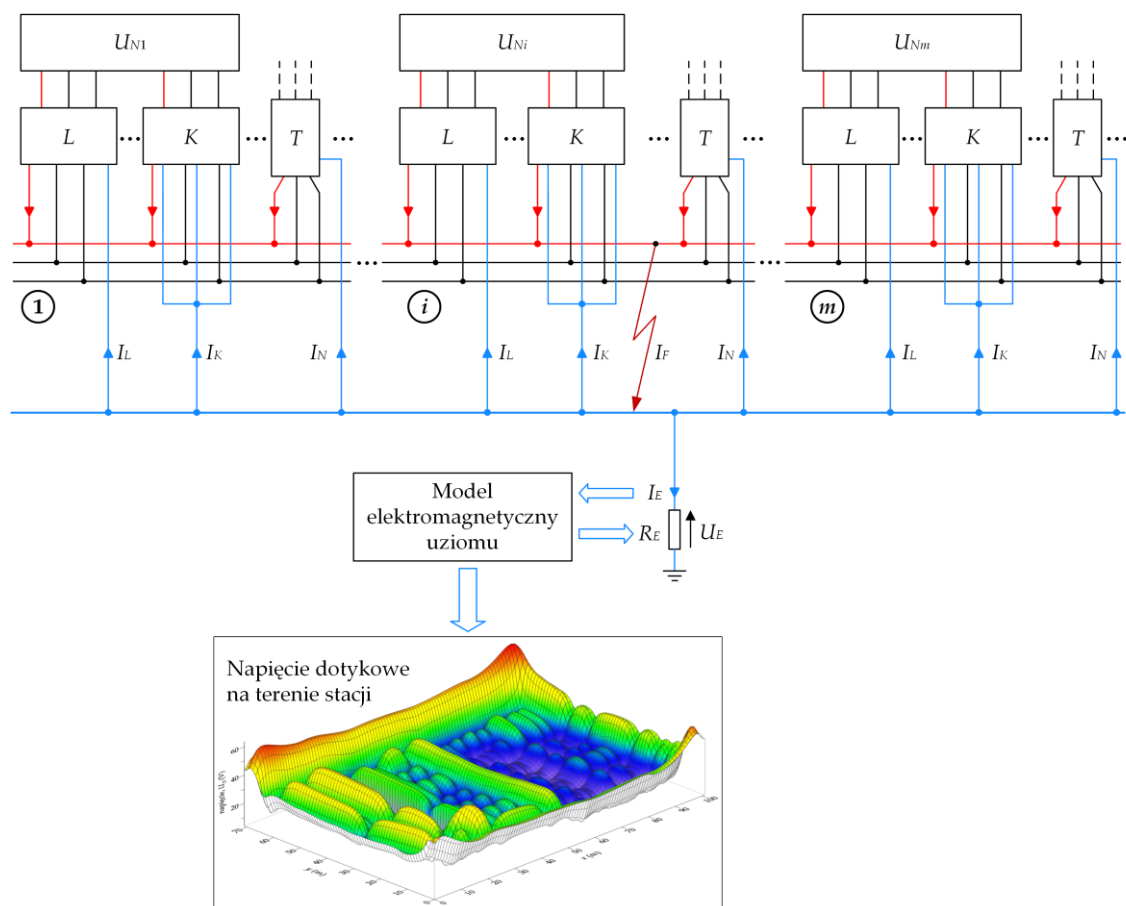
Dla prawidłowego zaprojektowania instalacji uziemiającej niezbędne jest określenie struktury i rezystywności gruntu [13, 64, 73, 99, 116, 157]. Złożoność konstrukcji rzeczywistych układów uziomów kratowych stacji, o niejednokrotnie nieregularnym rozmieszczeniu przewodów i elementów uziomowych (w tym występowanie elementów pionowych) oraz różny przekrój geologiczny gleby powodują, że analizy bazujące jedynie na obliczeniach teoretycznych mogą być

niewystarczające. Obecnie do takich analiz wykorzystywane są narzędzia symulacyjne [16, 31, 80, 114, 142, 158, 163, 170, 186].

Instalacja uziemiająca powinna zapewniać odpowiedni rozkład potencjału wokół wszystkich urządzeń zlokalizowanych na terenie stacji podczas różnych warunków eksploatacyjnych [96, 112, 144, 153, 159, 171, 181]. Ponadto należy mieć na uwadze fakt, że napięcie uziomowie stacji może być przeniesione również na obiekty i urządzenia znajdujące się poza stacją, na co uwagę zwrócono w publikacjach [101, 102, 115, 129, 155]. Wynoszenie napięcia uziomowego (potencjału) ze stacji elektroenergetycznej było również przedmiotem badań autora, których wyniki przedstawiono w dalszych rozdziałach niniejszej dysertacji.

3 Model stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia do analizy rozptyłu prądu zwarcia

Przedmiotem rozważań jest stacja elektroenergetyczna wysokiego napięcia, w której rozpatrywane są prądowe i napięciowe skutki jednofazowych zwarcć doziemnych. Uogólniony model stacji przedstawiono na rysunku 3.1.



Rys. 3.1. Modelu do badania rozptyłu prądu zwarcia w stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia

m – liczba rozdzielni; U_N – napięcia znamionowe sieci; L – linie napowietrzne; K – linie kablowe; T – transformatory; R_E – rezystancja uziomu stacji; I_F – prąd w miejscu zwarcia; U_E – napięcie uziomowe; I_E – prąd zwarciov sypływający do uziomu stacji; I_L, I_K, I_N – prądy zwarciov odpływające do przewodów odgromowych linii napowietrznych (L), żył powrotnych kabli (K) oraz punktów gwiazdowych transformatorów (N)

Założono, że stacja składa się z m rozdzielni o napięciach znamionowych U_{Ni} ($i = 1, \dots, m$) i strukturach przedstawionych na rysunku 2.4. Do szyn rozdzielni przyłączone są linie napowietrzne L oraz linie kablowe K sieci o napięciach znamionowych U_N , a także transformatory T łączące szyny zbiorcze rozdzielni o różnych napięciach znamionowych. Należy zaznaczyć, że sekcjonowane podłużnie szyny zbiorcze traktowane są jako niezależne rozdzielnie.

W przedmiotowej stacji analizuje się jednofazowe zwarcie doziemne w jednej z rozdzielni (na rys. 3.1 w i -tej rozdzielni). Jego wystąpienie wywołuje przepływ prądów wymuszonych przez wszystkie źródła zasilające miejsce zwarcia. Skutkuje to przepływem prądów zwarciovych nie tylko liniami L i K przyłączonymi do uszkodzonej rozdzielni, ale również – poprzez transformatory T – wymusza przepływ prądów zwarciovych w pozostałych rozdzielniach. W miejscu zwarcia prąd I_F rozplywa się do uziomu rozważanej stacji (prąd I_E) oraz pomiędzy punkty neutralne transformatorów (prądy I_N), przewody odgromowe linii napowietrznych (prądy I_L) i żyły powrotne linii kablowych (prądy I_K).

Przedstawiony na rysunku uogólniony model stacji składa się z czterech grup modeli cząstkowych: 1) model uziomu stacji, 2) modele transformatorów, 3) modele linii napowietrznych, 4) modele linii kablowych.

Model uziomu stacji jest przedmiotem rozdziału czwartego rozprawy. Model ten opracowano na podstawie teorii pola elektromagnetycznego, wykorzystując do formułowania równań matematycznych metodę prądów symulowanych. Algorytm dla rozwiązywania tych równań zrealizowano w postaci skryptu obliczeniowego w środowisku MATLAB. Skrypt umożliwia obliczenie rezystancji uziomu kratowego stacji, przy założeniu dowolnego usytuowania jego węzłów w gruncie jednorodnym o stałej wartości rezystywności. Model pozwala również uwzględnić uziomy pionowe połączone z kratą uziomową. Drugą funkcjonalnością modelu i opracowanego skryptu jest obliczanie, dla wyznaczonej z analizy rozplywowej wartości prądu uziomowego, potencjałów w otoczeniu uziomu oraz napięć dotykowych na terenach badanych stacji.

Modele transformatorów i linii elektroenergetycznych opracowano jako modele obwodowe. Przedstawiono je w kolejnych rozdziałach rozprawy.

Modele matematyczne transformatorów energetycznych opracowano formułując równania matematyczne, wyrażające związki pomiędzy napięciami na zaciskach uzwojeń i prądami do nich dopływającymi. Rozważono transformatory trójuzwojeniowe i dwuuzwojeniowe o najczęściej spotykanych w praktyce konfiguracjach. Dla modeli tych poczyniono niezbędne założenia upraszczające, takie jak: symetria uzwojeń fazowych i budowy obwodu magnetycznego, liniowość obwodów magnetycznych i elektrycznych, zaniedbanie strat w rdzeniu oraz pojemności uzwojeń transformatora. Rezystancje i indukcyjności będące parametrami modelu wyznaczone są na podstawie danych konstrukcyjnych rdzenia i uzwojeń. Przy zastosowaniu wyprowadzonych równań, określono również impedancje dróg powrotnych przepływu prądów zwarciovych w transformatorach, a otrzymane wartości

dla wybranych jednostek, porównano z wartościami otrzymanymi z modeli zaimplementowanych w programie EMTP-ATP.

Modele napowietrznych linii elektroenergetycznych opracowano w dwóch rodzajach, jako modele linii jednorodnych oraz wielofazowych linii niejednorodnych. Dla linii jednorodnych założono jednakową długość przęseł linii i jednakową wartość rezystancji uziomów słupów. Model jest układem liniowym o parametrach skupionych, którymi są tylko parametry podłużne linii określone dla częstotliwości sieciowej i jednorodnej struktury gruntu. Dla modeli wielofazowych przyjmuje się założenia jak uprzednio, z tą jednak różnicą, że uwzględnia się wszystkie przewody fazowe oraz parametry poprzeczne w postaci pojemności linii. Ich podstawą są modele poszczególnych przęseł linii, odwzorowywane w postaci sprzężonych wzajemnie czwórników typu II. Ponadto zakłada się, że struktura linii jest niejednorodna, tzn. przęsła linii są o niejednakowej długości i rezystancje uziomów słupów są niejednakowych wartości.

Modele linii kablowych opracowano również jako wyidealizowane modele struktur jednorodnych oraz wielofazowych linii niejednorodnych, rozpatrując odrębnie linie kablowe wysokich napięć i linie kablowe średnich napięć. Linie wysokich napięć z założenia mają strukturę jednorodną, która wynika z zastosowanego w danej linii konfiguracji połączeń żył powrotnych. Dlatego ich modele wielofazowe dotyczą wyłącznie takich struktur. W przypadku linii kablowych średniego napięcia modele jednorodne są modelami wyidealizowanymi. Dla modeli jednorodnych przyjmowane są założenia analogiczne jak dla linii napowietrznych, z tą jednak różnicą, że założenie jednorodności struktury dotyczy odcinków linii kablowych i ewentualnych uziemień żyły powrotnych w miejscach łączenia tych odcinków. Modele wielofazowe uwzględniają sprzężenia magnetyczne pomiędzy wszystkimi żyłami linii kablowej oraz ich parametry poprzeczne w postaci pojemności.

Modele wielofazowe linii elektroenergetycznych napowietrznych i kablowych znajdują zastosowanie w analizie rozptywu prądów zwarciovych w złożonych strukturach sieci elektroenergetycznych, z wykorzystaniem programu symulacyjnego EMTP-ATP.

4 Model elektromagnetyczny układu uziomowego stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia

4.1. Wprowadzenie

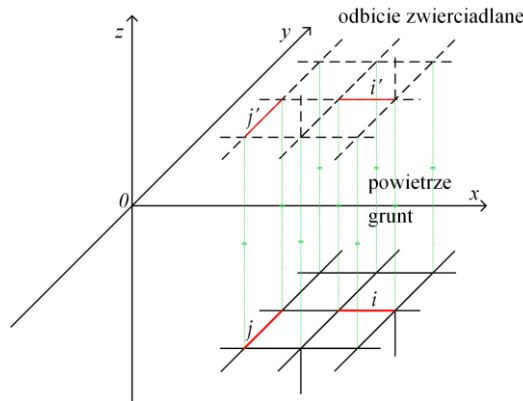
Pomimo prostoty budowy uziomów, ich modelowanie jest problemem złożonym. W zależności od częstotliwości prądów uziomowych, rozpatrywane są one jako układy o parametrach skupionych albo rozłożonych, a w zależności od wartości prądów jako układy liniowe, albo nieliniowe [146]. W przypadku prądów zwarciovych o częstotliwości sieciowej, uziomy stacyjne rozpatrywane są jako liniowe układy o parametrach skupionych, a analiza ich właściwości związana jest z analizą quasi-statycznego pola elektrycznego przepływowego w środowisku przewodzącym, jakim jest otaczający elektrody uziomowe grunt.

Analiza pola elektrycznego w otoczeniu elektrod uziomowych ma na celu wyznaczenie rezystancji układu uziomowego, a także rozkładu potencjałów na powierzchni ziemi, które są podstawą określenia napięć dotykowych i krokowych występujących w stacjach elektroenergetycznych podczas zakłóceń zwarciovych. Analiza ta wymaga zastosowania odpowiednich metod numerycznych [17, 164, 177]. Wiodącą metodą analizy szeroko rozumianych pól (nie tylko elektromagnetycznych) jest metoda elementów skończonych (MES), która jest podstawą zarówno programów komputerowych uniwersalnego przeznaczenia – np. ANSYS [5, 68, 173], COMSOL [26, 29], jak i programów specjalistycznych do analizy układów uziomowych – np. CYMGRD [4, 30], CDEGS [151, 182]. Jednak doświadczenia autora wskazują, że MES nie jest metodą efektywną w modelowaniu i analizie układów uziomowych. Przyczyną tego jest zarówno konieczność w tej metodzie analizy pola w obszarze ograniczonym, a także nadmierne zagęszczanie siatki obliczeniowej w miejscach połączeń elementów przewodzących uziomu. Nie tylko wydłuża to proces obliczeniowy, ale jest powodem tego, że wyznaczone wartości rezystancji i potencjałów układu uziomowego obarczone są względnie dużą niepewnością. Z tych względów, bardziej efektywną metodą jest metoda prądów symulowanych (MPS), która stanowi rozwinięcie dla pól elektrycznych przepływowych metody ładunków symulowanych, mających zastosowanie w analizie pól elektrostatycznych [8, 100, 118, 185].

Dla metody MPS opracowano model matematyczny i algorytm obliczania rezystancji układów uziomowych stacji elektroenergetycznych oraz potencjałów na powierzchni ziemi, które przedstawiono w rozdziale 4.2.

4.2. Metoda prądów symulowanych

Metoda prądów symulowanych (MPS) wykorzystuje analogię metody ładunków symulowanych, a jej zarys został już przedstawiony w monografii [180]. Jej podstawą jest superpozycja potencjałów poziomych i pionowych odcinków uziomu kratowego stacji elektroenergetycznej (rys. 4.1), będących kombinacjami liniowymi prądów wpływających z tych odcinków i ich odbić zwierciadlanych.



Rys. 4.1. Zbiór odcinków poziomych i pionowych uziomu kratowego stacji elektroenergetycznej i ich odbić zwierciadlanych

Dla uziomu stacji elektroenergetycznej złożonego z n odcinków, można na podstawie zasady superpozycji potencjału zapisać układ równań, wyrażający związek pomiędzy natężeniami prądów I wpływającymi z odcinków uziomu do gruntu, a potencjałami V tych odcinków:

$$\begin{cases} V_i = \sum_{j=1}^n (\alpha_{ij} + \beta_{ij}) I_j, & i = 1, \dots, n, \quad j = 1, \dots, n \\ V_1 = V_2 = \dots = V_n = V_U \end{cases} \quad (4.1)$$

gdzie: I_j – prąd j -tego odcinka; α_{ij} – współczynnik potencjalny pomiędzy odcinkiem i -tym a j -tym; β_{ij} – współczynnik potencjalny pomiędzy odcinkiem i -tym a odbiciem lustrzanym odcinka j -tego; V_i – potencjał i -tego odcinka; V_U – potencjał uziomu.

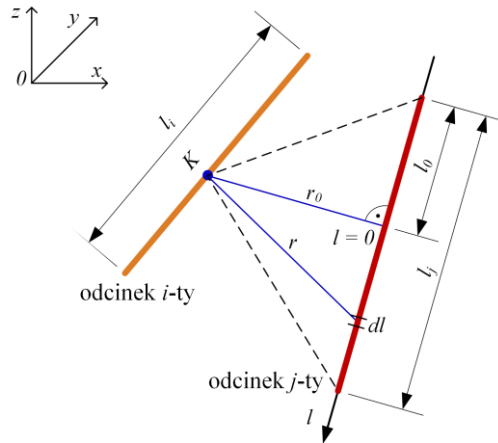
Zakładając, że grunt jest strukturą jednorodną o stałej rezystywności ρ oraz stałej gęstości prądów w odcinkach uziomu, współczynniki potencjalne wyznaczane są na podstawie geometrii uziomu według następujących zależności [180]:

$$\alpha_{ij} = \frac{\rho}{4\pi l_i l_j} \iint_{l_i l_j} \frac{dl_i dl_j}{r}, \quad i = 1, \dots \quad \dots \quad (4.2)$$

gdzie: l_i, l_j – długości i -tego, j -tego odcinka uziomu; dl_i, dl_j – odcinki elementarne; r – odległość między odcinkami elementarnymi.

W ogólności, współczynniki (4.2) nie mogą być wyznaczane na drodze analitycznej, stąd zachodzi konieczność ich obliczania na drodze numerycznej. W tym

celu, nie czyniąc żadnych założeń co do położenia poszczególnych odcinków uziomu, rozważa się w przyjętym układzie współrzędnych parę odcinków (i, j) – rysunek 4.2.



Rys. 4.2. Układ i -tego odcinka oraz j -tego odcinka uziomu do wyznaczenia współczynnika potencjalnego wzajemnego

Potencjał dV_K w punkcie K i -tego odcinka od elementu dl j -tego odcinka wynosi:

$$dV_K = \frac{\rho I_j}{4\pi r l_j} dl = \frac{\rho I_j}{4\pi l_j} \frac{dl}{\sqrt{r_0^2 + l^2}} \quad (4.3)$$

gdzie: I_j – prąd w j -tym odcinku; r_0, l – według rysunku 4.2.

Wypadkowy potencjał V_K w punkcie K od j -tego odcinka otrzymuje się przez całkowanie wzoru (4.3):

$$V_K = \int_{-l_0}^{l_j-l_0} dV_K = \frac{\rho I_j}{4\pi l_j} \left(\operatorname{ar} \sinh \frac{l_j-l_0}{r_0} + \operatorname{ar} \sinh \frac{l_0}{r_0} \right) \quad (4.4)$$

Obliczając średni potencjał i -tego odcinka:

$$V_i = \frac{1}{l_i} \int_{l_i} V_K dl_i \quad (4.5)$$

można na jego podstawie i zależności (4.4) wyrazić współczynnik potencjalny α_{ij} w postaci:

$$\alpha_{ij} = \frac{\rho}{4\pi l_i l_j} \int_{-l_0}^{l_j-l_0} \left(\operatorname{ar} \sinh \frac{l-l_0}{r_0} + \operatorname{ar} \sinh \frac{l_0}{r_0} \right) dl \quad (4.6)$$

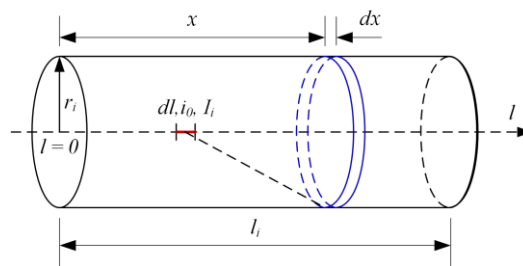
Analityczne obliczenie całki we wzorze (4.6) nie jest w ogólnym przypadku możliwe i do obliczeń numerycznych całkę przybliża się sumą:

$$\alpha_{ij} \approx \frac{\rho}{4\pi l_i l_j} \Delta l \sum_{k=1}^N \left(\operatorname{ar} \sinh \frac{l_j-l_0}{r_0} + \operatorname{ar} \sinh \frac{l_0}{r_0} \right) \quad (4.7)$$

gdzie: N – liczba odcinków o długości Δl , na jakie został podzielony odcinek i -ty. Współczynniki α_{ij} obliczane są iteracyjnie dla kolejnych liczb podziału $N = 2^i$, $i = 1, 2, 3, \dots$, analogicznie jak w publikacji [117]. Proces obliczania danego współczynnika zostaje zakończony, gdy względny przyrost ε_α jego wartości pomiędzy kolejnymi iteracjami, jest nie większy od z góry założonej wartości (np. $\varepsilon_\alpha < 0,1\%$).

Podobnie jak współczynniki α_{ij} wyznacza się współczynniki potencjalne β_{ij} pomiędzy odcinkiem i -tym, a odbiciem lustrzanym odcinka j -tego.

Współczynniki potencjalne własne α_{ii} , $i = 1, \dots, n$, wyznacza się (rys. 4.3) obliczając średni potencjał powierzchni odcinka wywołany prądem I w tym odcinku.



Rys. 4.3. Układ i -tego odcinka do wyznaczenia współczynnika potencjalnego własnego

Potencjał dV_p pierścienia o promieniu r_i , współrzędnej $l = x$ i szerokości dx na powierzchni odcinka, wywołany prądem I_i płynącym w elementarnym odcinku dl o współrzędnej $l = l_0$ wynosi:

$$dV_p = \frac{\rho I_i}{4\pi l_i \sqrt{(x - l_0)^2 + r_i^2}} dl \quad (4.8)$$

Potencjał V_p pierścienia od prądu całego odcinka otrzymuje się całkując (4.8):

$$V_p = \int_0^{l_i} \frac{\rho I_i}{4\pi l_i \sqrt{(x - l_0)^2 + r_i^2}} dl = \frac{\rho I_i}{4\pi l_i} \left(ar \sinh \frac{l_i - x}{r_i} + ar \sinh \frac{x}{r_i} \right) \quad (4.9)$$

Średni potencjał powierzchni przewodu wynosi:

$$V_i = \frac{1}{l_i} \int_0^{l_i} V_p dx = \frac{\rho I_i}{2\pi l_i} \left(ar \sinh \frac{l_i}{r_i} + \frac{r_i}{l_i} - \sqrt{\left(\frac{r_i}{l_i}\right)^2 + 1} \right) \quad (4.10)$$

Współczynnik potencjalny α_{ii} jest więc określony następującą zależnością:

$$\alpha_{ii} = \frac{\rho}{2\pi l_i} \left(ar \sinh \frac{l_i}{r_i} + \frac{r_i}{l_i} - \sqrt{\left(\frac{r_i}{l_i}\right)^2 + 1} \right) \quad (4.11)$$

Ponieważ w rzeczywistych układach uziomowych spełniona jest nierówność, że $r_i \ll l_i$, to wzór (4.11) można uprościć do postaci:

$$\alpha_{ii} = \frac{\rho}{2\pi l_i} \left(\operatorname{ar sinh} \frac{l_i}{r_i} - 1 \right) \quad (4.12)$$

Przedstawione powyżej rozważania zakładają stałą gęstość prądu w poszczególnych odcinkach układu uziomowego. W rzeczywistości, rozkład ten jest wielkością zmienną. Jednak dokonując podziału każdego odcinka uziomu na l_p pododcinków, można w ten sposób uwzględnić również zmienną gęstość prądu. Układ równań (4.1) przyjmuje wówczas postać:

$$\begin{cases} V_i = \sum_{j=1}^{l_p \cdot n} (\alpha_{ij} + \beta_{ij}) I_j, & i = 1, \dots, l_p \cdot n, \quad j = 1, \dots, l_p \cdot n \\ V_1 = V_2 = \dots = V_{l_p \cdot n} = V_U \end{cases} \quad (4.13)$$

Z układu równań (4.13) wyznaczane są prądy I_j , które są podstawą dalszych obliczeń rezystancji (rozdział 4.3) oraz potencjałów w otoczeniu układu uziomu (rozdział 4.4). W tym celu opracowano odpowiednie algorytmy obliczeniowe, które zaimplementowano w środowisku MATLAB.

4.3. Wyznaczanie rezystancji uziomu

Rezystancję R_U układu uziomowego wyznacza się formułując dla niego równania (4.13), przyjmując w nich dowolną wartość potencjału V_U . Po wyznaczeniu współczynników potencjalnych, z układu równań (4.13) wyznacza się prądy I_j w poszczególnych pododcinkach uziomu. Rezystancję R_U oblicza się jako:

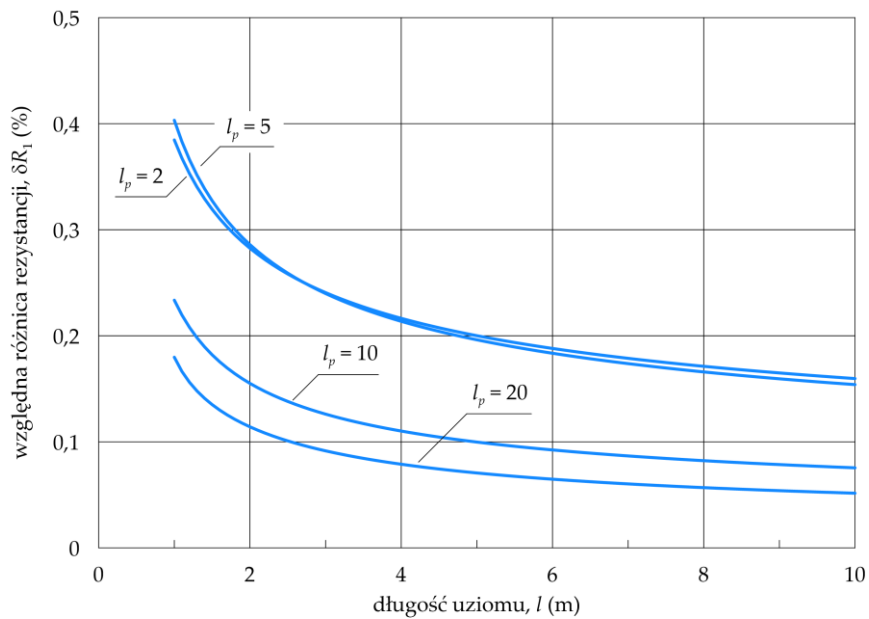
$$R_U = \frac{V_U}{\sum_{j=1}^{l_p \cdot n} I_j} \quad (4.14)$$

Na rysunku 4.4 przedstawiono dla uziomu pionowego o zmiennej długości l w zakresie od 1 do 10 metrów, promieniu $r = 7,5$ mm i usytuowanego w gruncie o rezystywności $\rho = 100 \Omega \cdot \text{m}$, względne różnice δR_1 rezystancji (4.14) pomiędzy kolejnymi wartościami liczb podziału $l_p \in \{1, 2, 5, 10, 20\}$:

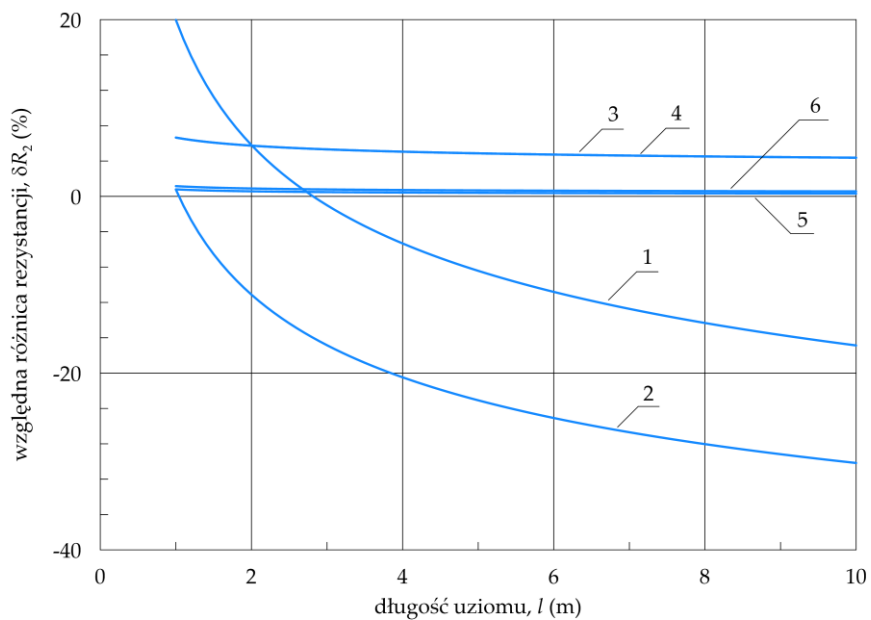
$$\delta R_1 = \left| 1 - \frac{R_U(l_{p_i})}{R_U(l_{p_{i-1}})} \right| \cdot 100\%, \quad i = 2, \dots \quad (4.15)$$

Z rysunku 4.4 wynika, że już dla podziału odcinków na dwa pododcinki ($l_p = 2$) względna różnica rezystancji jest poniżej 0,5%. Dalsze zwiększanie liczby l_p skutkuje coraz mniejszymi różnicami. Na rysunku 4.5 dla uziomu pionowego jak wyżej i liczby

$l_p = 5$, porównano względne różnice δR_2 rezystancji (4.14) w odniesieniu do zależności analitycznych prezentowanych w literaturze – tabela 4.1.



Rys. 4.4. Zależności względnych różnic rezystancji uziomu pionowego dla różnych liczb podziału l_p



Rys. 4.5. Zależności względnych różnic rezystancji uziomu pionowego (4.14) w odniesieniu do zależności analitycznych prezentowanych w literaturze tematu: 1) publikacja [125], 2) publikacja [180], 3) publikacje [121, 122], 4) publikacja [104], 5) publikacje [15, 74], 6) publikacja [106]

Tabela. 4.1. Zależności określające rezystancję uziomu pionowego

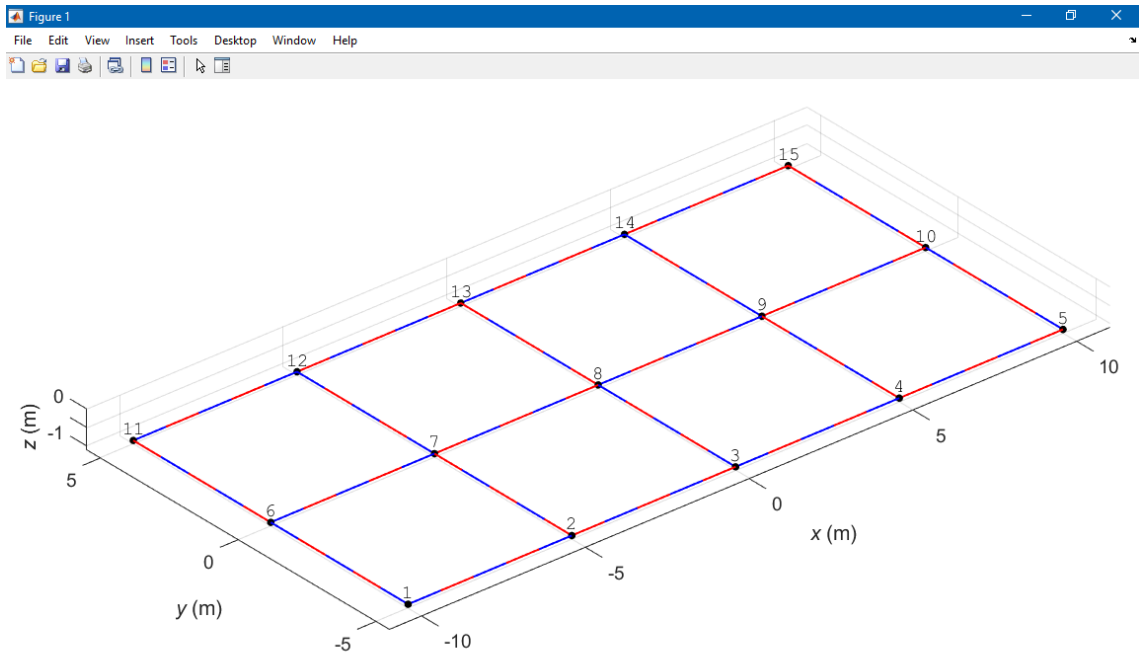
Lp.	Zależność	Źródło
1	$R_U = \frac{\rho}{l}$	[125]
2	$R_U = 0,84 \frac{\rho}{l}$	[180]
3	$R_U = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{r}\right)$	[121, 122]
4	$R_U = \frac{\rho}{4\pi l} \ln\left(\frac{2l}{r}\right)^2$	[104]
5	$R_U = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\ln\left(\frac{4l}{r}\right) - 1 \right]$	[15, 74]
6	$R_U = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{3l}{2r}\right)$	[106]

l – długość uziomu, r – promień uziomu,
 ρ – rezystywność gruntu

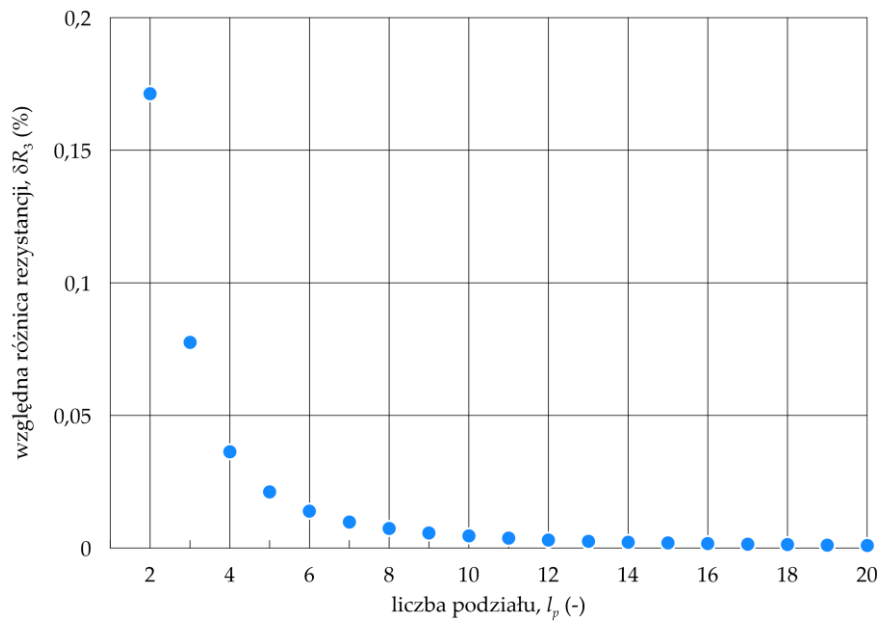
Badaniom poddano również prostokątne uziomy kratowe. Na rysunku 4.6 przedstawiono przykładowy uziom o wymiarach boków 20 m × 10 m, wymiarze oka siatki 5 m × 5 m i promieniu odcinków $r = 7,5$ mm, ułożony na głębokości 1 m w gruncie o rezystywności $\rho = 100 \Omega \cdot \text{m}$. Uziom złożony jest tylko z odcinków poziomych, a współrzędne (x, y, z) jego przeciwległych wierzchołków wynoszą $(-10 \text{ m}, -5 \text{ m}, -1 \text{ m})$ oraz $(10 \text{ m}, 5 \text{ m}, -1 \text{ m})$. Wyznaczona przy zastosowaniu opracowanego algorytmu i programu rezystancja tego uziomu wynosi $R_U = 3,09 \Omega$. Praktycznie nie zależy ona od liczby podziału l_p , co ilustruje rysunek 4.7, na którym przedstawiono względną różnicę rezystancji pomiędzy kolejnymi wartościami liczb podziału l_p :

$$\delta R_3 = \left| 1 - \frac{R_U(l_p = i)}{R_U(l_p = i - 1)} \right| \cdot 100\%, \quad i = 2, \dots \quad (4.16)$$

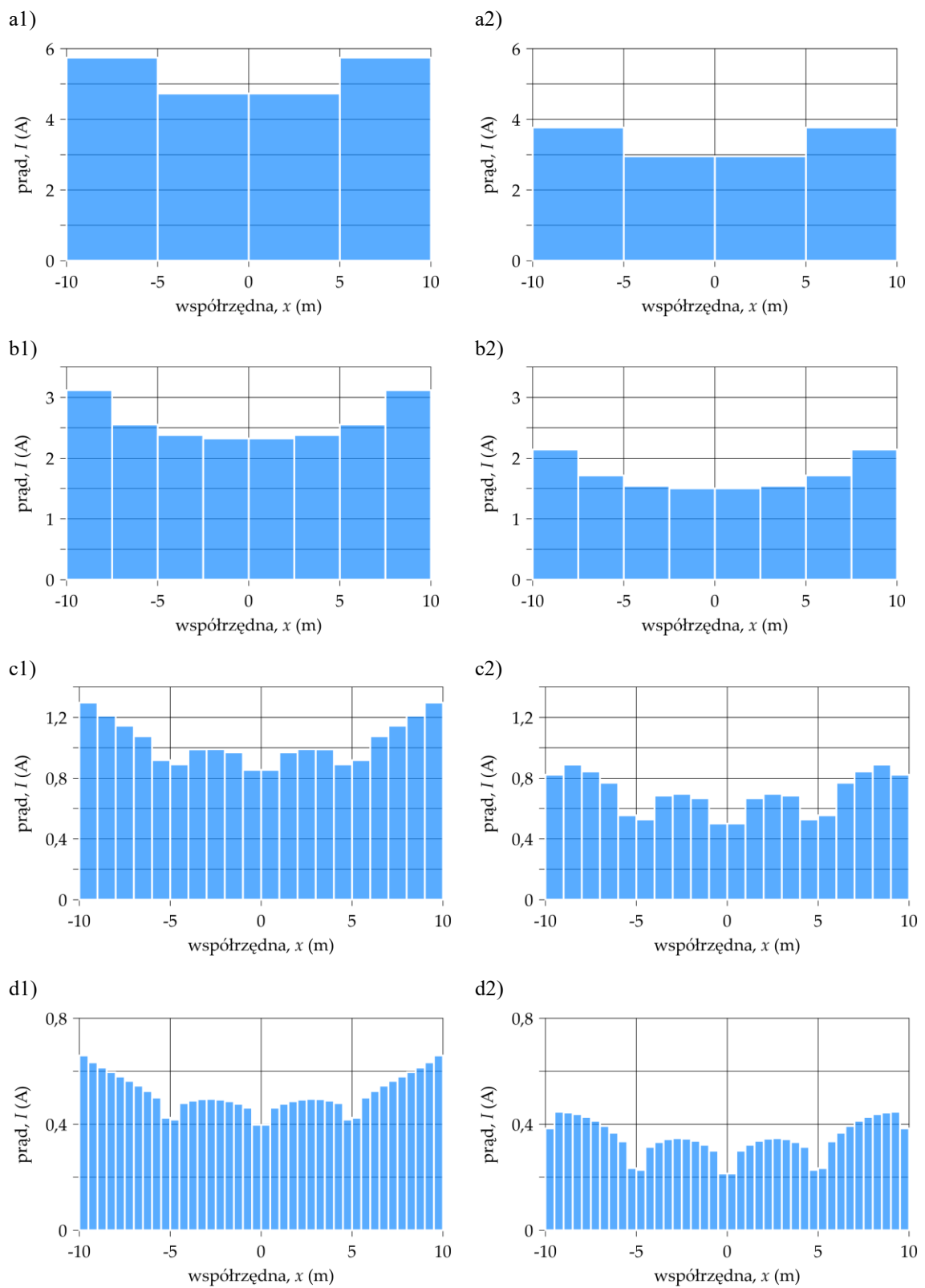
Z rysunku 4.7 wynika, że już dla $l_p = 2$ różnica δR_3 wynosi poniżej 0,2%, pomimo istotnych zmian w rozkładzie prądów wzdłuż odcinków uziomu, co z kolei ilustruje rysunek 4.8. Na rysunku tym przedstawiono rozkłady prądów w pododcinkach analizowanej kraty uziomowej dla liczb podziału $l_p \in \{1, 2, 5, 10\}$ wzdłuż osi x dla $y = -5 \text{ m}$ (rys. 4.8a1÷d1) i dla $y = 0 \text{ m}$ (rys. 4.8a2÷d2). Rozkłady te wyznaczono dla prądu wpływającego do uziomu o wartości 100 A.



Rys. 4.6. Odzworowanie uziomu kratowego w programie MATLAB dla liczby podziału odcinków $l_p = 5$



Rys. 4.7. Zależności względnych różnic rezystancji uziomu kratowego dla różnych liczb podziału l_p



Rys. 4.8. Rozkłady prądów w podocinkach kraty uziomowej dla różnych liczb podziału l_p : a) $l_p = 1$, b) $l_p = 2$, c) $l_p = 5$, d) $l_p = 10$; 1) brzeg kraty ($y = -5$ m), 2) środek kraty ($y = 0$ m)

Rezystancję rozważanego uziomu porównano z wartościami wyznaczonymi według uproszczonych zależności prezentowanych w literaturze. W tabeli 4.2 przedstawiono wartości oraz ich względne różnice δR_4 odniesione do wartości $R_U = 3,09 \Omega$. Można zauważyć, że użycie zależności uproszczonych prowadzi do zawyżania wartości rezystancji R_U , co w pewnych sytuacjach może być korzystne, na przykład z punktu widzenia oceny zagrożenia porażeniowego.

Tabela. 4.2. Wartości rezystancji R_U analizowanego uziomu kratowego wyznaczone według zależności prezentowanych w literaturze

Lp.	Zależność	Źródło	Rezystancja R_U, Ω	Względna różnica $\delta R_4, \%$
1	$R_U = \frac{0,55\rho}{\sqrt{S}}$	[7]	3,89	25,9
2	$R_U = \frac{\rho}{4R}$	[121, 122]	3,13	1,3
3	$R_U = 0,433 \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L}$	[15, 180]	4,04	30,7
4	$R_U = \frac{\rho}{4R} + \frac{\rho}{L}$	[104]	4,04	30,7
5	$R_U = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{S}} + \frac{\rho}{L}$	[74]	4,04	30,7
6	$R_U = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20S}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{S}}} \right) \right]$	[74]	3,69	19,4
7	$R_U = \rho \left(\frac{1}{4R} + \frac{1}{L} \right)$	[106]	4,04	30,7

L – całkowita długość wszystkich odcinków uziomu, S – powierzchnia ograniczona uziomem, R – promień okręgu o powierzchni S , ρ – rezystywność gruntu, h – głębokość ułożenia uziomu

4.4. Wyznaczanie potencjału w otoczeniu uziomu

Potencjały $V_U(x,y,z)$ w otoczeniu uziomu wyznacza się jako superpozycję potencjałów V_K (4.4) w punkcie K o współrzędnych (x,y,z) , uwzględniając zarówno odcinki ułożone w ziemi, jak i ich odbicia lustrzane.

W pierwszym etapie obliczeń wyznacza się współczynniki potencjalne wzajemne i własne pomiędzy pododcinkami układu uziomowego. W kolejnym etapie, dla założonej *a priori* wartości potencjału V_U^* , oblicza się wstępnie z równania (4.13) prądy I_j^* w poszczególnych pododcinkach układu uziomowego. Prądy te umożliwiają wyznaczenie rzeczywistej wartości potencjału V_U , wywołanego przez prąd zwarcia I_F wpływający do układu uziomowego:

$$V_U = V_U^* \frac{I_F}{\sum_{j=1}^{l_p \cdot n} I_j^*} \quad (4.17)$$

W następnym etapie ponownie rozwiązuje się układ równań (4.13) dla potencjału V_U określonego wzorem (4.17). Otrzymane dla tego potencjału prądy I_j umożliwiają na drodze superpozycji wyznaczenie potencjałów $V_U(x,y,z)$ w otoczeniu układu uziomowego.

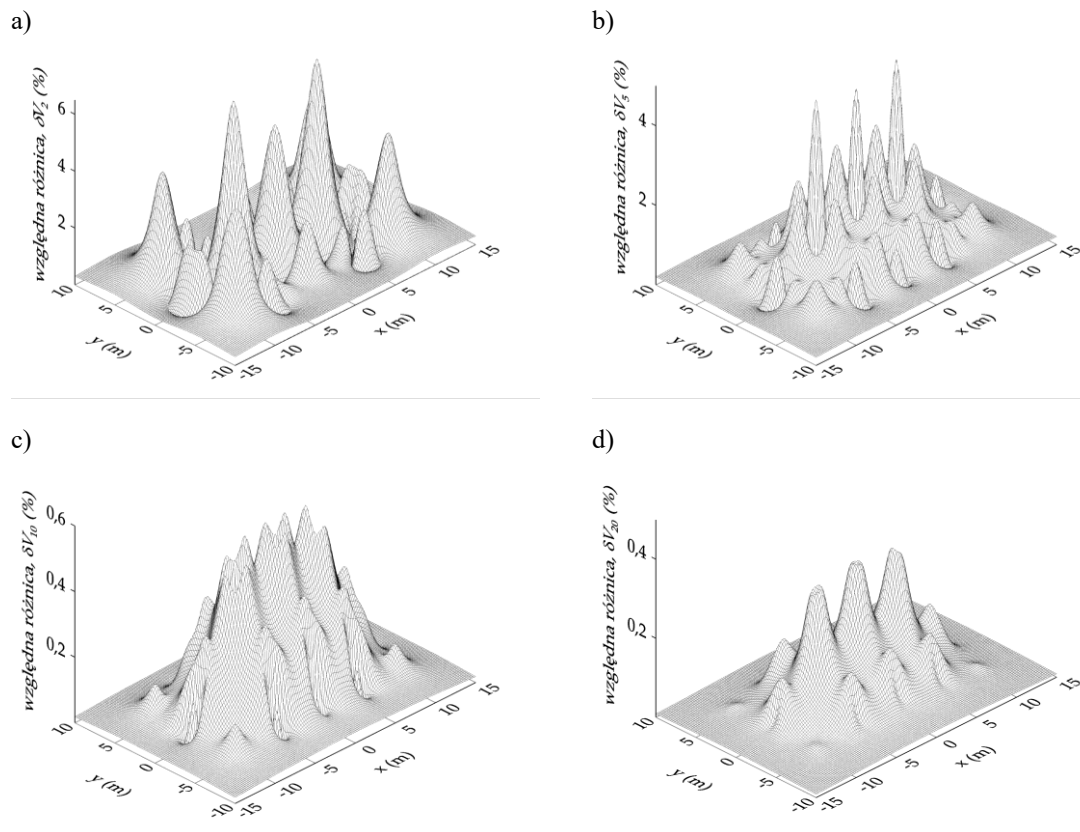
Wartości obliczanych potencjałów V_U również zależne są od liczby l_p podziału odcinków. Na rysunku 4.9 przedstawiono dla uziomu kratowego z rysunku 4.6, różnice względne potencjałów δV na powierzchni ziemi:

$$\delta V_2 = \left| 1 - \frac{V_U(l_p = 2)}{V_U(l_p = 1)} \right| \cdot 100\%, \quad \delta V_5 = \left| 1 - \frac{V_U(l_p = 5)}{V_U(l_p = 2)} \right| \cdot 100\% \quad (4.18)$$

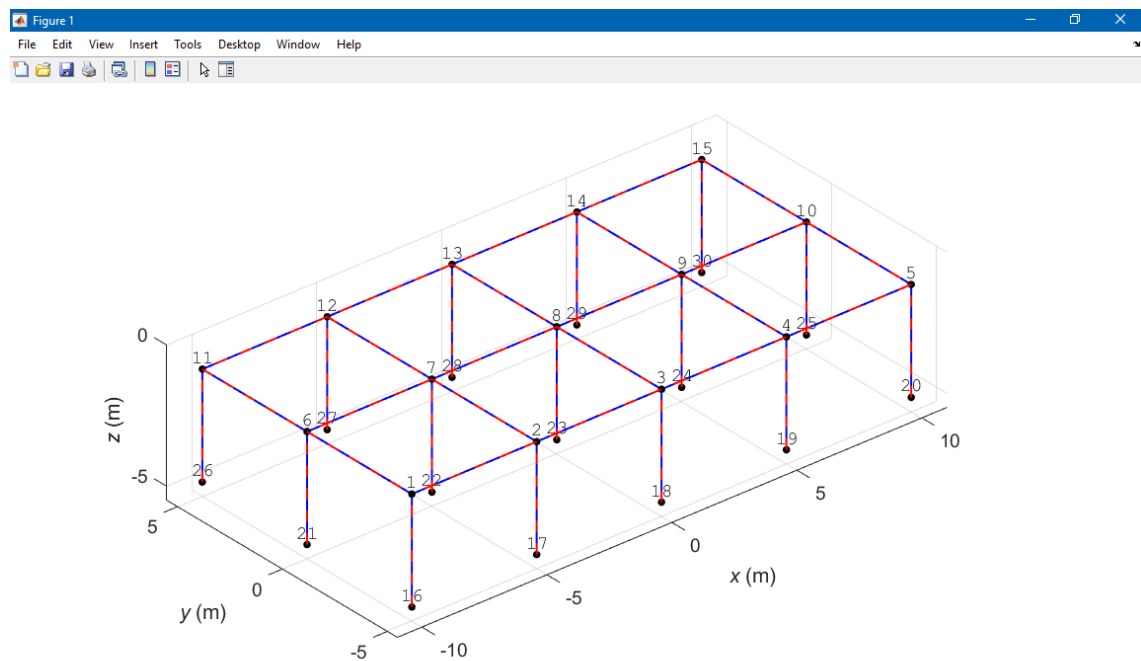
$$\delta V_{10} = \left| 1 - \frac{V_U(l_p = 10)}{V_U(l_p = 5)} \right| \cdot 100\%, \quad \delta V_{20} = \left| 1 - \frac{V_U(l_p = 20)}{V_U(l_p = 10)} \right| \cdot 100\%$$

Z rysunku 4.9 wynika, że w obliczeniach potencjałów uziomowych wystarczające jest przyjęcie liczby $l_p = 10$, bowiem względna różnica δV jest poniżej 1%.

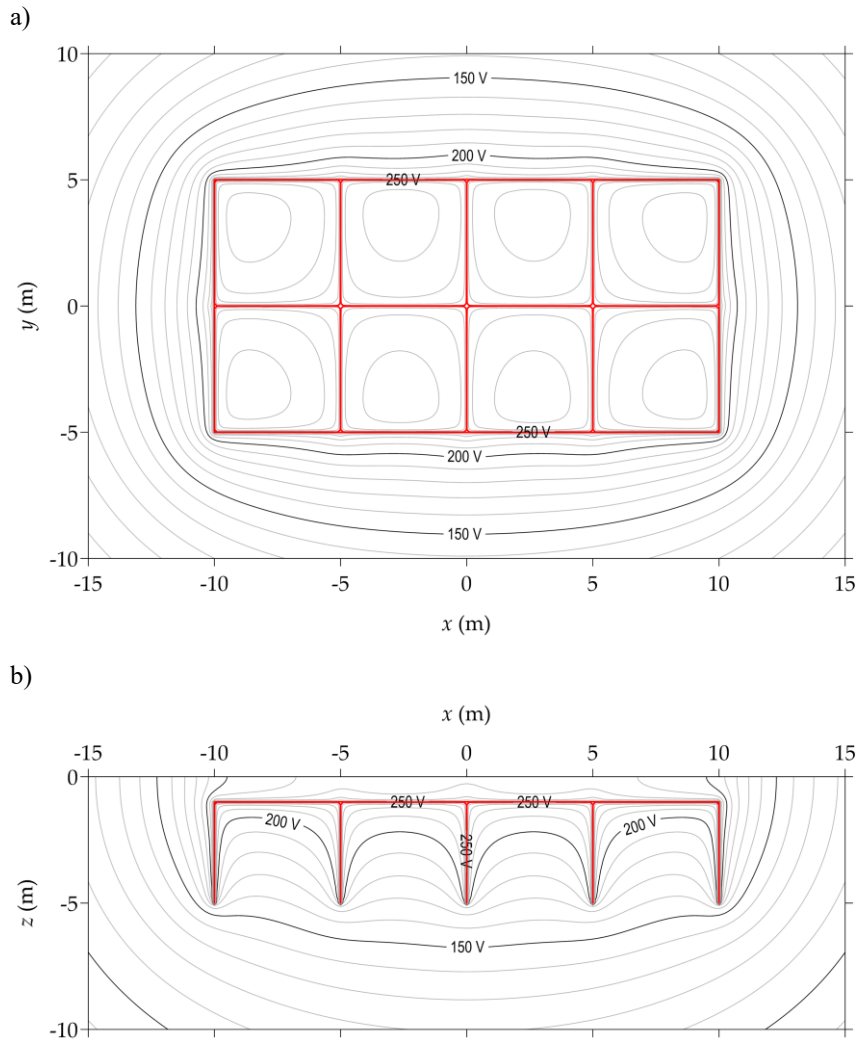
Na rysunku 4.10 przedstawiono model uziomu z rysunku 4.6 rozbudowany o pionowe odcinki, przyłączone do węzłów kraty. Przyjmując liczbę $l_p = 10$ i prąd $I_F = 100$ A, dla tego modelu przedstawiono na rysunku 4.11a przykładowy rozkład potencjału $V_U(x,y,z)$ w płaszczyźnie $z = -1$ m, a na rysunku 4.11b rozkład potencjału w płaszczyźnie $y = -5$ m.



Rys. 4.9. Różnice względne δV_2 (a), δV_5 (b), δV_{10} (c) oraz δV_{20} (d) potencjałów na powierzchni ziemi wyznaczone dla uziomu kratowego z rysunku 4.6



Rys. 4.10. Odwzorowanie uziomu kratowego z prętami pionowymi w programie MATLAB dla liczby podziału odcinków $l_p = 10$

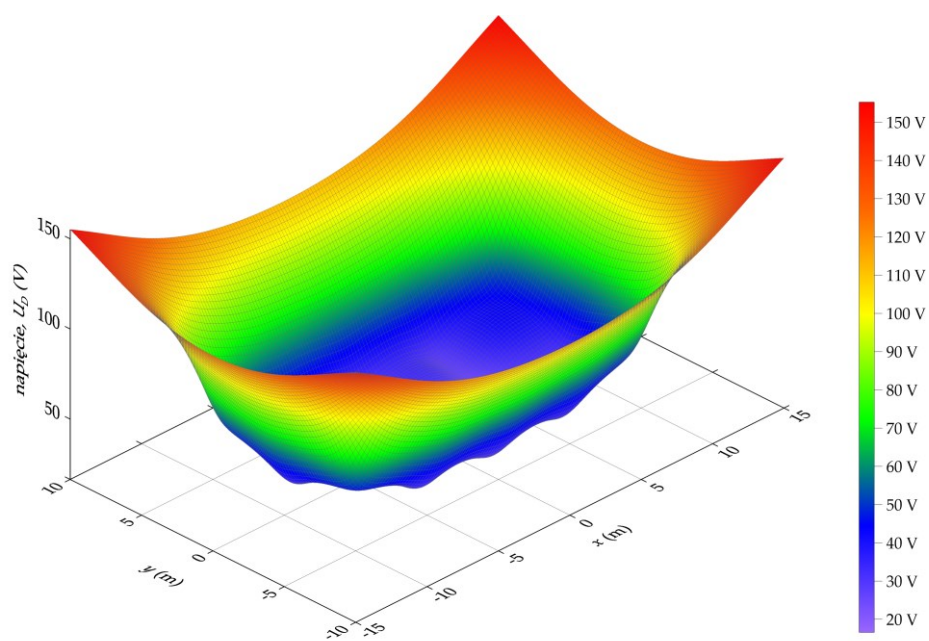


Rys. 4.11. Rozkłady potencjału $V_U(x,y,z)$ w otoczeniu uziomu kratowego:
a) $z = -1$ m; b) $y = -5$ m

Na podstawie potencjałów uziomowych V_U (4.17) oraz rezystancji R_U (4.14) można wyznaczyć rozkład napięcia dotykowego U_D :

$$U_D(x,y) = I_F R_U - V_U(x,y,0) \quad (4.19)$$

Na rysunku 4.12 przedstawiono rozkład napięcia U_D dla uziomu kratowego z rysunku 4.10, do którego wpływa prąd $I_F = 100$ A. Bezpośrednio nad kratą uziomową wartości napięć dotykowych zawierają się od około 17 V do około 60 V (nad rogami kraty uziomowej), natomiast poza kratą rosną do wartości około 155 V w rogach analizowanego obszaru.

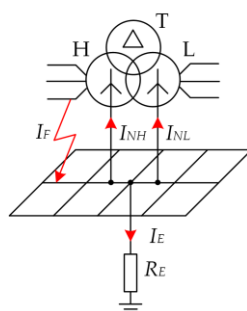


Rys. 4.12. Przykładowy rozkład napięcia dotykowego U_D dla uziomu z rysunku 4.11

5 Analiza modeli transformatorów do wyznaczania rozptywu prądu zwarcia w stacjach elektroenergetycznych

5.1. Wprowadzenie

Przedmiotem rozważań są transformatory elektroenergetyczne mające zastosowanie w stacjach elektroenergetycznych wysokich i najwyższych napięć. W polskim systemie elektroenergetycznym będą to transformatory łączące pomiędzy sobą sieci 400 kV, 220 kV i 110 kV. W stacjach elektroenergetycznych stanowiących węzły krajowego systemu elektroenergetycznego instalowane są transformatory systemowe 400/220 kV, 400/110 kV oraz 220/110 kV. Ich wspólną cechą jest to, że są to transformatory trójuzwojeniowe, z uzwojeniem wyrównawczym średniego napięcia (rysunek 5.1). Oprócz transformatorów zastosowanie znajdują również autotransformatory.



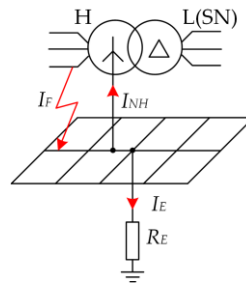
Rys. 5.1. Rozptyw prądu zwarcia do punktów gwiazdowych transformatora systemowego

H – strona górnego napięcia; L – strona dolnego napięcia; T – strona uzwojenia wyrównawczego;
 R_E – rezystancja uziemienia stacji elektroenergetycznej; I_F – prąd w miejscu zwarcia;
 I_{NH} , I_{NL} – prądy powrotne do punktów neutralnych transformatora; I_E – prąd wpływający do uziomu stacji

Charakterystycznym skojarzeniem uzwojeń transformatora systemowego jest połączenie uzwojeń górnego H i dolnego L napięcia w gwiazdy, z wyprowadzonymi na zewnątrz kadzi punktami gwiazdowymi. Natomiast trzecie uzwojenie T (wyrównawcze) średniego napięcia jest łączone w trójkąt i wykorzystywane również do zasilania potrzeb własnych stacji. Punkty gwiazdowe łączone są bezpośrednio z uziomem stacji, co wynika z wymagań zachowania skuteczności uziemienia w sieciach 110 ÷ 400 kV. W tym przypadku część prądu zwarcia I_F przepływa również do punktów gwiazdowych jako prądy składowe I_{NH} i I_{NL} . W analizach rozptywu prądu zwarcia należy wziąć pod uwagę również to, że w pewnych sytuacjach punkty gwiazdowe mogą być odłączane od

uziomu stacji, ze względu na ograniczanie wartości prądów zwarć jednofazowych. W tych sytuacjach w odprowadzenia prądu zwarcia I_F uczestniczy ten punkt gwiazdowy, który jest połączony z uziomem stacji.

W sieciach 110 ÷ 400 kV oprócz transformatorów systemowych, funkcjonują transformatory blokowe, a w sieciach 110 kV transformatory rozdzielcze, określane często jako transformatory rozdzielcze dużej mocy. Pomimo różnych funkcji ich wspólną cechą jest to, że są to transformatory dwuuzwojeniowe (rys. 5.2).



Rys. 5.2. Rozpływ prądu zwarcia do punktu gwiazdowego transformatora dwuuzwojeniowego (blokowego albo rozdzielczego dużej mocy)

H – strona górnego napięcia; L – strona dolnego napięcia; R_E – rezystancja uziemienia stacji elektroenergetycznej; I_F – prąd w miejscu zwarcia; I_{NH} – prąd powrotny do punktu neutralnego transformatora; I_E – prąd spływający do uziomu stacji

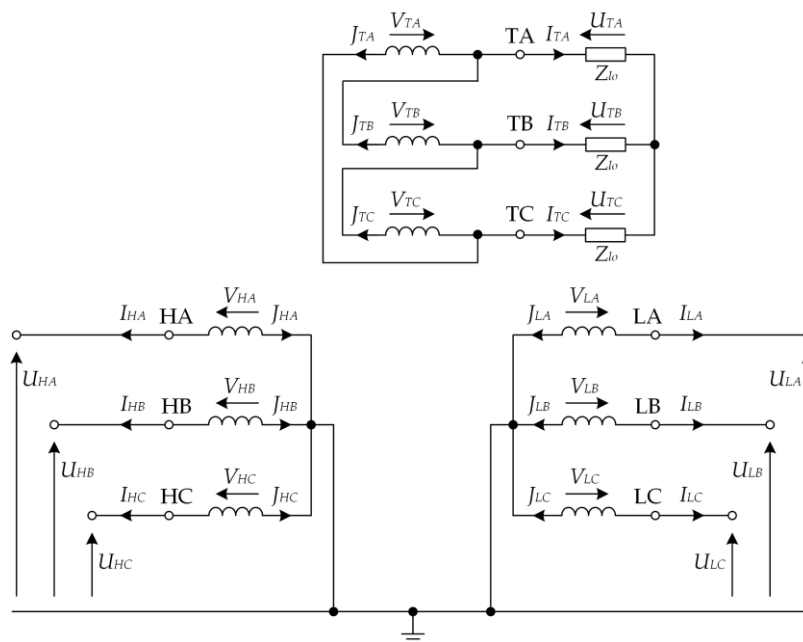
Uzwojenie górnego napięcia H skojarzone jest w gwiazdę z wyprowadzonym punktem gwiazdowym, natomiast uzwojenie dolnego napięcia L skojarzone jest w trójkąt i przyłączone do generatora (transformatory blokowe) albo do sieci rozdzielczej średniego napięcia (transformatory rozdzielcze). Zarówno transformatory blokowe, jak i transformatory rozdzielcze, uczestniczą w odprowadzeniu prądu zwarcia I_F , pod warunkiem połączenia ich punktów gwiazdowych z uziomem stacji. Należy wziąć pod uwagę, że ze względu na ograniczanie wartości prądów zwarć jednofazowych, punkty gwiazdowe transformatorów blokowych w rozdzielniach elektrownianych, jak i punkty gwiazdowe transformatorów rozdzielczych 110 kV/SN mogą być również odziemiane.

W celu określenia wartości impedancji transformatorów na drodze powrotnej przepływu prądów zwarciovych, opracowano modele transformatorów trójuzwojeniowych oraz dwuuzwojeniowych, które przedstawiono w dalszej części niniejszego rozdziału.

5.2. Model transformatora trójzwojowego

W celu określenia wartości impedancji transformatora trójzwojowego na drodze powrotnej przepływu prądu zwarciovego, rozważono układ przedstawiony na rysunku 5.3. Przy formułowaniu modelu matematycznego transformatora przyjęto następujące założenia [6, 83]:

- symetria uzwojeń fazowych,
- symetria budowy obwodu magnetycznego,
- liniowość obwodów magnetycznych i elektrycznych,
- pomija się straty w rdzeniu,
- nie uwzględnia się pojemności w transformatorze.



Rys. 5.3. Schemat obwodu elektrycznego transformatora trójzwojowego Ynynd
H – strona górnego napięcia; L – strona dolnego napięcia; T – strona uzwojenia wyrównawczego;
A, B, C – tory fazowe; V – napięcia uzwojeń; J – prądy w uzwojeniach; U – napięcia na zaciskach transformatora; I – prądy dopływające do transformatora; Z_{lo} – impedancja obciążenia

Dla przedstawionego na rysunku 5.3 schematu, można na podstawie [6, 83] zapisać poniższe równania napięć V na uzwojeniach transformatora:

$$\begin{bmatrix} V_{HA} \\ V_{HB} \\ V_{HC} \\ V_{LA} \\ V_{LB} \\ V_{LC} \\ V_{TA} \\ V_{TB} \\ V_{TC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{sH} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{sH} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{sH} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Z_{sL} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{sL} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{sL} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{sT} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{sT} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{sT} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_{HA} \\ J_{HB} \\ J_{HC} \\ J_{LA} \\ J_{LB} \\ J_{LC} \\ J_{TA} \\ J_{TB} \\ J_{TC} \end{bmatrix} + \\
+ j\omega \begin{bmatrix} L_H & M_H & M_H & M'_{HL} & M''_{HL} & M''_{HL} & M'_{HT} & M''_{HT} & M''_{HT} \\ M_H & L_H & M_H & M''_{HL} & M'_{HL} & M''_{HL} & M''_{HT} & M'_{HT} & M''_{HT} \\ M_H & M_H & L_H & M''_{HL} & M''_{HL} & M'_{HL} & M''_{HT} & M'_{HT} & M''_{HT} \\ M'_{HL} & M''_{HL} & M''_{HL} & L_L & M_L & M_L & M'_{LT} & M''_{LT} & M''_{LT} \\ M'_{HL} & M''_{HL} & M''_{HL} & M_L & L_L & M_L & M''_{LT} & M'_{LT} & M''_{LT} \\ M''_{HL} & M''_{HL} & M'_{HL} & M_L & M_L & L_L & M''_{LT} & M''_{LT} & M'_{LT} \\ M'_{HT} & M''_{HT} & M''_{HT} & M'_{LT} & M''_{LT} & M''_{LT} & L_T & M_T & M_T \\ M''_{HT} & M'_{HT} & M''_{HT} & M''_{LT} & M'_{LT} & M''_{LT} & M_T & L_T & M_T \\ M''_{HT} & M''_{HT} & M'_{HT} & M''_{LT} & M''_{LT} & M'_{LT} & M_T & M_T & L_T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_{HA} \\ J_{HB} \\ J_{HC} \\ J_{LA} \\ J_{LB} \\ J_{LC} \\ J_{TA} \\ J_{TB} \\ J_{TC} \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

przy czym:

$$Z_{sH} = R_H + j\omega L_{sH} \quad (5.2)$$

$$Z_{sL} = R_L + j\omega L_{sL} \quad (5.3)$$

$$Z_{sT} = R_T + j\omega L_{sT} \quad (5.4)$$

gdzie:

- V_{HA}, V_{HB}, V_{HC} – napięcia na uzwojeniach strony górnego napięcia H (V);
- J_{HA}, J_{HB}, J_{HC} – prądy w uzwojeniach strony górnego napięcia H (A);
- V_{LA}, V_{LB}, V_{LC} – napięcia na uzwojeniach strony dolnego napięcia L (V);
- J_{LA}, J_{LB}, J_{LC} – prądy w uzwojeniach strony dolnego napięcia L (A);
- V_{TA}, V_{TB}, V_{TC} – napięcia na uzwojeniach wyrównawczych T (V);
- J_{TA}, J_{TB}, J_{TC} – prądy w uzwojeniach wyrównawczych T (A);
- R_H – rezystancja uzwojenia strony górnego napięcia (Ω);
- R_L – rezystancja uzwojenia strony dolnego napięcia (Ω);
- R_T – rezystancja uzwojenia wyrównawczego (Ω);
- L_{sH} – indukcyjność uzwojenia strony górnego napięcia związana ze strumieniem rozproszenia (H);
- L_{sL} – indukcyjność uzwojenia strony dolnego napięcia związana ze strumieniem rozproszenia (H);
- L_{sT} – indukcyjność uzwojeń strony uzwojenia wyrównawczego związana ze strumieniem rozproszenia (H);

L_H	– indukcyjność uzwojenia strony górnego napięcia związana ze strumieniem głównym (H);
L_L	– indukcyjność uzwojeń strony dolnego napięcia związane ze strumieniem głównym (H);
L_T	– indukcyjność uzwojeń strony uzwojenia wyrównawczego związana ze strumieniem głównym (H);
M_H	– indukcyjności wzajemne dwóch uzwojeń strony górnego napięcia, znajdujących się na różnych kolumnach (H);
M_L	– indukcyjności wzajemne dwóch uzwojeń strony dolnego napięcia, znajdujących się na różnych kolumnach (H);
M_T	– indukcyjności wzajemne dwóch uzwojeń wyrównawczych, znajdujących się na różnych kolumnach (H);
M'_{HL}	– indukcyjności wzajemne dwóch uzwojeń strony górnego i dolnego napięcia, znajdujących się na tych samych kolumnach (H);
M''_{HL}	– indukcyjności wzajemne dwóch uzwojeń strony górnego i dolnego napięcia, znajdujących się na różnych kolumnach (H);
M'_{LT}	– indukcyjności wzajemne dwóch uzwojeń strony dolnego i wyrównawczego uzwojenia, znajdujących się na tych samych kolumnach (H);
M''_{LT}	– indukcyjności wzajemne dwóch uzwojeń strony dolnego i wyrównawczego uzwojenia, znajdujących się na różnych kolumnach (H).

W transformatorze trójfazowym o budowie symetrycznej zachodzą związki [6, 83]:

$$L_L = \frac{1}{\mathfrak{g}_{HL}^2} L_H \quad (5.5)$$

$$L_T = \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} L_H \quad (5.6)$$

$$M_L = \frac{1}{\mathfrak{g}_{HL}^2} M_H \quad (5.7)$$

$$M_T = \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} M_H \quad (5.8)$$

$$M'_{HL} = \frac{1}{\mathfrak{g}_{HL}} L_H \quad (5.9)$$

$$M'_{HT} = \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}} L_H \quad (5.10)$$

$$M'_{LT} = \frac{1}{\mathfrak{g}_{LT}} L_L \quad (5.11)$$

$$M''_{HL} = \frac{1}{\mathfrak{G}_{HL}} M_H \quad (5.12)$$

$$M''_{HT} = \frac{1}{\mathfrak{G}_{HT}} M_H \quad (5.13)$$

$$M''_{LT} = \frac{1}{\mathfrak{G}_{LT}} M_L \quad (5.14)$$

$$\mathfrak{G}_{HL} = \frac{z_H}{z_L} \quad (5.15)$$

$$\mathfrak{G}_{HT} = \frac{z_H}{z_T} \quad (5.16)$$

$$\mathfrak{G}_{LT} = \frac{z_L}{z_T} \quad (5.17)$$

gdzie:

- z_H – liczba zwojów uzwojenia górnego napięcia;
- z_L – liczba zwojów uzwojenia dolnego napięcia;
- z_T – liczba zwojów uzwojenia wyrównawczego;
- \mathfrak{G}_{HL} – przekładnia zwojowa H-L;
- \mathfrak{G}_{HT} – przekładnia zwojowa H-T;
- \mathfrak{G}_{LT} – przekładnia zwojowa L-T.

Algorytm wyznaczenia powyższych parametrów na podstawie danych konstrukcyjnych transformatora, przedstawiono w Załączniku.

Uwzględniając zależności (5.2) – (5.17) można równanie (5.1) przedstawić w następującym zapisie macierzowym:

$$\mathbf{V}_H = \mathbf{Z}_H \mathbf{J}_H + \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H + \frac{1}{\mathfrak{G}_{HL}} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_L + \frac{1}{\mathfrak{G}_{HT}} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_T \quad (5.18)$$

$$\mathbf{V}_L = \mathbf{Z}_L \mathbf{J}_L + \frac{1}{\mathfrak{G}_{HL}} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H + \frac{1}{\mathfrak{G}_{HL}^2} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_L + \frac{1}{\mathfrak{G}_{LT} \mathfrak{G}_{HL}^2} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_T \quad (5.19)$$

$$\mathbf{V}_T = \mathbf{Z}_T \mathbf{J}_T + \frac{1}{\mathfrak{G}_{HT}} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H + \frac{1}{\mathfrak{G}_{LT} \mathfrak{G}_{HL}^2} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_L + \frac{1}{\mathfrak{G}_{HT}^2} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_T \quad (5.20)$$

gdzie:

$$\mathbf{V}_H = \begin{bmatrix} V_{HA} \\ V_{HB} \\ V_{HC} \end{bmatrix}, \mathbf{V}_L = \begin{bmatrix} V_{LA} \\ V_{LB} \\ V_{LC} \end{bmatrix}, \mathbf{V}_T = \begin{bmatrix} V_{TA} \\ V_{TB} \\ V_{TC} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{J}_H = \begin{bmatrix} J_{HA} \\ J_{HB} \\ J_{HC} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{J}_L = \begin{bmatrix} J_{LA} \\ J_{LB} \\ J_{LC} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{J}_T = \begin{bmatrix} J_{TA} \\ J_{TB} \\ J_{TC} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{Z}_H = \begin{bmatrix} Z_{sH} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{sH} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{sH} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Z}_L = \begin{bmatrix} Z_{sL} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{sL} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{sL} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Z}_T = \begin{bmatrix} Z_{sT} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{sT} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{sT} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{Z}_M = j\omega \begin{bmatrix} L_H & M_H & M_H \\ M_H & L_H & M_H \\ M_H & M_H & L_H \end{bmatrix}.$$

Dla skojarzenia uzwojeń w trójkąt można zapisać związek między prądami fazowymi I_T obciążenia i prądami J_T w uzwojeniach:

$$\mathbf{I}_T = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \mathbf{J}_T \quad (5.21)$$

oraz równanie napięć:

$$\mathbf{V}_T = \begin{bmatrix} Z_{lo} & 0 & -Z_{lo} \\ -Z_{lo} & Z_{lo} & 0 \\ 0 & -Z_{lo} & Z_{lo} \end{bmatrix} \mathbf{I}_T \quad (5.22)$$

Podstawiając równanie (5.21) do (5.22) otrzymuje się następujący związek między napięciami V_T i prądami J_T :

$$\mathbf{V}_T = \mathbf{Z}_{LO} \mathbf{J}_T \quad (5.23)$$

gdzie:

$$\mathbf{Z}_{LO} = \begin{bmatrix} -2Z_{lo} & Z_{lo} & Z_{lo} \\ Z_{lo} & -2Z_{lo} & Z_{lo} \\ Z_{lo} & Z_{lo} & -2Z_{lo} \end{bmatrix} \quad (5.24)$$

Podstawiając równanie (5.23) do (5.20) otrzymuje się równanie:

$$\mathbf{Z}_{LO} \mathbf{J}_T = \mathbf{Z}_T \mathbf{J}_T + \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H + \frac{1}{\mathfrak{g}_{LT} \mathfrak{g}_{HL}^2} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_L + \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_T \quad (5.25)$$

z którego wyznacza się prądy \mathbf{J}_T :

$$\mathbf{J}_T = \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}} \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_T - \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H + \frac{1}{\mathfrak{g}_{LT} \mathfrak{g}_{HL}^2} \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_T - \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_L \quad (5.26)$$

Podstawiając równanie (5.26) do (5.18) i (5.19) otrzymuje się zależności wiążące napięcia uzwojeń H i L tylko z prądami płynącymi w tych uzwojeniach:

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_H = & \left[\mathbf{Z}_H + \mathbf{Z}_M + \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_T - \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \mathbf{Z}_M^2 \right] \mathbf{J}_H + \\ & + \left[\frac{1}{\mathfrak{g}_{HL}} \mathbf{Z}_M + \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT} \mathfrak{g}_{LT} \mathfrak{g}_{HL}^2} \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_T - \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \mathbf{Z}_M^2 \right] \mathbf{J}_L \end{aligned} \quad (5.27)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_L = & \left[\frac{1}{\mathfrak{g}_{HL}} \mathbf{Z}_M + \frac{1}{\mathfrak{g}_{LT} \mathfrak{g}_{HL}^2 \mathfrak{g}_{HT}} \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_T - \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \mathbf{Z}_M^2 \right] \mathbf{J}_H + \\ & + \left[\mathbf{Z}_L + \frac{1}{\mathfrak{g}_{HL}^2} \mathbf{Z}_M + \frac{1}{\mathfrak{g}_{LT}^2 \mathfrak{g}_{HL}^4} \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_T - \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \mathbf{Z}_M^2 \right] \mathbf{J}_L \end{aligned} \quad (5.28)$$

Równania (5.27) i (5.28) w ogólnym zapisie macierzowym można przedstawić jako:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_H \\ \mathbf{V}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{HH} & \mathbf{Z}_{HL} \\ \mathbf{Z}_{HL} & \mathbf{Z}_{LL} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{J}_H \\ \mathbf{J}_L \end{bmatrix} \quad (5.29)$$

gdzie:

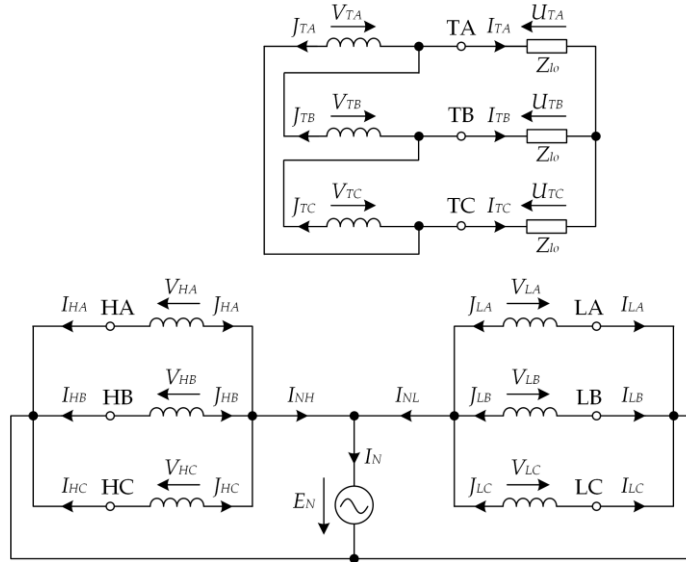
$$\mathbf{Z}_{HH} = \mathbf{Z}_H + \mathbf{Z}_M + \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_T - \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \mathbf{Z}_M^2 \quad (5.30)$$

$$\mathbf{Z}_{LL} = \mathbf{Z}_L + \frac{1}{\mathfrak{g}_{HL}^2} \mathbf{Z}_M + \frac{1}{\mathfrak{g}_{LT}^2 \mathfrak{g}_{HL}^4} \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_T - \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \mathbf{Z}_M^2 \quad (5.31)$$

$$\mathbf{Z}_{HL} = \frac{1}{\mathfrak{g}_{HL}} \mathbf{Z}_M + \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT} \mathfrak{g}_{LT} \mathfrak{g}_{HL}^2} \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_T - \frac{1}{\mathfrak{g}_{HT}^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \mathbf{Z}_M^2 \quad (5.32)$$

5.2.1. Impedancja transformatora dla prądów powrotnych do połączonych punktów neutralnych transformatora

W celu określania wartości impedancji Z_N dla prądów powrotnych do połączonych punktów neutralnych transformatora rozważono układ przedstawiony na rysunku 5.4.



Rys. 5.4. Schemat obwodu elektrycznego transformatora trójuzwojeniowego Yyn0d do wyznaczenia impedancji transformatora dla prądów powrotnych do połączonych punktów neutralnych transformatora

H – strona górnego napięcia; L – strona dolnego napięcia; T – strona uzwojenia wyrównawczego; A, B, C – tory fazowe; V – napięcia uzwojeń; J – prądy w uzwojeniach; U – napięcia na zaciskach transformatora; I – prądy dopływające do transformatora; Z_{lo} – impedancja obciążenia; E_N – siła elektromotoryczna

Impedancję Z_N można wyznaczyć przykładając pomiędzy połączone punkty neutralne a zwarte zaciski strony H i strony L, siłę elektromotoryczną E_N o wartości jednostkowej:

$$E_N = 1e^{j0^\circ}, \quad (\text{pu}) \quad (5.33)$$

Prądy J_H oraz J_L wyznacza się z równania (5.29) podstawiając w nim poniższe zależności:

$$V_{HA} = V_{HB} = V_{HC} = E_N \quad (5.34)$$

$$V_{LA} = V_{LB} = V_{LC} = E_N \quad (5.35)$$

Poszukiwaną impedancję Z_N wyznacza się jako:

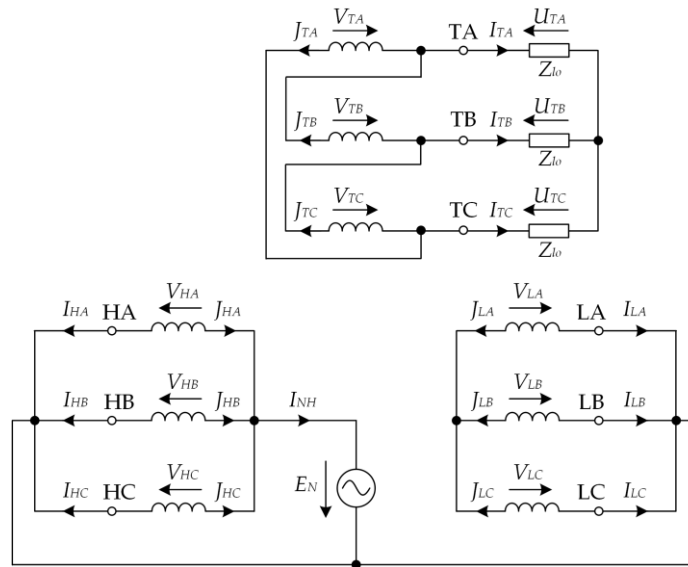
$$Z_N = \frac{E_N}{I_N} \quad (5.36)$$

gdzie:

$$I_N = I_{NH} + I_{NL} = \sum J_H + \sum J_L \quad (5.37)$$

5.2.2. Impedancja transformatora dla prądów powrotnych w przypadku odłączonego punktu neutralnego strony L

W celu określania wartości impedancji Z_{NH} dla prądów powrotnych w przypadku odłączonego punktu neutralnego strony L rozważono układ przedstawiony na rysunku 5.5.



Rys. 5.5. Schemat obwodu elektrycznego transformatora trójzwojowego Ynynd do wyznaczenia impedancji powrotnych w przypadku odłączonego punktu neutralnego strony L

H – strona górnego napięcia; L – strona dolnego napięcia; T – strona uzwojenia wyrównawczego; A, B, C – tory fazowe; V – napięcia uzwojeń; J – prądy w uzwojeniach; U – napięcia na zaciskach transformatora; I – prądy dopływające do transformatora; Z_{lo} – impedancja obciążenia; E_N – siła elektromotoryczna

Impedancję Z_{NH} można wyznaczyć przykładając pomiędzy punkt neutralny strony H a zwarte zaciski strony H, siłę elektromotoryczną E_N o wartości jednostkowej (5.33). Ponieważ prądy $\mathbf{J}_L = \mathbf{0}$, to prądy \mathbf{J}_H wyznaczone z równania (5.29) wynoszą:

$$\mathbf{J}_H = \mathbf{Z}_{HH}^{-1} \mathbf{V}_H \quad (5.38)$$

przy czym:

$$V_{HA} = V_{HB} = V_{HC} = E_N \quad (5.39)$$

Poszukiwaną impedancję Z_{NH} wyznacza się jako:

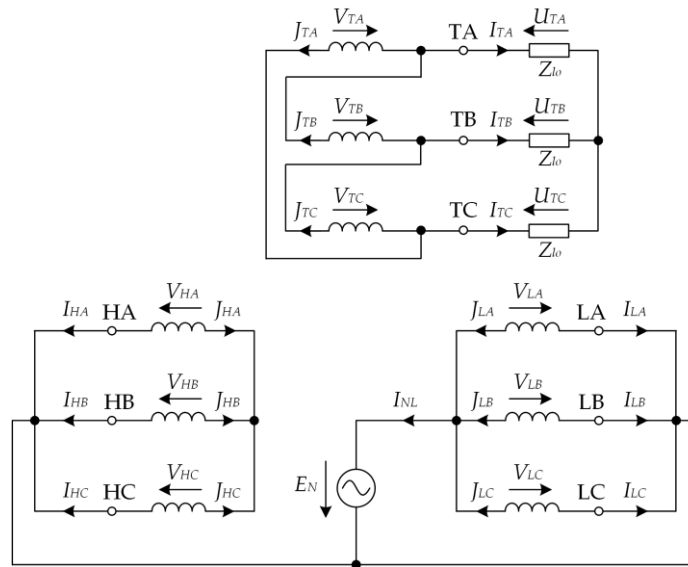
$$Z_{NH} = \frac{E_N}{I_{NH}} \quad (5.40)$$

gdzie:

$$I_{NH} = \sum \mathbf{J}_H \quad (5.41)$$

5.2.3. Impedancja transformatora dla prądów powrotnych w przypadku odłączonego punktu neutralnego strony H

W celu określenia wartości impedancji Z_{NL} dla prądów powrotnych w przypadku odłączonego punktu neutralnego strony H rozważono układ przedstawiony na rysunku 5.6.



Rys. 5.6. Schemat obwodu elektrycznego transformatora trójzwojowego Ynynd do wyznaczenia impedancji powrotnych w przypadku odłączonego punktu neutralnego strony H

H – strona górnego napięcia; L – strona dolnego napięcia; T – strona uzwojenia wyrównawczego; A, B, C – tory fazowe; V – napięcia uzwojeń; J – prądy w uzwojeniach; U – napięcia na zaciskach transformatora; I – prądy dopływające do transformatora; Z_{lo} – impedancja obciążenia; E_N – siła elektromotoryczna

Impedancję Z_{NL} można wyznaczyć przykładając pomiędzy punkt neutralny strony L a zwarte zaciski strony L, siłę elektromotoryczną E_N o wartości jednostkowej (5.33). Ponieważ prądy $\mathbf{J}_H = \mathbf{0}$, to prądy \mathbf{J}_L wyznaczone z równania (5.29) wynoszą:

$$\mathbf{J}_L = \mathbf{Z}_{LL}^{-1} \mathbf{V}_L \quad (5.42)$$

przy czym:

$$V_{LA} = V_{LB} = V_{LC} = E_N \quad (5.43)$$

Poszukiwaną impedancję Z_{NL} wyznacza się jako:

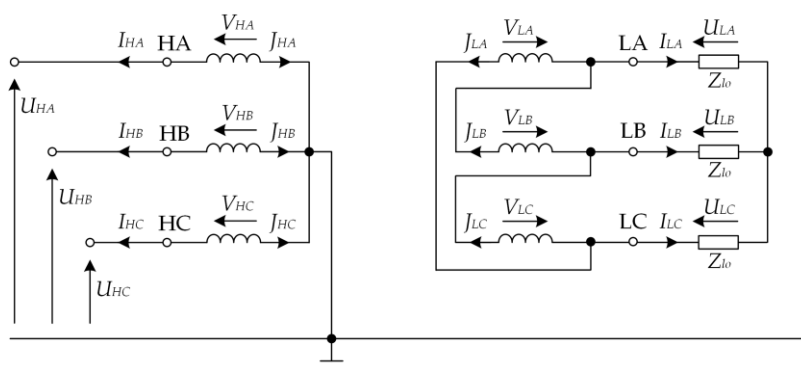
$$Z_{NL} = \frac{E_N}{I_{NL}} \quad (5.44)$$

gdzie:

$$I_{NL} = \sum \mathbf{J}_L \quad (5.45)$$

5.3. Model transformatora dwuuzwojeniowego

W celu określenia wartości impedancji transformatora dwuuzwojeniowego na drodze powrotnej przepływu prądu zwarciovego, rozważono układ przedstawiony na rysunku 5.7. Przy formułowaniu modelu matematycznego transformatora przyjęto identyczne założenia jak w rozdziale 5.2.



Rys. 5.7. Schemat obwodu elektrycznego transformatora dwuuzwojeniowego Ynd

H – strona górnego napięcia; L – strona dolnego napięcia; A, B, C – tory fazowe; V – napięcia uzwojeń; J – prądy w uzwojeniach; U – napięcia na zaciskach transformatora; I – prądy dopływające do transformatora; Z_{lo} – impedancja obciążenia

Na podstawie zależności (5.1) – (5.17) można dla układu z rysunku 5.7 sformułować dla transformatora dwuuzwojeniowego następujące związki pomiędzy napięciami V na uzwojeniach oraz prądami J w uzwojeniach strony H i strony L:

$$\mathbf{V}_H = \mathbf{Z}_H \mathbf{J}_H + \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H + \frac{1}{g_{HL}} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_L \quad (5.46)$$

$$\mathbf{V}_L = \mathbf{Z}_L \mathbf{J}_L + \frac{1}{g_{HL}} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H + \frac{1}{g_{HL}^2} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_L \quad (5.47)$$

Dla skojarzenia uzwojeń strony L w trójkąt można zapisać związek między prądami fazowymi I_L obciążenia i prądami J_L w uzwojeniach:

$$\mathbf{I}_L = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \mathbf{J}_L \quad (5.48)$$

oraz równanie napięć:

$$\mathbf{V}_L = \begin{bmatrix} Z_{lo} & 0 & -Z_{lo} \\ -Z_{lo} & Z_{lo} & 0 \\ 0 & -Z_{lo} & Z_{lo} \end{bmatrix} \mathbf{I}_L \quad (5.49)$$

Podstawiając równanie (5.48) do (5.49) otrzymuje się następujący związek między napięciami V_L i prądami J_L :

$$\mathbf{V}_L = \mathbf{Z}_{LO} \mathbf{J}_L \quad (5.50)$$

gdzie:

$$\mathbf{Z}_{LO} = \begin{bmatrix} -2Z_{lo} & Z_{lo} & Z_{lo} \\ Z_{lo} & -2Z_{lo} & Z_{lo} \\ Z_{lo} & Z_{lo} & -2Z_{lo} \end{bmatrix} \quad (5.51)$$

Podstawiając równanie (5.50) do (5.47) otrzymuje się równanie:

$$\mathbf{Z}_{LO} \mathbf{J}_L = \mathbf{Z}_L \mathbf{J}_L + \frac{1}{g_{HL}} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H + \frac{1}{g_{HL}^2} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_L \quad (5.52)$$

z którego wyznacza się prądy \mathbf{J}_L :

$$\mathbf{J}_L = \frac{1}{g_{HL}} \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_L - \frac{1}{g_{HL}^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \mathbf{Z}_M \mathbf{J}_H \quad (5.53)$$

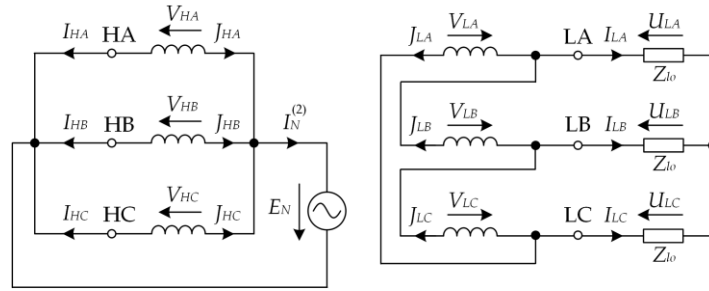
Podstawiając równanie (5.53) do (5.46) otrzymuje się zależności wiążące napięcia uzwojeń H tylko z prądami płynącymi w tych uzwojeniach:

$$\mathbf{V}_H = \mathbf{Z}_{HH}^{(2)} \mathbf{J}_H \quad (5.54)$$

gdzie:

$$\mathbf{Z}_{HH}^{(2)} = \mathbf{Z}_H + \mathbf{Z}_M + \frac{1}{g_{HL}^2} \mathbf{Z}_M^2 \left(\mathbf{Z}_{LO} - \mathbf{Z}_L - \frac{1}{g_{HL}^2} \mathbf{Z}_M \right)^{-1} \quad (5.55)$$

W celu określania wartości impedancji $Z_N^{(2)}$ dla prądów powrotnych do punktu neutralnego transformatora rozważono układ przedstawiony na rysunku 5.8.



Rys. 5.8. Schemat obwodu elektrycznego transformatora dwuuzwojowego Ynd do wyznaczenia impedancji transformatora dla prądu powrotnego do punktu neutralnego transformatora

H – strona górnego napięcia; L – strona dolnego napięcia; A, B, C – tory fazowe; V – napięcia uzwojeń; J – prądy w uzwojeniach; U – napięcia na zaciskach transformatora; I – prądy dopływające do transformatora; Z_{lo} – impedancja obciążenia; E_N – siła elektromotoryczna

Impedancję $Z_N^{(2)}$ można wyznaczyć przykładając pomiędzy punkt neutralny a zwarte zaciski strony H, siłę elektromotoryczną E_N o wartości jednostkowej (5.33). Prąd J_H wyznacza się z równania (5.54) podstawiając w nim poniższą zależność:

$$V_{HA} = V_{HB} = V_{HC} = E_N \quad (5.56)$$

Poszukiwaną impedancję Z_N wyznacza się jako:

$$Z_N^{(2)} = \frac{E_N}{I_N^{(2)}} \quad (5.57)$$

gdzie:

$$I_N^{(2)} = \sum J_H \quad (5.58)$$

5.4. Analiza porównawcza modeli transformatorów trójuzwojeniowych

W celu weryfikacji wyników otrzymywanych przy zastosowaniu modelu przedstawionego w rozdziale 5.2, porównano go z innymi modelami. Przedmiotem analizy porównawczej był model transformatora trójuzwojeniowego o następujących parametrach znamionowych:

- napięcia uzwojeń: $U_{rH} = 400 \text{ kV}$, $U_{rL} = 123 \text{ kV}$, $U_{rT} = 15,75 \text{ kV}$,
- moce uzwojeń: $S_{rH} = 250 \text{ MVA}$, $S_{rL} = 250 \text{ MVA}$, $S_{rT} = 50 \text{ MVA}$,
- napięcia zwarcia par uzwojeń: $u_{kHL} = 15,1\%$, $u_{kHT} = 16,9\%$, $u_{kLT} = 8,8\%$,
- straty obciążeniowe par uzwojeń: $\Delta P_{HL} = 880 \text{ kW}$, $\Delta P_{HT} = 550 \text{ kW}$, $\Delta P_{LT} = 452 \text{ kW}$,
- straty biegu jałowego: $\Delta P_0 = 77 \text{ kW}$,
- prąd biegu jałowego: $i_0 = 0,16\%$.

Wyznaczone na podstawie Załącznika parametry modelu wynoszą:

- rezystancja uzwojenia strony górnego napięcia $R_H = 1,129 \Omega$,
- rezystancja uzwojenia strony dolnego napięcia $R_L = 8,517 \cdot 10^{-2} \Omega$,
- rezystancja uzwojenia wyrównawczego $R_T = 1,652 \cdot 10^{-2} \Omega$,
- indukcyjność uzwojenia strony górnego napięcia związana ze strumieniem rozproszenia $L_{sH} = 2,359 \cdot 10^{-1} \text{ H}$,
- indukcyjność uzwojenia strony dolnego napięcia związana ze strumieniem rozproszenia $L_{sL} = 6,746 \cdot 10^{-3} \text{ H}$,
- indukcyjność uzwojeń strony uzwojenia wyrównawczego związana ze strumieniem rozproszenia $L_{sT} = 5,003 \cdot 10^{-4} \text{ H}$,
- indukcyjność uzwojenia strony górnego napięcia związana ze strumieniem głównym $L_H = 7,748 \cdot 10^3 \text{ H}$,
- indukcyjności wzajemne dwóch uzwojeń strony górnego napięcia, znajdujących się na różnych kolumnach $M_H = 3,874 \cdot 10^3 \text{ H}$,
- liczba zwojów uzwojenia górnego napięcia $z_H = 1144$,
- liczba zwojów uzwojenia dolnego napięcia $z_L = 352$,
- liczba zwojów uzwojenia wyrównawczego $z_T = 78$.

Dla powyższych danych wyznaczone według wzorów (5.36), (5.40), (5.44) impedancje dla prądów powrotnych wynoszą (model *Matlab*):

- do połączonych punktów neutralnych transformatora:
 $Z_N = (0,119 + j1,681) \Omega$,
- w przypadku odłączonego punktu neutralnego strony L:
 $Z_{NH} = (1,561 + j35,974) \Omega$,
- w przypadku odłączonego punktu neutralnego strony H:
 $Z_{NL} = (0,141 + j1,773) \Omega$.

Powyższe wyniki porównano z wynikami otrzymanymi przy użyciu trzech modeli zaimplementowanych w programie EMTP-ATP [66].

Pierwszym z porównywanych modeli był model stworzony przez procedurę *BCTRAN*, która umożliwia modelowanie transformatorów jedno- i trójfazowych, dwu- i trójzwojeniowych. Model transformatora odwzorowany jest w postaci macierzy rezystancji \mathbf{R} oraz reaktancji \mathbf{X} , których struktury odpowiadają strukturom macierzy w równaniu (5.1). Alternatywnym sposobem odwzorowania może również być macierz $\mathbf{A} = \mathbf{L}^{-1}$, będąca odwrotnością macierzy indukcyjności w równaniu (5.1) oraz macierz rezystancji \mathbf{R} . Wartości tych macierzy wyznaczone są na podstawie danych znamionowych biegu jałowego i stanu zwarcia rozważanego transformatora. Efektem działania procedury *BCTRAN* jest plik wynikowy *.pch, zawierający wartości liczbowe modelu transformatora. Na etapie symulacji plik ten dołączany jest do głównego pliku analizowanego układu. Dla rozważanego transformatora struktura pliku *.pch przedstawia się następująco:

```

0          1          2          3          4          5          6          7          8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1  C <+++++> Cards punched by support routine on 27-Oct-21 11:44:04 <+++++>
2  C ACCESS MODULE BCTRAN
3  C $ERASE
4  C C Excitation test data card
5  C C < FREQ >> IEXPOS >> SPOS >> LEXPOS >> IEXZERO >> SZERO >> LEXZERO >>>>
6  C 3      50.      .156      250.      76.9817      0 2 2
7  C C Winding data cards
8  C C >> VRAT >> R >>> PHASE1 >> PHASE2 >> PHASE3 >
9  C 1 230.940108      HA  NH  HB  NH  HC  NH
10 C 2 71.0140831      LA  NL  LB  NL  LC  NL
11 C 3      15.75      TA  TB  TB  TC  TC  TA
12 C C Short-circuit test data cards
13 C C >>> PIJ >> ZPOSIJ >> SPOS >> ZZEROIJ >> SZERO >>>>
14 C 1 2      879.9      15.078      250.      15.078      250. 0 1
15 C 1 3      550.4      16.86      250.      16.86      250. 0 1
16 C 2 3      451.5      8.79      250.      8.79      250. 0 1
17 C BLANK card ending short-circuit test data
18 $VINTAGE, 1,
19 1LA  NL      196529.46360219
20 2LB  NL      0.0
21      196529.46360219
22 3LC  NL      0.0
23      0.0
24      196529.46360219
25 USE AR
26 1HA  NH      3.5886304709871 1.2528640035171
27 2LA  NL      -7.020161211351 0.0
28      72.810401195839 .09452599197252
29 3TA  TB      -20.96688234309 0.0
30      -225.3302368906 0.0
31      1323.4104279509 .726327E-3
32 4HB  NH      0.0 0.0
33      0.0 0.0
34      0.0 0.0
35      3.5886304709871 1.2528640035171
36 5LB  NL      0.0 0.0
37      -.0026463885458 0.0
38      0.0 0.0
39      -7.020161211351 0.0
40      72.810401195839 .09452599197252
41 6TB  TC      0.0 0.0
42      0.0 0.0
43      0.0 0.0
44      -20.96688234309 0.0
45      -225.3302368906 0.0
46      1323.4104279509 .726327E-3
47 7HC  NH      0.0 0.0
48      0.0 0.0
49      0.0 0.0
50      0.0 0.0
51      0.0 0.0
52      0.0 0.0
53      3.5886304709871 1.2528640035171
54 8LC  NL      0.0 0.0
55      -.0026463885458 0.0
56      0.0 0.0
57      0.0 0.0
58      -.0026463885458 0.0
59      0.0 0.0
60      -7.020161211351 0.0
61      72.810401195839 .09452599197252
62 9TC  TA      0.0 0.0
63      0.0 0.0
64      0.0 0.0
65      0.0 0.0
66      0.0 0.0
67      0.0 0.0
68      -20.96688234309 0.0
69      -225.3302368906 0.0
70      1323.4104279509 .726327E-3
71 $VINTAGE, -1,
72 USE OLD
73 C ----- << case separator >> -----

```

Rys. 5.9. Struktura pliku *.pch w oparciu o procedurę BCTRAN dla transformatora trójzwojowego

Wyznaczone dla tego modelu impedancje dla prądów powrotnych wynoszą odpowiednio (model *BCTRAN*):

- $Z_N = (0,043 + j1,753) \Omega$,
- $Z_{NH} = (0,470 + j35,965) \Omega$,
- $Z_{NL} = (0,037 + j1,773) \Omega$.

Drugim z porównywanych modeli był model hybrydowy [108, 109], który zaimplementowany jest preprocesorze graficznym ATPDRAW jako komponent *XFMR*. W odróżnieniu od modelu *BCTRAN*, model *XFMR* pozwala szczegółowo uwzględnić konstrukcję rdzenia magnetycznego, a także jego nieliniowość. Indukcyjności rozproszenia reprezentowane są za pomocą macierzy $\mathbf{A} = \mathbf{L}^{-1}$, będąca odwrotnością macierzy indukcyjności. Model *XFMR* uwzględnia również pojemności transformatora oraz zależność od częstotliwości rezystancji jego uzwojeń. Parametry modelu mogą być wyznaczane na podstawie parametrów projektowych, takich jak geometria uzwojeń i rdzenia oraz właściwości materiałowe. Alternatywnym sposobem może być wykorzystanie danych znamionowych transformatora (analogicznie jak w modelu *BCTRAN*) albo sugerowanych wartości typowych.

Wyznaczone dla modelu hybrydowego *XFMR* impedancje dla prądów powrotnych wynoszą odpowiednio (model *XFMR*):

- $Z_N = (0,041 + j1,679) \Omega$,
- $Z_{NH} = (0,479 + j35,958) \Omega$,
- $Z_{NL} = (0,037 + j1,773) \Omega$.

Trzecim z porównywanych modeli był model w postaci pliku *.pch o strukturze analogicznej jak w przypadku modelu *BCTRAN*, z tą jednak różnicą, że plik ten został stworzony w programie MATLAB w oparciu o parametry modelu przedstawione na początku niniejszego rozdziału. Podczas symulacji plik ten dołączany jest do głównego pliku analizowanego układu. Dla rozważanego transformatora, struktura tak otrzymanego pliku *.pch przedstawiono na rysunku 5.10.

Wyznaczone dla tego modelu impedancje dla prądów powrotnych wynoszą odpowiednio (model *PCH*):

- $Z_N = (0,122 + j1,681) \Omega$,
- $Z_{NH} = (1,596 + j35,974) \Omega$,
- $Z_{NL} = (0,144 + j1,773) \Omega$.

Wyznaczone dla poszczególnych modeli wartości impedancji dla prądów powrotnych przedstawiono w tabeli 5.1. Natomiast w tabeli 5.2 przedstawiono wyniki odchyleń względnych dla części rzeczywistych $\delta\text{Re}(Z)$ i części urojonych $\delta\text{Im}(Z)$ impedancji otrzymanych z modeli *BCTRAN*, *XFMR* oraz *PCH*, które odniesiono do impedancji otrzymanych z modelu *Matlab*.

```

0          1          2          3          4          5          6          7          8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1 C *****
2 C Model transformatora trójzwojeniowego
3 C -----
4 $VINTAGE, 1,
5 $UNITS, 0.0, 0.0
6 C -----1-----2-----3-----4-----5-----6-----7-----8
7 C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
8 C <BUS1><BUS2><BUS3><BUS4><--- R ---><--- L (X) ---><--- C --->
9 USE AR
10 1HA   NH           3.586996820           1.129
11 2HB   NH          -0.000001526           0.000
12      3.586996820           1.129
13 3HC   NH          -0.000001526           0.000
14      -0.000001526           0.000
15      3.586996820           1.129
16 4LA   NL          -7.013698545           0.000
17      -0.000016418           0.000
18      -0.000016418           0.000
19      72.768944490           0.085
20 5LB   NL          -0.000016418           0.000
21      -7.013698545           0.000
22      -0.000016418           0.000
23      -0.000176677           0.000
24      72.768944490           0.085
25 6LC   NL          -0.000016418           0.000
26      -0.000016418           0.000
27      -7.013698545           0.000
28      -0.000176677           0.000
29      -0.000176676           0.000
30      72.768944490           0.085
31 7TC   TA          -20.957287439           0.000
32      -0.000049059           0.000
33      -0.000049059           0.000
34      -225.520908629           0.000
35      -0.000527919           0.000
36      -0.000527919           0.000
37      1325.122969805           0.017
38 8TA   TB          -0.000049059           0.000
39      -20.957287439           0.000
40      -0.000049059           0.000
41      -0.000527919           0.000
42      -225.520908627           0.000
43      -0.000527920           0.000
44      -0.001577444           0.000
45      1325.122969800           0.017
46 9TB   TC          -0.000049059           0.000
47      -0.000049059           0.000
48      -20.957287439           0.000
49      -0.000527919           0.000
50      -0.000527920           0.000
51      -225.520908627           0.000
52      -0.001577444           0.000
53      -0.001577443           0.000
54      1325.122969799           0.017
55 $VINTAGE, 0,
56 $UNITS, -1.0, -1.0
57 USE RL
58 C -----
59 C KONIEC modelu transformatora
60 C *****

```

Rys. 5.10. Struktura pliku *.pch stworzonego w programie MATLAB dla transformatora trójzwojeniowego

Tabela. 5.1. Wartości impedancji dla prądów powrotnych dla rozważanych modeli transformatora trójzwojeniowego

Parametr	Model			
	<i>Matlab</i>	<i>BCTTRAN</i>	<i>XFMR</i>	<i>PCH</i>
$Z_N (\Omega)$	0,119 + j1,681	0,043 + j1,753	0,041 + j1,679	0,122 + j1,681
$Z_{NH} (\Omega)$	1,561 + j35,974	0,470 + j35,965	0,479 + j35,958	1,596 + j35,974
$Z_{NL} (\Omega)$	0,141 + j1,773	0,037 + j1,773	0,037 + j1,773	0,144 + j1,773

Tabela. 5.2. Wyniki odchyżeń względnych dla części rzeczywistych $\delta Re(Z)$ i części urojonych $\delta Im(Z)$ impedancji

Parametr	Model					
	<i>BCTTRAN</i>		<i>XFMR</i>		<i>PCH</i>	
	$\delta Re(Z)$	$\delta Im(Z)$	$\delta Re(Z)$	$\delta Im(Z)$	$\delta Re(Z)$	$\delta Im(Z)$
Z_N	-63,9%	4,3%	-65,5%	-0,1%	2,5%	0,0%
Z_{NH}	-69,9%	0,0%	-69,3%	0,0%	2,2%	0,0%
Z_{NL}	-73,8%	0,0%	-73,8%	0,0%	2,1%	0,0%

Przedstawione w tabeli 5.1 i tabeli 5.2 wyniki potwierdzają dobrą zgodność rozważanych modeli, szczególnie w odniesieniu do części urojonych impedancji dla prądów powrotnych. Znaczące różnice dotyczą części rzeczywistych, jednak z praktycznego punktu widzenia nie jest to istotne, bowiem są one wielokrotnie mniejsze od części urojonych. Z tego powodu można założyć, że impedancja powrotna równa się reaktancji $Im(Z)$.

Wśród rozważanych modeli należy wyróżnić model *XFMR*, ze względu na możliwość uwzględnienia konstrukcji rdzenia magnetycznego. W tabeli 5.3 przedstawiono wartości impedancji powrotnych rozpatrywanego transformatora trójzwojeniowego, zakładając, że jego rdzeń jest 5-kolumnowy albo 3-kolumnowy, a także zakładając konstrukcję uzwojeń również w postaci autotransformatora.

Tabela. 5.3. Wartości impedancji powrotnych rozpatrywanego transformatora trójzwojeniowego wyznaczone przy pomocy modelu *XFMR*

Parametr	Model <i>XFMR</i>			
	transformator		autotransformator	
	rdzeń 5-kolumnowy	rdzeń 3-kolumnowy	rdzeń 5-kolumnowy	rdzeń 3-kolumnowy
$Z_N (\Omega)$	0,041 + j1,679	0,035 + j1,090	0,041 + j1,679	0,042 + j1,431
$Z_{NH} (\Omega)$	0,479 + j35,958	0,425 + j8,704	–	–
$Z_{NL} (\Omega)$	0,037 + j1,773	0,035 + j1,293	–	–

5.5. Analiza porównawcza modeli transformatorów dwuuzwojeniowych

W celu weryfikacji wyników otrzymywanych przy zastosowaniu modelu przedstawionego w rozdziale 5.3, porównano go z innymi modelami. Przedmiotem analizy porównawczej był model transformatora dwuuzwojeniowego o następujących parametrach znamionowych:

- napięcia uzwojeń: $U_{rH} = 115 \text{ kV}$, $U_{rL} = 16,5 \text{ kV}$,
- moc transformatora: $S_r = 16 \text{ MVA}$,
- napięcie zwarcia: $u_k = 12\%$,
- straty obciążeniowe: $\Delta P = 106 \text{ kW}$,
- straty biegu jałowego: $\Delta P_0 = 9,7 \text{ kW}$,
- prąd biegu jałowego: $i_0 = 0,31\%$.

Wyznaczone na podstawie Załącznika parametry modelu wynoszą:

- rezystancja uzwojeń strony górnego napięcia $R_H = 2,858 \Omega$,
- rezystancja uzwojeń strony dolnego napięcia $R_L = 1,274 \cdot 10^{-1} \Omega$,
- indukcyjność uzwojenia strony górnego napięcia związana ze strumieniem rozproszenia $L_{sH} = 1,583 \cdot 10^{-1} \text{ H}$,
- indukcyjność uzwojenia strony dolnego napięcia związana ze strumieniem rozproszenia $L_{sL} = 9,779 \cdot 10^{-3} \text{ H}$,
- indukcyjność uzwojenia strony górnego napięcia związana ze strumieniem głównym $L_H = 5,113 \cdot 10^3 \text{ H}$,
- indukcyjność wzajemna dwóch uzwojeń strony górnego napięcia, znajdujących się na różnych kolumnach $M_H = 2,557 \cdot 10^3 \text{ H}$,
- liczba zwojów uzwojenia górnego napięcia $z_H = 1356$,
- liczba zwojów uzwojenia dolnego napięcia $z_L = 337$.

Dla powyższych danych wyznaczona według wzoru (5.57) impedancja dla prądów powrotnych wynosi (model *Matlab*):

- $Z_N^{(2)} = (1,640 + j33,158) \Omega$.

Analogicznie jak w rozdziale 5.4, powyższy wynik porównano z wynikami otrzymanymi przy użyciu trzech modeli zaimplementowanych w programie EMTP-ATP [66]: model *BCTRAN*, model *XFMR* oraz model *PCH*. Wyznaczone dla poszczególnych modeli wartości impedancji dla prądów powrotnych przedstawiono w tabeli 5.4. Natomiast w tabeli 5.5 przedstawiono wyniki odchyłeń względnych dla części rzeczywistych $\delta \text{Re}(Z)$ oraz części urojonych $\delta \text{Im}(Z)$ impedancji otrzymanych z modeli *BCTRAN*, *XFMR* oraz *PCH*, które odniesiono do impedancji otrzymanych za pomocą modelu *Matlab*.

Tabela. 5.4. Wartości impedancji dla prądów powrotnych dla rozważanych modeli transformatora dwuuzwojeniowego

Parametr	Model			
	<i>Matlab</i>	<i>BCTAN</i>	<i>XFMR</i>	<i>PCH</i>
$Z_N^{(2)}$ (Ω)	1,640 + j33,158	1,826 + j33,012	1,812 + j32,738	1,638 + j33,158

Tabela. 5.5. Wyniki odchyłeń względnych dla części rzeczywistych $\delta\text{Re}(Z)$ i części urojonych $\delta\text{Im}(Z)$ impedancji transformatora dwuuzwojeniowego

Parametr	Model					
	<i>BCTAN</i>		<i>XFMR</i>		<i>PCH</i>	
	$\delta\text{Re}(Z)$	$\delta\text{Im}(Z)$	$\delta\text{Re}(Z)$	$\delta\text{Im}(Z)$	$\delta\text{Re}(Z)$	$\delta\text{Im}(Z)$
$Z_N^{(2)}$	11,3%	-0,4%	10,5%	-1,3%	-0,1%	0,0%

Przedstawione w tabeli 5.4 i tabeli 5.5 wyniki potwierdzają dobrą zgodność rozważanych modeli transformatora dwuuzwojeniowego, szczególnie w odniesieniu do części urojonych impedancji dla prądów powrotnych. Pewne różnice dotyczą części rzeczywistych, jednak – tak jak w przypadku transformatora trójuzwojeniowego – z praktycznego punktu widzenia nie jest to istotne. Z tego powodu można założyć, że impedancja powrotna równa się reaktancji $\text{Im}(Z)$.

Analogicznie jak w przypadku transformatora trójuzwojeniowego, w tabeli 5.6 przedstawiono wartości impedancji powrotnych rozpatrywanego transformatora dwuuzwojeniowego, wyznaczone z modelu *XFMR* przy założeniu, że rdzeń transformatora jest 5-kolumnowy albo 3-kolumnowy, a uzwojenia mogą być również wykonane w postaci autotransformatora.

Tabela. 5.6. Wartości impedancji powrotnych rozpatrywanego transformatora dwuuzwojeniowego wyznaczone przy pomocy modelu *XFMR*

Parametr	Model <i>XFMR</i>			
	transformator		autotransformator	
	rdzeń 5-kolumnowy	rdzeń 3-kolumnowy	rdzeń 5-kolumnowy	rdzeń 3-kolumnowy
$Z_N^{(2)}$ (Ω)	1,812 + j32,738	1,033 + j11,952	0,038 + j0,926	0,038 + j0,927

6

Analiza modeli napowietrznych linii elektroenergetycznych do wyznaczania rozptywu prądu zwarcia w stacjach elektroenergetycznych

6.1. Wprowadzenie

Przedmiotem rozważań są napowietrzne linie elektroenergetyczne wysokich i najwyższych napięć. W polskim systemie elektroenergetycznym będą to linie o napięciach znamionowych 400 kV, 220 kV i 110 kV. W zdecydowanej większości przypadków są to linie jedno- bądź dwutorowe, chociaż eksploatowane są również linie wielotorowe. Niezależnie od tego, ich wspólną cechą jest to, że są one wyposażone w jeden albo dwa przewody odgromowe, które połączone są poprzez konstrukcje słupów z ich uziomami.

Opracowanie modelu matematycznego linii jest problemem złożonym, bowiem powracający linią prąd zwarciový rozptywa się do kolejnych uziomów słupów. Ponadto linia elektroenergetyczna nie jest strukturą jednorodną, co wynika zarówno ze zróżnicowania długości poszczególnych odcinków (przęseł), jak i różnych rezystancji uziomów słupów.

W literaturze prezentowane są dwa podstawowe podejścia do modelowania rozptywu prądów zwarciových w liniach elektroenergetycznych [42, 176]. W pierwszym podejściu modele opracowywane są w oparciu o teorię linii długich. Ich podstawy matematyczne zostały sformułowane w już publikacji [48], a następnie rozwinięte w publikacji [44]. Mają one zastosowanie jedynie dla jednorodnych struktur linii elektroenergetycznych. Modele te mogą być ciągłe, albo dyskretne opisane różnicowymi równaniami linii długiej. Reprezentacja obwodowa modeli dyskretnych ma strukturę drabinkową. Pomimo, że modele te charakteryzują się ograniczeniami, to znajdują zastosowanie praktyczne dzięki stosunkowo prostej postaci analitycznej. Przykładem takiego zastosowania mogą być wytyczne CIGRÉ [79].

Do drugiej grupy należą modele, w których równania prądów i napięć są bezpośrednio formułowane dla dyskretnych struktur linii elektroenergetycznych. Podstawy teoretyczne tych modeli zostały sformułowane w publikacjach [61, 150]. W odróżnieniu od modeli z grupy pierwszej pozwalają one na analizę niejednorodnych struktur linii elektroenergetycznych. Z tego powodu znajdują szerokie zastosowania w różnych badaniach [1, 2, 18, 28, 55, 90, 97, 156, 183]. Modele te były przedmiotem również badań autora, których celem była analiza porównawcza tych modeli w aspekcie wyznaczania prądów zwarciových w uziomach słupów linii elektroenergetycznych wysokich napięć [166].

W celu analizy wpływu parametrów linii na impedancje dróg ziemnopowrotnych linii, opracowano ich uproszczone modele, które przedstawiono w rozdziale 6.2. Natomiast w rozdziale 6.3 przedstawiono modele wielofazowe, które mają przede wszystkim zastosowanie do analizy rozptyłu prądów zwarciovych w rzeczywistych stacjach elektroenergetycznych.

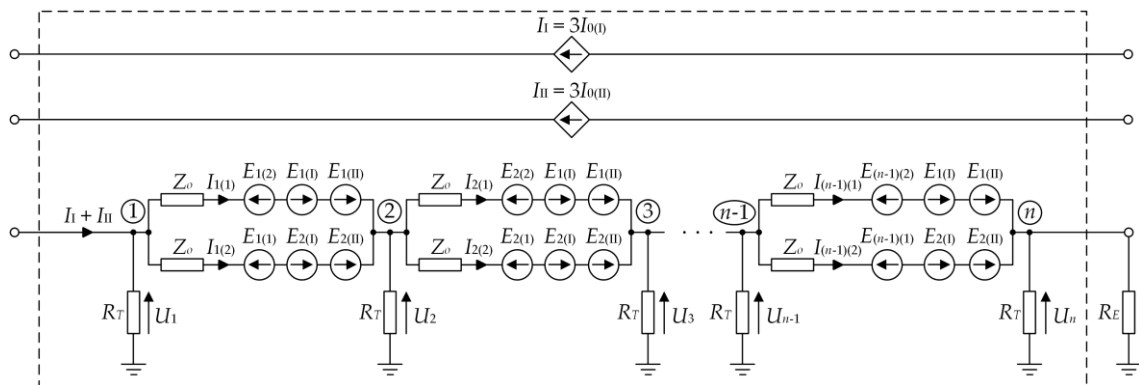
6.2. Modele jednorodnych linii napowietrznych

Przy opracowywaniu modeli jednorodnych linii napowietrznych zostały przyjęte następujące założenia:

- struktura linii jest jednorodna, tzn. pręśła linii mają jednakowe długości i rezystancje uziomów słupów mają jednakowe wartości,
- grunt jest strukturą jednorodną o danej wartości rezystywności,
- model jest układem liniowym,
- parametry modelu są parametrami skupionymi,
- uwzględnia się tylko parametry podłużne linii (impedancje własne i wzajemne), natomiast pomija się parametry poprzeczne (pojemność i upływność),
- wartości parametrów linii wyznacza się dla częstotliwości sieciowej.

6.2.1. Linie z dwoma przewodami odgromowymi

Przedmiotem rozważań jest przedstawiony na rysunku 6.1 schemat obwodu elektrycznego. Stanowi on jednorodny model dwutorowej linii elektroenergetycznej z dwoma przewodami odgromowymi, w którym uwzględniono n słupów oraz $(n-1)$ odcinków (pręśel) linii o jednakowej długości l .



Rys. 6.1. Schemat obwodu elektrycznego jednorodnego modelu dwutorowej linii napowietrznej z dwoma przewodami odgromowymi

n – liczba słupów linii; U_1, U_2, \dots, U_n – napięcia węzłowe; $I_{0(1)}$ – składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych płynących w torze I; $I_{0(II)}$ – składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych płynących w torze II; $I_{i(1)}, I_{i(2)}$ – prądy płynące w odcinkach przewodów odgromowych ($i = 1, \dots, n-1$); Z_o – impedancje własne odcinków przewodów odgromowych 1 i 2; $E_{i(1)}, E_{i(2)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prądy $I_{i(1)}$ i $I_{i(2)}$; $E_{1(1)}, E_{2(1)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prąd I_1 ; $E_{1(II)}, E_{2(II)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prąd I_{II} ; R_T – rezystancje uziemień słupów; R_E – rezystancja uziomu stacji

W skład analizowanego obwodu wchodzi następujące elementy:

- źródła prądowe I_I i I_{II} odwzorowujące prądy składowych symetrycznych zerowych płynących w torze I i w torze II;
- impedancje własne [91] Z_o odcinków przewodów odgromowych 1 i 2;
- siły elektromotoryczne $E_{i(1)}$ oraz $E_{i(2)}$ indukowane przez prądy $I_{i(1)}$ i $I_{i(2)}$ płynące w odcinkach przewodów odgromowych; $i = 1, \dots, n-1$:

$$E_{i(1)} = I_{i(1)} Z_{oo} \quad (6.1)$$

$$E_{i(2)} = I_{i(2)} Z_{oo} \quad (6.2)$$

gdzie Z_{oo} jest impedancją wzajemną [91] odcinków przewodów odgromowych 1 i 2;

- siły elektromotoryczne $E_{1(I)}$, $E_{2(I)}$ indukowane przez prąd I_I :

$$E_{1(I)} = I_I Z_{1(I)} \quad (6.3)$$

$$E_{2(I)} = I_I Z_{2(I)} \quad (6.4)$$

gdzie $Z_{1(I)}$ i $Z_{2(I)}$ są uśrednionymi impedancjami wzajemnymi pomiędzy odcinkami przewodów odgromowych 1 i 2 a torem I linii;

- siły elektromotoryczne $E_{1(II)}$, $E_{2(II)}$ indukowane przez prąd I_{II} :

$$E_{1(II)} = I_{II} Z_{1(II)} \quad (6.5)$$

$$E_{2(II)} = I_{II} Z_{2(II)} \quad (6.6)$$

gdzie $Z_{1(II)}$ i $Z_{2(II)}$ są uśrednionymi impedancjami wzajemnymi pomiędzy odcinkami przewodów odgromowych 1 i 2 a torem II linii;

- rezystancje R_T uziemień słupów;
- rezystancja R_E uziemienia stacji.

Dla napięć węzłowych U_i , $i = 1, \dots, n$ można zapisać następujące równanie:

$$\begin{bmatrix} Y_{1,1} & Y_{1,2} & 0 & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{2,1} & \ddots & \ddots & \ddots & & & & & & & \vdots \\ 0 & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & & & & & & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & & & & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & & & & \ddots & & & & \vdots \\ \vdots & & & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & & & & \vdots \\ \vdots & & & & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & & & \vdots \\ \vdots & & & & & \ddots & \ddots & \ddots & & & \vdots \\ 0 & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & Y_{n,n-1} & Y_{n,n} & \dots & \dots & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ C_n \end{bmatrix} \quad (6.7)$$

gdzie:

$$Y_{1,1} = \frac{2}{Z_o + Z_{oo}} + \frac{1}{R_T} \quad (6.7a)$$

$$Y_{i,i} = \frac{4}{Z_o + Z_{oo}} + \frac{1}{R_T} \quad (6.7b)$$

$$Y_{n,n} = \frac{2}{Z_o + Z_{oo}} + \frac{1}{R_T} + \frac{1}{R_E} \quad (6.7c)$$

$$Y_{i,i-1} = Y_{i,i+1} = -\frac{2}{Z_o + Z_{oo}} \quad (6.7d)$$

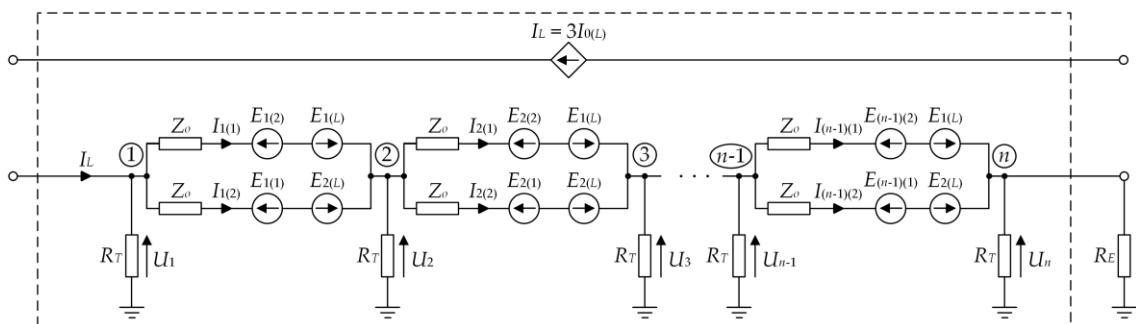
$$C_1 = -\frac{Z_{1(I)} + Z_{2(I)}}{Z_o + Z_{oo}} I_1 - \frac{Z_{1(II)} + Z_{2(II)}}{Z_o + Z_{oo}} I_{II} + I_1 + I_{II} \quad (6.7e)$$

$$C_n = \frac{Z_{1(I)} + Z_{2(I)}}{Z_o + Z_{oo}} I_1 + \frac{Z_{1(II)} + Z_{2(II)}}{Z_o + Z_{oo}} I_{II} \quad (6.7f)$$

Stanowiące rozwiązanie równania (6.7) napięcia węzłowe pozwalają wyznaczyć rozptyw prądu zwarciego pomiędzy poszczególne odcinki przewodów odgromowych i uziomy słupów. Nie jest to jednak przedmiotem prezentowanych badań. Poszukiwana impedancja Z_L drogi ziemnopowrotnej linii dla prądów zwarciovych jest wyrażona przez iloraz napięcia węzłowego U_1 i sumy prądów I_I, I_{II} :

$$Z_L = \frac{U_1}{I_1 + I_{II}} = |Z_L| \exp(j\phi_L) \quad (6.8)$$

W przypadku linii jednorodnych, w schemacie modelu uwzględnia się tylko jedno źródło prądowe I_L odwzorowujące prądy składowej symetrycznej zerowej płynące w przewodach fazowych linii. W związku z tym przedstawiony na rysunku 6.1 schemat dla linii dwutorowych, ulega dla linii jednorodnych modyfikacji do postaci przedstawionej na rysunku 6.2.



Rys. 6.2. Schemat obwodu elektrycznego jednorodnego modelu jednorodnej linii napowietrznej z dwoma przewodami odgromowymi

n – liczba słupów linii; U_1, U_2, \dots, U_n – napięcia węzłowe; $I_{0(L)}$ – składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych płynących w linii; $I_{i(1)}, I_{i(2)}$ – prądy płynące w odcinkach przewodów odgromowych ($i = 1, \dots, n-1$); Z_o – impedancje własne odcinków przewodów odgromowych 1 i 2; $E_{i(1)}, E_{i(2)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prądy $I_{i(1)}$ i $I_{i(2)}$; $E_{1(L)}, E_{2(L)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prąd I_L ; R_T – rezystancje uziemień słupów; R_E – rezystancja uziomu stacji

Występują tu siły elektromotoryczne $E_{1(L)}$ i $E_{2(L)}$, które wyrażone są zależnościami:

$$E_{1(L)} = I_L Z_{1(L)} \quad (6.9)$$

$$E_{2(L)} = I_L Z_{2(L)} \quad (6.10)$$

gdzie $Z_{1(L)}$ i $Z_{2(L)}$ są uśrednionymi impedancjami wzajemnymi pomiędzy odcinkami przewodów odgromowych a przewodami fazowymi linii.

Dla linii jednorodnej pozostaje słuszne równanie macierzowe (6.7), w którym modyfikacji ulegają elementy C określone wzorami (6.7e) i (6.7f):

$$C_1 = -\frac{Z_{1(L)} + Z_{2(L)}}{Z_o + Z_{oo}} I_L + I_L \quad (6.11a)$$

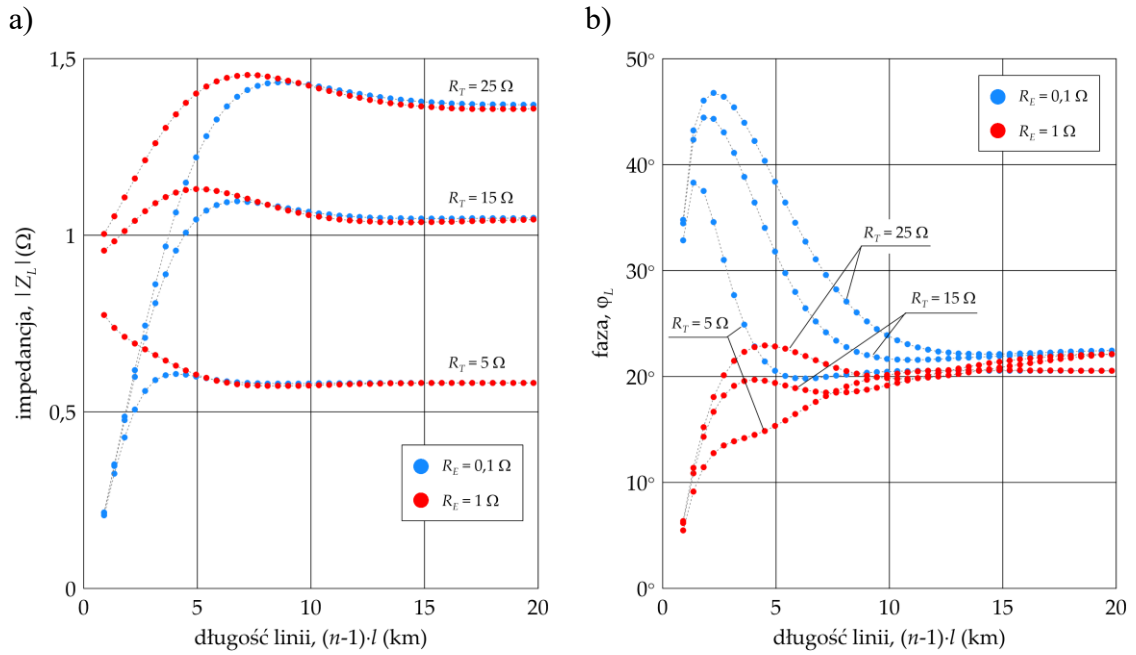
$$C_n = \frac{Z_{1(L)} + Z_{2(L)}}{Z_o + Z_{oo}} I_L \quad (6.11b)$$

Dla linii jednorodnej impedancja Z_L (6.8) przyjmuje postać:

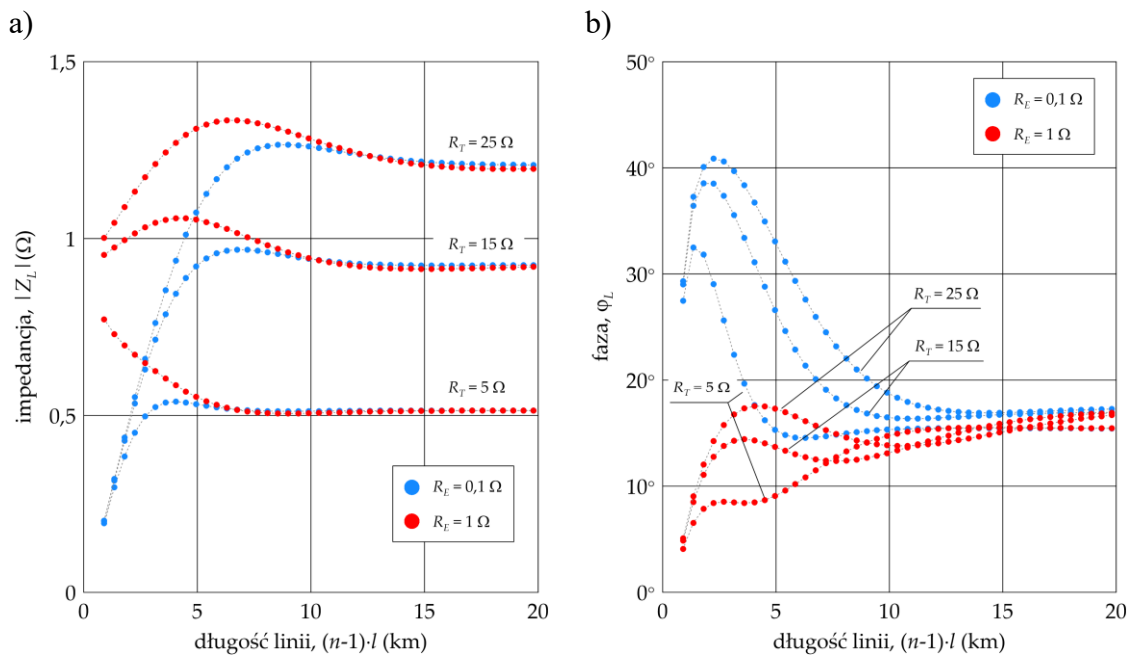
$$Z_L = \frac{U_1}{I_L} = |Z_L| \exp(j\varphi_L) \quad (6.12)$$

Na rysunku 6.3 przedstawiono przykładowe zależności modułu $|Z_L|$ (rys. 6.3a) i fazy φ_L (rys. 6.3b) od długości $(n-1) \cdot l$, dla dwutorowej linii 400 kV z dwoma przewodami odgromowymi na słupach E33P. Przyjęto wartość $l = 450$ m, która dla tej linii jest nominalną długością przęsła. W obliczeniach założono wartość rezystywności gruntu $\rho = 200 \Omega \cdot \text{m}$, dla której wyznaczono następujące jednostkowe wartości impedancji linii: $Z_o = (390,8 + j771,1) \text{ m}\Omega/\text{km}$, $Z_{oo} = (45,7 + j323,2) \text{ m}\Omega/\text{km}$, $Z_{1(I)} = Z_{2(II)} = (20,8 + j122,7) \text{ m}\Omega/\text{km}$, $Z_{2(I)} = Z_{1(II)} = (20,8 + j117,1) \text{ m}\Omega/\text{km}$. Wartości modułu, jak i fazy, zależne są od długości linii w zakresie do około 10 km, natomiast powyżej tej długości moduł i faza zależą praktycznie tylko od rezystancji R_T uziemień słupów. Rezystancja R_E uziomu stacji na przeciwległym końcu linii wpływa na impedancję Z_L do długości linii około 10 km.

Na rysunku 6.4 przedstawiono dla jednorodnej linii 400 kV z dwoma przewodami odgromowymi na słupach Y25P, przykładowe zależności modułu $|Z_L|$ (rys. 6.4a) i fazy φ_L (rys. 6.4b) od długości linii $(n-1) \cdot l$. Przyjęto wartość $l = 450$ m, która dla tej linii jest nominalną długością przęsła. W obliczeniach założono wartość rezystywności gruntu $\rho = 200 \Omega \cdot \text{m}$, dla której wyznaczono następujące jednostkowe wartości impedancji linii: $Z_o = (392,6 + j769,0) \text{ m}\Omega/\text{km}$, $Z_{oo} = (47,4 + j283,2) \text{ m}\Omega/\text{km}$, $Z_{1(L)} = Z_{2(L)} = (47,7 + j304,6) \text{ m}\Omega/\text{km}$. Przebiegi wykresów dla linii jednorodnej są w zasadzie analogiczne jak dla linii dwutorowej, natomiast wartości zarówno modułu impedancji, jak i fazy są nieznacznie mniejsze.



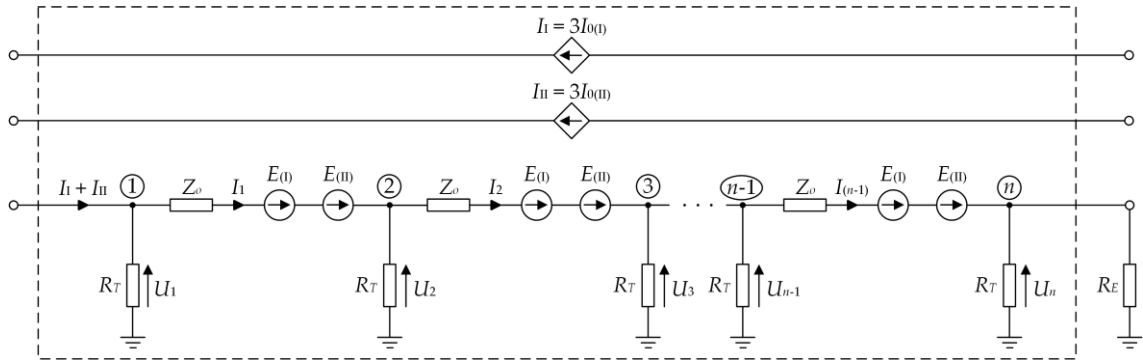
Rys. 6.3. Zależności modułu $|Z_L|$ (a) i fazy φ_L (b) impedancji Z_L dla dwutorowej linii 400 kV z dwoma przewodami odgromowymi (słup E33P)
 n – liczba słupów linii; $l = 450$ m – długość odcinka (przęsła) linii



Rys. 6.4. Zależności modułu $|Z_L|$ (a) i fazy φ_L (b) impedancji Z_L dla jednotorowej linii 400 kV z dwoma przewodami odgromowymi (słup Y25P)
 n – liczba słupów linii; $l = 450$ m – długość odcinka (przęsła) linii

6.2.2. Linie z jednym przewodem odgromowymi

Analogicznie jak w rozdziale poprzednim, przedmiotem rozważań jest przedstawiony na rysunku 6.5 schemat obwodu, który z kolei stanowi model dwutorowej napowietrznej linii elektroenergetycznej z jednym przewodem odgromowym.



Rys. 6.5. Schemat obwodu elektrycznego jednorodnego modelu dwutorowej linii napowietrznej z jednym przewodem odgromowym:

n – liczba słupów linii; U_1, U_2, \dots, U_n – napięcia węzłowe; $I_{0(I)}$ – składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych płynących w torze I; $I_{0(II)}$ – składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych płynących w torze II; I_i – prąd płynący w odcinkach przewodu odgromowego ($i = 1, \dots, n-1$); Z_o – impedancje własne odcinków przewodu odgromowego; $E_{(I)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prąd I_I ; $E_{(II)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prąd I_{II} ; R_T – rezystancje uziemień słupów; R_E – rezystancja uziomu stacji

W porównaniu z rysunkiem 6.1 na rysunku 6.5 występują tylko impedancje własne Z_o odcinków przewodu odgromowego oraz siły elektromotoryczne $E_{(I)}$ i $E_{(II)}$ indukowane przez prądy I_I i I_{II} :

$$E_{(I)} = I_I Z_{(I)} \quad (6.13)$$

$$E_{(II)} = I_{II} Z_{(II)} \quad (6.14)$$

gdzie $Z_{(I)}$ i $Z_{(II)}$ są uśrednionymi impedancjami wzajemnymi pomiędzy odcinkami przewodu odgromowego a torem I i torem II linii.

Dla obwodu z rysunku 6.5 słuszne jest równanie macierzowe (6.7), z tą jednak różnicą, że elementy macierzy $[Y]$ oraz wektora $[C]$ przyjmują postać:

$$Y_{1,1} = \frac{1}{Z_o} + \frac{1}{R_T} \quad (6.15a)$$

$$Y_{i,i} = \frac{2}{Z_o} + \frac{1}{R_T} \quad (6.15b)$$

$$Y_{n,n} = \frac{1}{Z_o} + \frac{1}{R_T} + \frac{1}{R_E} \quad (6.15c)$$

$$Y_{i,i-1} = Y_{i,i+1} = -\frac{1}{Z_o} \quad (6.15d)$$

$$C_1 = -\left(\frac{Z_{(I)}}{Z_o} I_1 + \frac{Z_{(II)}}{Z_o} I_{II}\right) + I_1 + I_{II} \quad (6.15e)$$

$$C_n = \frac{Z_{(I)}}{Z_o} I_1 + \frac{Z_{(II)}}{Z_o} I_{II} \quad (6.15f)$$

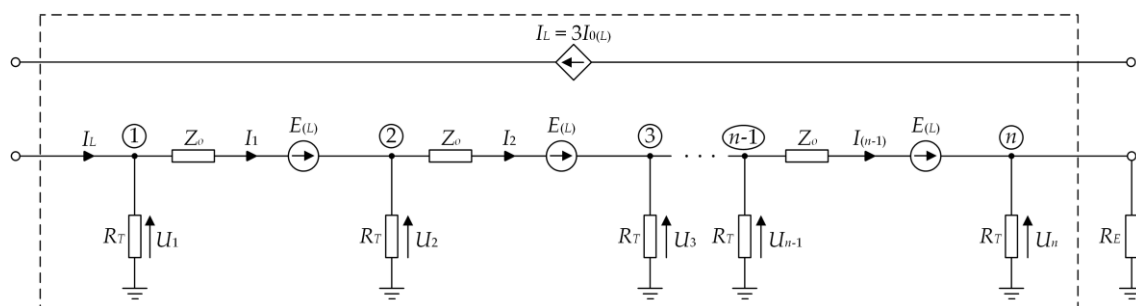
W rozpatrywanym przypadku, impedancja Z_L drogi ziemnopowrotnej linii dla prądów zwarciovych jest wyrażona wzorem:

$$Z_L = \frac{U_1}{I_1 + I_{II}} = |Z_L| \exp(j\varphi_L) \quad (6.16)$$

W przypadku linii jednorodnych, w schemacie modelu uwzględnia się tylko jedno źródło prądowe I_L odwzorowujące prądy składowej symetrycznej zerowej płynące w przewodach fazowych linii. W związku z tym przedstawiony na rysunku 6.5 schemat dla linii dwutorowych, ulega dla linii jednorodnych modyfikacji do postaci przedstawionej na rysunku 6.6. Występują tu tylko siły elektromotoryczne $E_{(L)}$ które wyrażone są zależnością

$$E_{(L)} = I_L Z_{(L)} \quad (6.17)$$

gdzie $Z_{(L)}$ są uśrednionymi impedancjami wzajemnymi pomiędzy odcinkami przewodu ogromowego a przewodami fazowym linii.



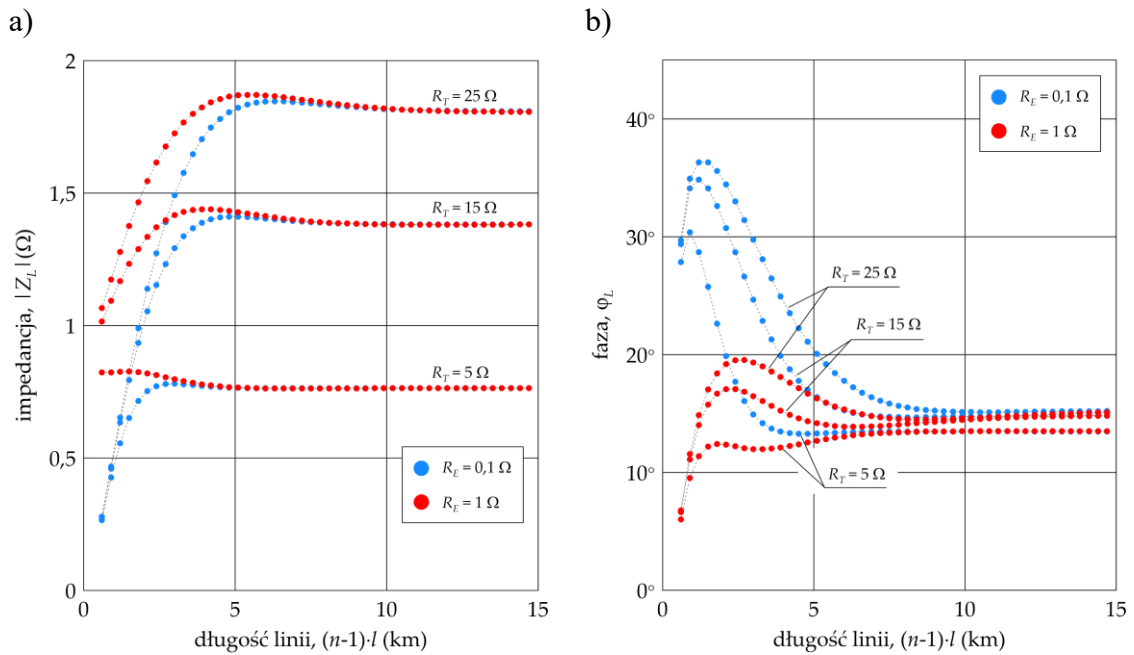
Rys. 6.6. Schemat obwodu elektrycznego jednorodnego modelu jednorodnej linii napowietrznej z jednym przewodem ogromowym:

n – liczba słupów linii; U_1, U_2, \dots, U_n – napięcia węzłowe; $I_{0(L)}$ – składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych płynących w linii; I_i – prąd płynący w odcinkach przewodu ogromowego ($i = 1, \dots, n-1$); Z_o – impedancje własne odcinków przewodu ogromowego; $E_{(L)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prąd I_L ; R_T – rezystancje uziemień słupów; R_E – rezystancja uziomu stacji

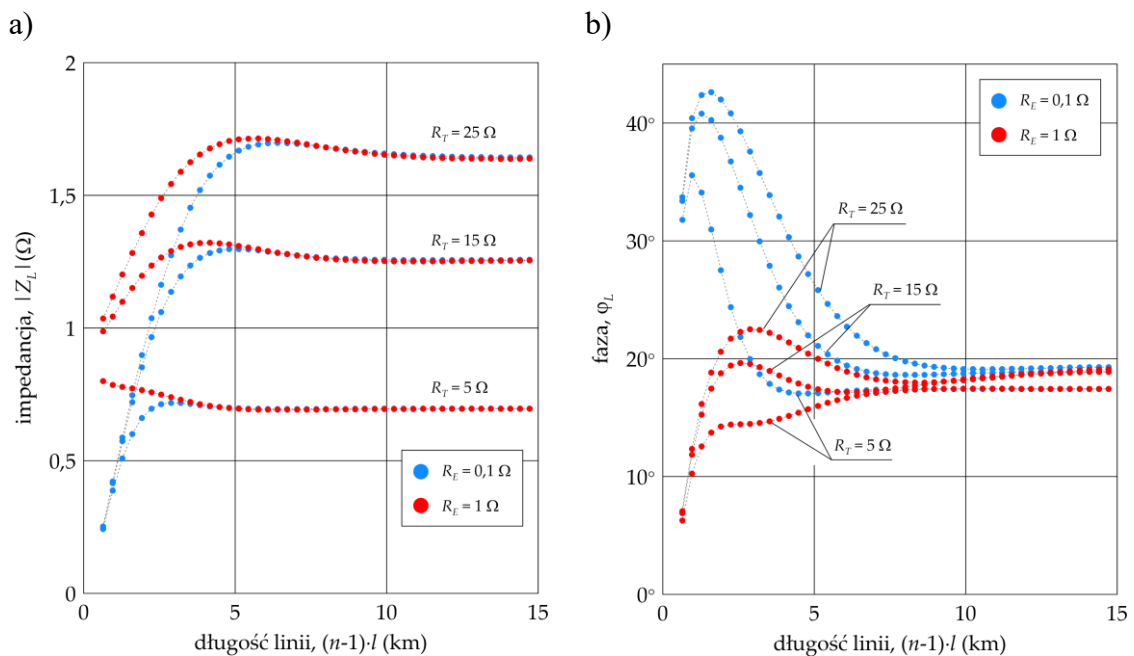
Dla linii jednorodnej pozostaje słuszne równanie macierzowe (6.7), w którym modyfikacji ulegają elementy C określone wzorami (6.7e) i (6.7f):

$$C_1 = -\frac{Z_{(L)}}{Z_o} I_L + I_L \quad (6.18a)$$

$$C_n = \frac{Z_{(L)}}{Z_o} I_L \quad (6.18b)$$



Rys. 6.7. Zależności modułu $|Z_L|$ (a) i fazy ϕ_L (b) impedancji Z_L dla dwutorowej linii 110 kV z jednym przewodem odgromowymi (słup D1P)
 n – liczba słupów linii; $l = 300$ m – długość odcinka (przęsła) linii



Rys. 6.8. Zależności modułu $|Z_L|$ (a) i fazy ϕ_L (b) impedancji Z_L dla jednotorowej linii 110 kV z jednym przewodem odgromowymi (słup B2P)
 n – liczba słupów linii; $l = 320$ m – długość odcinka (przęsła) linii

W rozpatrywanym przypadku, impedancja Z_L drogi ziemnopowrotnej linii dla prądów zwarciovych jest wyrażona wzorem:

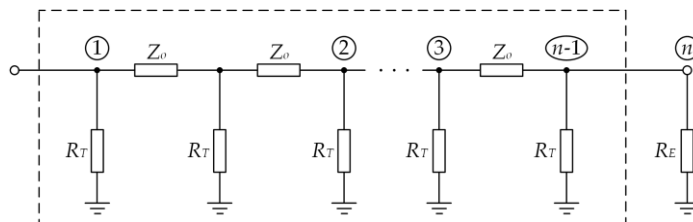
$$Z_L = \frac{U_1}{I_L} = |Z_L| \exp(j\varphi_L) \quad (6.19)$$

Na rysunku 6.7 przedstawiono przykładowe zależności modułu $|Z_L|$ (rys. 6.7a) i fazy φ_L (rys. 6.7b) od długości $(n-1) \cdot l$, dla dwutorowej linii 110 kV z jednym przewodem odgromowym na słupach D1P. Przyjęto wartość $l = 300$ m, która dla tej linii jest nominalną długością przęsła. W obliczeniach założono wartość rezystywności gruntu $\rho = 200 \Omega \cdot \text{m}$, dla której wyznaczono następujące jednostkowe wartości impedancji linii: $Z_o = (525,6 + j778,7) \text{ m}\Omega/\text{km}$, $Z_{(I)} = Z_{(II)} = (48,2 + j309,8) \text{ m}\Omega/\text{km}$. Podobnie jak w przypadku linii 400 kV, moduł i faza impedancji Z_L zależą od długości linii w zakresie do około 10 km. Powyżej tej długości wartości te zależą przede wszystkim od rezystancji R_T uziemień słupów. Również do długości około 10 km istotna jest wartości rezystancji R_E uziomu stacji na przeciwległym końcu linii.

Na rysunku 6.8 przedstawiono dla jednorodnej linii 110 kV z jednym przewodem odgromowym na słupach B2P, przykładowe zależności modułu $|Z_L|$ (rys. 6.8a) i fazy φ_L (rys. 6.8b) od długości linii $(n-1) \cdot l$. Przyjęto wartość $l = 320$ m, która dla tej linii jest nominalną długością przęsła. W obliczeniach założono wartość rezystywności gruntu $\rho = 200 \Omega \cdot \text{m}$, dla której wyznaczono następujące jednostkowe wartości impedancji linii: $Z_o = (393,2 + j768,3) \text{ m}\Omega/\text{km}$, $Z_{(L)} = (48,3 + j330,8) \text{ m}\Omega/\text{km}$.

6.2.3. Linie odłączone od rozdzielni

W przypadku linii, których przewody fazowe odłączone są od rozdzielni, ich schematy obwodów modeli można uprościć do struktur drabinkowych. Schemat takiej struktury dla linii z jednym przewodem odgromowym przedstawiono na rysunku 6.9.



Rys. 6.9. Schemat obwodu elektrycznego jednorodnego modelu linii napowietrznej której przewody fazowe odłączone są od rozdzielni

n – liczba słupów linii; Z_o – impedancje własne odcinków przewodu odgromowego; R_T – rezystancje uziemień słupów; Z_L – impedancja drogi ziemnopowrotnej; R_E – rezystancja uziomu stacji

Impedancję Z_L drogi ziemnopowrotnej linii określa poniższa zależność:

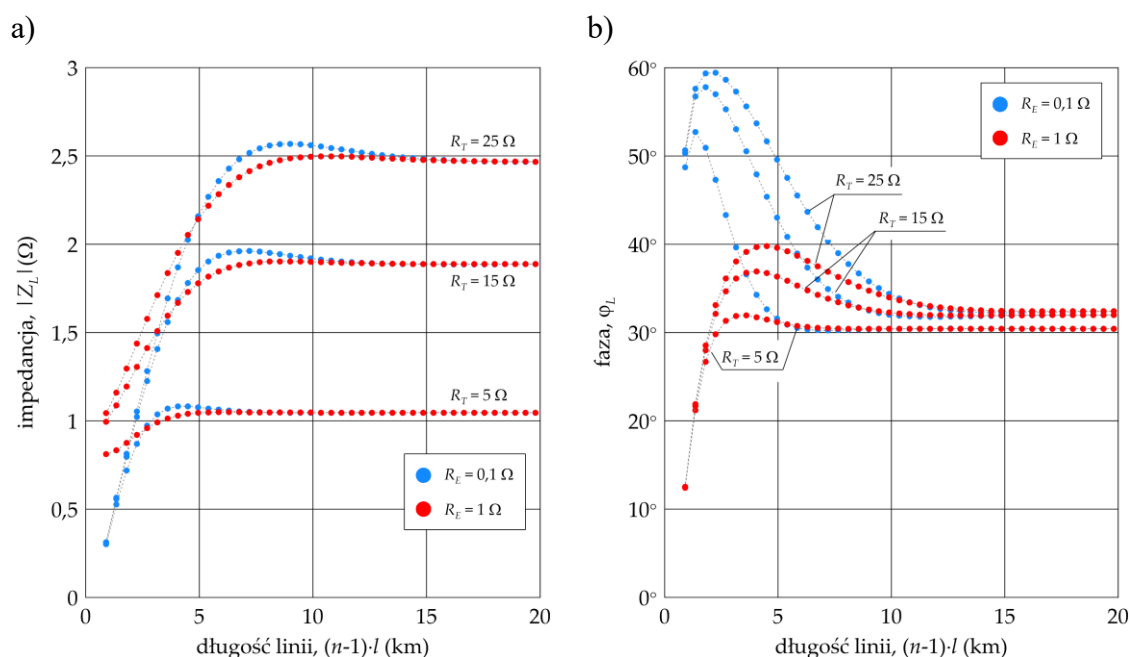
$$Z_L = \frac{1}{\frac{1}{R_T} + \frac{1}{Z_o + \frac{1}{\frac{1}{R_T} + \frac{1}{Z_o + \frac{1}{\frac{1}{R_T} + \frac{1}{Z_o + \frac{1}{R_T} + \dots}}}}}} = |Z_L| \exp(j\varphi_L) \quad (6.20)$$

$$\dots Z_o + \frac{1}{\frac{R_T R_E}{R_T + R_E}}$$

W przypadku linii z dwoma przewodami odgromowymi, w miejsce impedancji Z_o należy podstawić impedancję wypadkową:

$$Z^* = \frac{Z_o + Z_{oo}}{2} \quad (6.21)$$

sprzężonych przewodów odgromowych. Na rysunku 6.10 przedstawiono przykładowe zależności modułu $|Z_L|$ (rys. 6.10a) i fazy φ_L (rys. 6.10b) od długości $(n-1)l$ dla odłączonej od rozdzielni dwutorowej linii 400 kV z rysunku 6.1.



Rys. 6.10. Zależności modułu $|Z_L|$ (a) i fazy φ_L (b) impedancji Z_L dla odłączonej dwutorowej linii 400 kV z dwoma przewodami odgromowymi (słup E33P)
 n – liczba słupów linii; $l = 450$ m – długość odcinka (przęsła) linii

Impedancje linii odłączonych od rozdzielni mogą być również wyznaczone według wzorów przedstawionych w rozdziałach 6.2.1 i 6.2.2, przy pominięciu wszystkich impedancji wzajemnych pomiędzy przewodami fazowymi a odgromowymi.

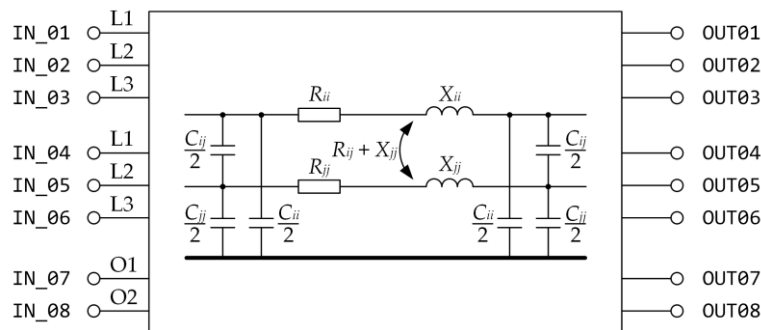
6.3. Wielofazowe modele linii napowietrznych

6.3.1. Ogólne założenia modeli

Przy opracowaniu modeli wielofazowych zostały przyjęte założenia analogiczne jak dla modeli uproszczonych (rozdział 6.2), z tą jednak różnicą, że uwzględnia się wszystkie przewody fazowe oraz również parametry poprzeczne w postaci pojemności linii. Założono, że struktura linii jest niejednorodna, tzn. przęsła linii są o niejednakowej długości i rezystancje uziomów słupów są niejednakowych wartościach.

Modele wielofazowe opracowano przede wszystkim z myślą ich wykorzystania w programie EMTP-ATP, w celu analizy rozptyłu prądów zwarciovych w złożonych strukturach sieci elektroenergetycznych. Pomimo, że w programie EMTP-ATP zaimplementowane są różnorodne i zaawansowane modele linii (np. modele linii długich o parametrach zależnych od częstotliwości), to jednak brak jest wśród nich, bezpośrednich modeli, dyskretnych i niejednorodnych struktur linii elektroenergetycznych. Modele takie muszą być w programie tworzone poprzez manualne łączenie poszczególnych elementów składowych. Z tego względu zdecydowano się na opracowanie zewnętrznego programu w środowisku MATLAB, który umożliwiłby automatyczne tworzenie modeli takich dyskretnych i niejednorodnych struktur linii elektroenergetycznych.

Podstawą zaproponowanego modelu wielofazowego są modele poszczególnych przęseł linii, które odwzorowywane są w postaci sprzężonych wzajemnie czwórników typu II (rys. 6.11).



Rys. 6.11. Model przęsła linii wielofazowej w postaci sprzężonych czwórników typu II

Parametry tych modeli wyrażone są przez macierze impedancji wzdłużnych $\mathbf{Z}_{(i)} = \mathbf{R}_{(i)} + j\mathbf{X}_{(i)}$ i pojemności $\mathbf{C}_{(i)}$, gdzie (i) jest kolejnym numerem przęsła. Macierze te obliczane są na podstawie macierzy jednostkowych \mathbf{R}' , \mathbf{X}' i \mathbf{C}' oraz długości przęseł $l_{(i)}$:

$$\mathbf{R}_{(i)} = l_{(i)} \mathbf{R}' \quad (6.22)$$

$$\mathbf{X}_{(i)} = l_{(i)} \mathbf{X}' \quad (6.23)$$

$$\mathbf{C}_{(i)} = l_{(i)} \mathbf{C}' \quad (6.24)$$

Słowo kluczowe **BRANCH**, tak jak wszystkie inne słowa kluczowe, musi zaczynać się w kolumnie 1. Kolejne nazwy węzłów wprowadzane są w kolumnach 9÷80. W programie przyjęte jest, że nazwy węzłów mają format A6. Oznacza to, że nazwy węzłów są maksymalnie 6-znakowe, przy czym może być użyty tylko podstawowy zbiór znaków ASCII, bez rozróżniania dużych i małych liter. W przypadku gdy liczba węzłów przekracza 12, to ich nazwy umieszczane są w kolejnych wierszach ze słowem kluczowym **BRANCH**.

Słowo kluczowe **METRIC** w wierszu 7 oznacza, że wartości liczbowe danych linii będą wyrażane w systemie metrycznym (alternatywą jest słowo kluczowe **ENGLISH** dla brytyjskiego systemu miar).

W wierszach 9÷16 zapisane są dane sześciu przewodów fazowych i dwóch przewodów odgromowych linii (w ogólności wierszy tych jest tyle, ile fizycznych przewodów występuje w linii):

	0	1	2	3	4	5	6	7	8		
..	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890		
..										
8	C	>SKIN<	-RESIS>	IX<-->	<-DIAM->	<-HORIZ>	<VTOWER>	<-VMID->	<-SEPAR>	<ALPHA<->	NB
9	1	.333	.0821	4	2.61	-8.13	32.5	15.5	40.	30.	3
..										
16	8	.2	.3451	4	1.5	4.1	62.	45.	0.0	0.0	1
17	BLANK CARD ENDING CONDUCTOR CARDS										
..										

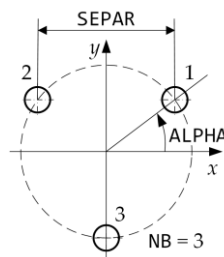
W kolumnach 1÷3 znajdują się numery kolejnych przewodów zapisane w formacie I3. Dla uziemionego przewodu odgromowego można przyjąć wartość zero i wówczas zostanie on wyeliminowany (pod względem matematycznym) z macierzy linii. Jeżeli więcej niż jeden przewód oznaczony będzie tym samym numerem, to przewody te traktowane są jako wiązkowe i pod względem elektrycznym połączone będą równolegle.

W kolumnach 4÷8 znajdują się wartości (format F5.4) parametru **SKIN**. Wartość $SKIN \neq 0$ oznacza, że w modelu linii będzie uwzględnione zjawisko naskórkowości. Wówczas $SKIN = T/D$, gdzie T jest grubością ścianki przewodu rurowego, a D zewnętrzną średnicą przewodu. Dla przewodów walcowych $SKIN = 0.5$, natomiast przewody stalowo-aluminiowe typu AFL traktowane są jako przewody rurowe. W kolumnach 9÷16 znajdują się wartości (format F8.5) parametru **RESIS**, będącego rezystancją przewodu (Ω/km albo Ω/mil) dla prądu stałego. Jeżeli $SKIN = 0$, to należy podać rezystancje dla prądu zmiennego. W kolumnach 17÷18 znajdują się natomiast wartości (format I2) parametru **IX**. Wartość $IX = 4$ oznacza, że wartości reaktancji wewnętrznej przewodów będą obliczane na podstawie ich wymiarów geometrycznych.

Kolejne parametry w kolumnach 27÷72 i 79÷80 określają geometrię przewodów. Parametr **DIAM** (kol. 27÷34, F8.5) jest średnicą zewnętrzną przewodu (cm albo in), parametr **HORIZ** (kol. 35÷42, F8.3) jest współrzędną poziomą przewodu (m albo ft) w przyjętym układzie współrzędnych, parametr **VTOWER** (kol. 43÷50, F8.3) jest

wysokość zawieszenia przewodów na słupie (m albo ft), a parametr VMID (kol. 51÷58, F8.3) jest odległością przewodu od ziemi w środku przęsła (m albo ft). Jako średnia odległość przewodów od ziemi zostanie przyjęta wartość: $2/3 \times VMID + 1/3 \times VTOWER$.

Parametry SEPAR (kol. 59÷66, F8.5), ALPHA (kol. 67÷72, F6.2) oraz NB (kol. 79÷80, I2) dotyczą przewodów wiązkowych (rys. 6.13). SEPAR (cm albo in) jest odległością między kolejnymi przewodami wiązki, przy założeniu ich równomiernego rozmieszczenia na obwodzie koła. Parametr ALPHA jest kątem (mierzonym w stopniach przeciwnie do ruchu wskazówek zegara) między pierwszym przewodem w wiązce, a płaszczyzną przechodzącą przez środek wiązki i równoległą do ziemi. Parametr NB jest liczbą przewodów w wiązce.



Rys. 6.13. Przewód wiązkowy linii elektroenergetycznej

Sekcję danych przewodów linii kończy wiersz 17 ze słowami BLANK CARD ENDING CONDUCTOR CARDS. Słowa CARD ENDING CONDUCTOR CARDS nie mają żadnej interpretacji, są natomiast specyficzną formą komentarza. Takie samo znaczenie jak wiersz BLANK, posiada również pusty wiersz 17.

W kolumnach 1÷8 wiersza 19 znajduje się wartość parametru RHO (F8.2) określającego rezystywności gruntu ($\Omega \cdot m$):

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890
18	C	-RHO->	<-FREQ->	<->	<->	I<-DIST->	<->	<->	<->
19		200.	50.			1	1.		44
20	\$PUNCH								

Kolejnym parametrem jest FREQ (kol. 9÷18, F10.2) określający częstotliwość (Hz), dla której obliczane są parametry linii. W kolumnie 44 zapisany jest parametr ICAP (I1) definiujący sposób przedstawienia pojemności linii ([C] dla ICAP = 1 albo $\omega[C]$ dla ICAP = 0). Kolumny 45÷52 przeznaczone są dla parametru DIST (F8.3) określającego długość linii (km albo mil). Ostatnim parametrem w tym wierszu jest parametr IPU (kol. 66÷68, I3). Jego wartość IPU = 44 powoduje, że jeżeli w kolejnym wierszu (w. 20) użyte zostanie słowo kluczowe \$PUNCH, to do pliku *.pch zapisane zostaną w formacie wysokiej precyzji parametry linii w postaci macierzy rezystancji R (Ω), reaktancji wzdłużnych X (Ω) oraz

pojemności C (μF). Plik danych wejściowych kończą słowa kluczowe zawarte w wierszach 21÷24.

Efektom działania procedury LINE CONSTANTS jest wynikowy plik tekstowy *.pch zawierający macierze R' , X' i C' . Na rysunku 6.14 przedstawiono strukturę pliku wynikowego, utworzonego dla pliku wejściowego z rysunku 6.12.

```

0      1      2      3      4      5      6      7      8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1 C <++++> Cards punched by support routine on 12-Feb-22 09:45:58 <++++>
2 C LINE CONSTANTS
3 C $ERASE
4 C BRANCH IN_01 OUT01 IN_02 OUT02 IN_03 OUT03 IN_04 OUT04 IN_05 OUT05 IN_06 OUT06
5 C BRANCH IN_07 OUT07 IN_08 OUT08
6 C METRIC
7 C 1.3333 .0821 4 2.61 -8.13 32.5 15.5 40. 30.
8 C 2.3333 .0821 4 2.61 -7.65 42.5 25.5 40. 30.
9 C 3.3333 .0821 4 2.61 -7.37 52.5 35.5 40. 30.
10 C 4.3333 .0821 4 2.61 8.13 32.5 15.5 40. 30.
11 C 5.3333 .0821 4 2.61 7.65 42.5 25.5 40. 30.
12 C 6.3333 .0821 4 2.61 7.37 52.5 35.5 40. 30.
13 C 7 .2 .3451 4 1.5 -4.1 62. 45. 0.0 0.0
14 C 8 .2 .3451 4 1.5 4.1 62. 45. 0.0 0.0
15 C BLANK CARD ENDING CONDUCTOR CARDS
16 C 200. 50. 1 1. 0 44
17 $VINTAGE, 1
18 $UNITS, 50., 0.0,
19 1IN_01 OUT01 7.52735574E-02 5.86609506E-01 1.07715752E-02
20 2IN_02 OUT02 4.73454241E-02 3.08745841E-01 -2.13137930E-03
21 3IN_03 OUT03 7.45593192E-02 5.87405566E-01 1.09885860E-02
22 4.66423491E-02 3.09596175E-01 -2.17367271E-04
23 7.38665579E-02 5.88214576E-01 1.07136507E-02
24 5IN_05 OUT05 4.73319976E-02 2.69563529E-01 -7.29792365E-04
25 4.69812560E-02 2.82503930E-01 -1.04934688E-03
26 4.66308740E-02 2.72546929E-01 -7.98780916E-04
27 4.73454241E-02 3.08745841E-01 -2.13137930E-03
28 7.45593192E-02 5.87405566E-01 1.09885860E-02
29 6IN_06 OUT06 4.69730041E-02 2.50916851E-01 -3.72761391E-04
30 4.66308740E-02 2.72546929E-01 -7.98780916E-04
31 4.62927070E-02 2.85648023E-01 -1.27542205E-03
32 4.69819385E-02 2.65646249E-01 -7.11577637E-04
33 4.66423491E-02 3.09596175E-01 -2.17367271E-03
34 7.38665579E-02 5.88214576E-01 1.07136507E-02
35 4.66490430E-02 2.41075404E-01 -2.11318041E-04
36 4.63109096E-02 2.67032580E-01 -4.84410242E-04
37 4.59832160E-02 3.10099646E-01 -1.49034278E-03
38 4.66445129E-02 2.36674879E-01 -1.58935264E-04
39 4.63073041E-02 2.58325861E-01 -3.49249933E-04
40 4.59781598E-02 2.85371875E-01 -8.56044684E-04
41 3.90822768E-01 7.71054784E-01 6.82320560E-03
42 8IN_08 OUT08 4.66445129E-02 2.36674879E-01 -1.58935264E-04
43 4.63073041E-02 2.58325861E-01 -3.49249933E-04
44 4.59781598E-02 2.85371875E-01 -8.56044684E-04
45 4.66490430E-02 2.41075404E-01 -2.11318041E-04
46 4.63109096E-02 2.67032580E-01 -4.84410242E-04
47 4.59832160E-02 3.10099646E-01 -1.49034278E-03
48 4.56709604E-02 3.23233559E-01 -1.16950737E-03
49 3.90822768E-01 7.71054784E-01 6.82320560E-03
50 $VINTAGE, -1,
51 $UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS

```

Rys. 6.14. Przykładowa struktura pliku *.pch z macierzami R' , X' i C' dwutorowej linii 400 kV z dwoma przewodami odgromowymi

Wiersze 1÷16 są liniami komentarzy, w których powtórzono zawartość pliku wejściowego *.dat. Wiersz 17 zawiera słowo kluczowe \$VINTAGE, 1, którego

użycie skutkuje tym, że wartości liczbowe macierzy R' , X' i C' zapisane zostaną w dużej precyzji przy pomocy formatu 3E16.0. Wiersz 18 ze słowem kluczowym \$UNITS, 50., 0.0, zawiera przypisanie wartości parametrów XOPT (XOPT = 50.) oraz COPT (COPT = 0.). Oznaczają one, że wzdłużne indukcyjności własne i wzajemne linii będą wyrażone jako reaktancje X (Ω) dla częstotliwości $f = XOPT$, natomiast pojemności C linii będą wyrażone w (μF).

Macierze R' , X' i C' zapisane są w wierszach 19÷54 w postaci następującej struktury:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890
19	1IN_01	OUT01			R(1,1)		X(1,1)		C(1,1)
20	2IN_02	OUT02			R(2,1)		X(2,1)		C(2,1)
21					R(2,2)		X(2,2)		C(2,2)
22	3IN_03	OUT03			R(3,1)		X(3,1)		C(3,1)
23					R(3,2)		X(3,2)		C(3,2)
24					R(3,3)		X(3,3)		C(3,3)
47	8IN_08	OUT08			R(8,1)		X(8,1)		C(8,1)
48					R(8,2)		X(8,2)		C(8,2)
49					R(8,3)		X(8,3)		C(8,3)
50					R(8,4)		X(8,4)		C(8,4)
51					R(8,5)		X(8,5)		C(8,5)
52					R(8,6)		X(8,6)		C(8,6)
53					R(8,7)		X(8,7)		C(8,7)
54					R(8,8)		X(8,8)		C(8,8)

Elementy macierzy R' znajdują się w kolumnach 27÷42, macierzy X' w kolumnach 43÷58, a macierzy C' w kolumnach 59÷74. W wierszach 19, 20, 22, 25, 29, 34, 40, 47 zapisane są kolejne numery przewodów (kol. 1÷2, I2) oraz kolejne pary nazwy węzłów (kol. 3÷8, A6, kol. 9÷14, A6), które przypisano tym przewodom w pliku *.dat (rys. 6.12).

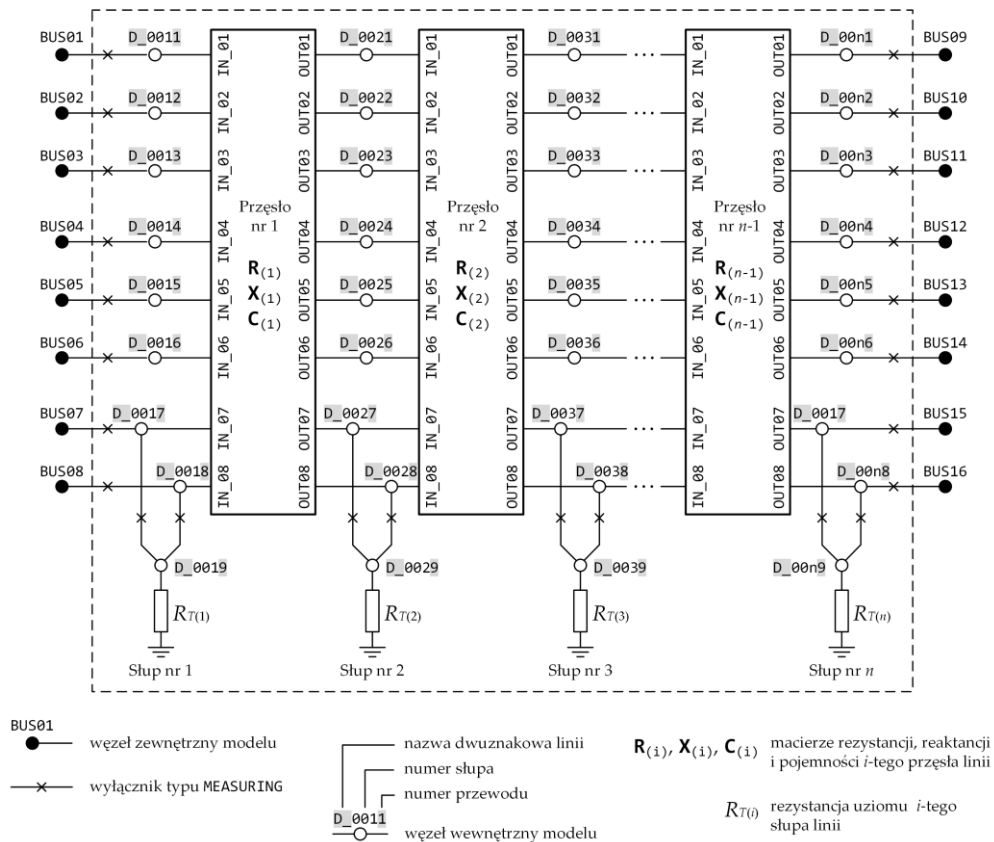
Plik *.pch kończą wiersze 55, w którym wyłączany jest tryb dużej precyzji oraz wiersz 56, w którym następuje powrót do zdefiniowanych globalnie w programie EMTP-ATP wartości parametrów XOPT i COPT.

6.3.3. Algorytm tworzenia modelu niejednorodnej struktury napowietrznej linii elektroenergetycznej

Na rysunku 6.15 przedstawiono schemat blokowy wielofazowego modelu niejednorodnej struktury napowietrznej linii elektroenergetycznej. Schemat ten dotyczy linii dwutorowej z dwoma przewodami odgromowymi, jednak dla innych konstrukcji linii idea modelu pozostaje taka sama. Podobnie jak dla modeli uproszczonych (rozdział 6.2) również w modelach wielofazowych wyodrębniono $(n-1)$ pręseł i n słupów.

Modele cząstkowe pręseł wyrażone są przez macierze (6.22)÷(6.24). Modelom cząstkowym przypisano sześciocyfrowe (format A6) nazwy węzłów. Dwa pierwsze znaki identyfikują nazwę linii. Trzy kolejne znaki (cyfry) identyfikują numer słupa.

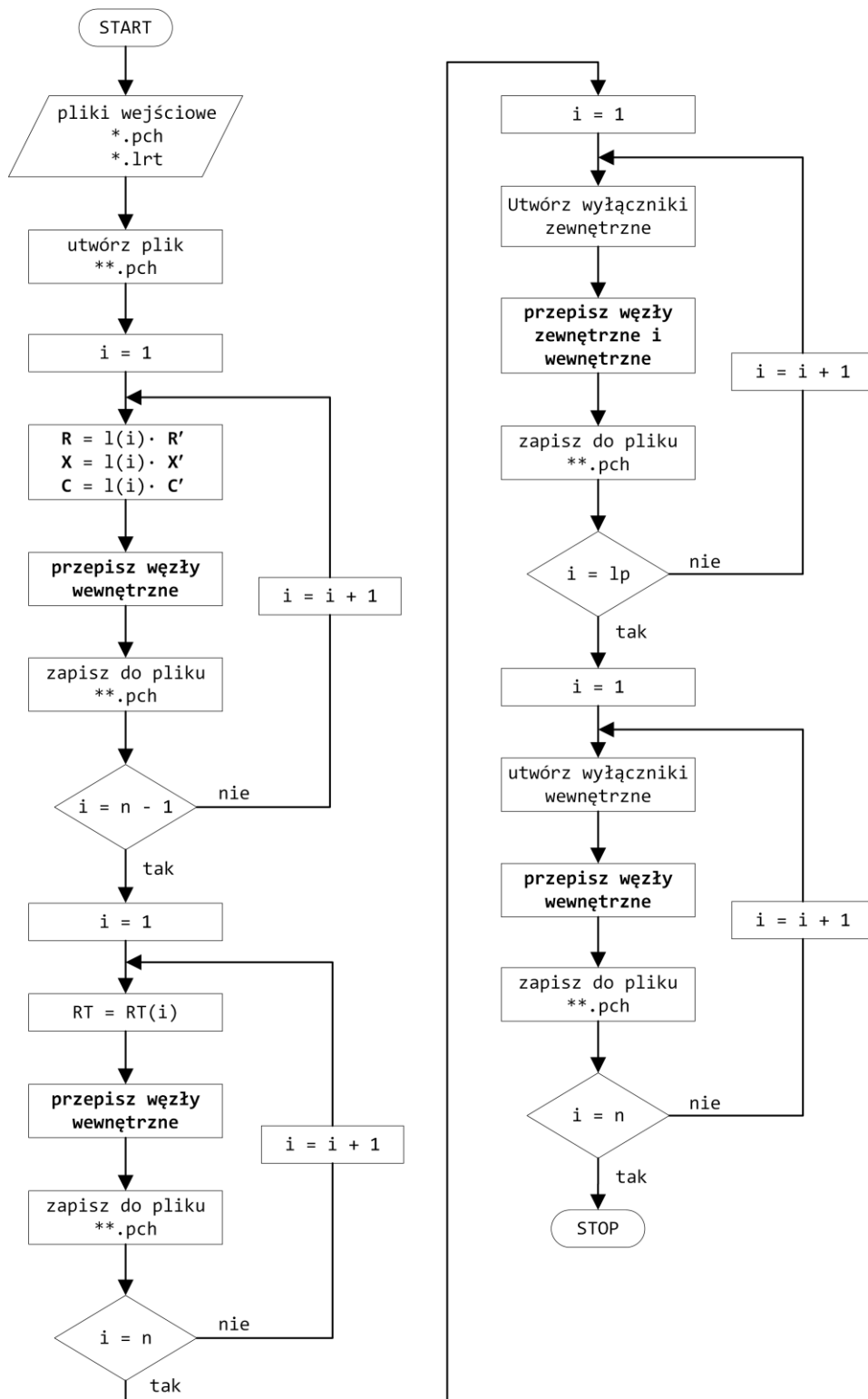
Ostatni znak (cyfra) identyfikuje numer przewodu. Przyjęta konwencja pozwala na tworzenie unikatowych nazw węzłów praktycznie dla nieograniczonej liczby linii, o maksymalnych liczbach pręseł 998 oraz maksymalnej liczbie przewodów 8.



Rys. 6.15. Schemat blokowy modelu wielofazowego linii dwutorowej dla programu EMTP-ATP

Modele uziomów słupów odwzorowane są w postaci rezystorów R_T (rys. 6.15), którym przypisano nazwy węzłów według przedstawionej powyżej konwencji, z tą jednak różnicą, że ostatni znak jest zwiększoną o jeden liczbą przewodów. Węzły uziomów słupów łączone są z węzłami przewodów odgromowych przez wyłączniki. Wyłączniki te nie mają zastosowania do modelowania procesów łączeniowych, służą tylko do wyprowadzania z programu prądów wpływających i wypływających z przewodów linii oraz wpływających do uziomów słupów. Na ich podstawie wyznaczane mogą być również prądy w poszczególnych odcinkach przewodów odgromowych. Wyłączniki łączą również zewnętrzne węzły modelu z węzłami wewnętrznymi pierwszego i ostatniego słupa linii. Nazwy węzłów zewnętrznych nie podlegają przyjętej konwencji i są nadawane w analizowanym układzie, którego częścią jest model linii.

W celu automatycznego tworzenia powyższych modeli linii, opracowano i zaimplementowano w środowisku MATLAB odpowiedni algorytm. Efektem jego działania jest nowy plik tekstowy **.pch, zawierający dane wejściowe dla programu EMTP-ATP niejednorodnej struktury napowietrznej linii elektroenergetycznej. Schemat algorytmu przedstawiono na rysunku 6.16.



Rys. 6.16. Algorytm tworzenia modelu niejednorodnej struktury napowietrznej linii elektroenergetycznej dla programu EMTP-ATP

Danymi wejściowymi do algorytmu jest plik *.pch, zawierający macierze jednostkowe R' , X' i C' (rozdział 6.3.2) oraz plik *.lrt, zawierający dane modelowanej linii. Dane te są rezystancjami uziomów kolejnych słupów i długościami

kolejnych przęseł. Przyjętą strukturę pliku *.lrt przedstawiono na rysunku 6.17. Plik zawiera n+1 wierszy (n – liczba słupów), z których pierwszy wiersz jest komentarzem, a następne n wierszy zawiera wartości rezystancji uziomów R_T (Ω) oraz długości przęseł d_p (km). Wyjątkiem jest ostatni wiersz (n+1), w którym nie specyfikuje się długości przęsła (wartość NaN).

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	RT----> DP---->								
2		RT (1)	dp (1)						
...								
i+1		RT (i)	dp (i)						
...								
n		RT (n-1)	dp (n-1)						
n+1		RT (n)	NaN						

Rys. 6.17. Ogólna struktura pliku *.lrt

Efektom działania algorytmu jest plik **.pch, którego ogólną strukturę przedstawiono na rysunku 6.18. Plik ten rozpoczyna się wierszem ze słowem kluczowym /BRANCH, które określa wiersze poniżej, jako gałęzie analizowanego obwodu elektrycznego. W wierszach 2÷42 znajdują się pomnożone przez długość pierwszego przęsła $dp(1)$ macierze jednostkowe R' , X' i C' , z przypisanymi nazwami węzłów wewnętrznych. Analogicznie, w kolejnych wierszach zapisywane są macierze R , X , C oraz nazwy węzłów wewnętrznych dla pozostałych przęseł linii.

Po wierszach gałęzi przęseł linii, w wierszu AA zapisywane są kolejne gałęzie z wartościami RT rezystancji uziomów n słupów i przypisanymi do nich nazwami węzłów wewnętrznych. W wierszu BB znajduje się słowo kluczowe /SWITCH, które określa wiersze poniżej, jako wyłączniki analizowanego obwodu elektrycznego. W wierszach CC÷DD zapisane są w kolumnach 3÷8 i 9÷14 nazwy węzłów zewnętrznych i wewnętrznych pierwszego i ostatniego przęsła. W kolumnach 55÷63 znajduje się parametr tekstowy MEASURING, który definiuje zastosowane wyłączniki jako elementy do wyprowadzania wartości prądów (parametr W = 1, kol. 80) płynących przez te wyłączniki. W wierszach EE÷FF zapisane są parametry wyłączników pomiędzy węzłami wewnętrznymi modelu. Zastosowane są również wyłączniki typu MEASURING.

Tworzone w powyższy sposób pliki tekstowe **.pch są dla programu EMTP-ATP oryginalnymi i innowacyjnymi modelami niejednorodnych struktur napowietrznych linii elektroenergetycznych. Umożliwiają one nie tylko analizę rozptyłu prądów zwarciovych w stacjach elektroenergetycznych, ale również w odcinkach przewodów odgromowych i uziomach słupów. Pliki te mogą być dołączane zarówno w preprocesorze graficznym ATPDraw, ale również bezpośrednio do pliku tekstowego analizowanego układu *.atp przy pomocy słowa kluczowego \$INCLUDE. Przykład zastosowania modelu niejednorodnego do analizy rozptyłu prądu zwarciovego przedstawiono w rozdziale kolejnym.

```

0          1          2          3          4          5          6          7          8
12345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1 /BRANCH
2 $VINTAGE, 1
3 $UNITS, 50., 0.0,
4 C BUS1->BUS2->BUS3->BUS4-><----- R -----><----- L -----><----- C ----->
5 1D_0011D_0021          dp(1)* R(1,1)          dp(1)*X(1,1)          dp(1)* C(1,1)
6 2D_0012D_0022          dp(1)* R(2,1)          dp(1)*X(2,1)          dp(1)* C(2,1)
7          dp(1)* R(2,2)          dp(1)*X(2,2)          dp(1)* C(2,2)
8 3D_0013D_0023          dp(1)* R(3,1)          dp(1)*X(3,1)          dp(1)* C(3,1)
9          dp(1)* R(3,2)          dp(1)*X(3,2)          dp(1)* C(3,2)
10         dp(1)* R(3,3)          dp(1)*X(3,3)          dp(1)* C(3,3)
...
...
33 8D_0018D_0028          dp(1)* R(8,1)          dp(1)*X(8,1)          dp(1)* C(8,1)
...
...
40         dp(1)* R(8,8)          dp(1)*X(8,8)          dp(1)* C(8,8)
41 $VINTAGE, -1,
42 $UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS
...
...
...
$VINTAGE, 1
.. $UNITS, 50., 0.0,
.. C BUS1->BUS2->BUS3->BUS4-><----- R -----><----- L -----><----- C ----->
.. 1D_00i1D_00j1          dp(i)* R(1,1)          dp(i)*X(1,1)          dp(i)* C(1,1)
.. 2D_**i2D_**j2          dp(i)* R(2,1)          dp(i)*X(2,1)          dp(i)* C(2,1)
..          dp(i)* R(2,2)          dp(i)*X(2,2)          dp(i)* C(2,2)
.. 3D_**i3D_**j3          dp(i)* R(3,1)          dp(i)*X(3,1)          dp(i)* C(3,1)
..          dp(i)* R(3,2)          dp(i)*X(3,2)          dp(i)* C(3,2)
..          dp(i)* R(3,3)          dp(i)*X(3,3)          dp(i)* C(3,3)
...
...
.. 8D_**i8D_**j8          dp(i)* R(8,1)          dp(i)*X(8,1)          dp(i)* C(8,1)
...
...
..         dp(i)* R(8,8)          dp(i)*X(8,8)          dp(i)* C(8,8)
.. $VINTAGE, -1,
.. $UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS
...
...
...
AA $VINTAGE, 1
.. $UNITS, 50., 0.0,
.. C BUS1->BUS2->BUS3->BUS4-><----- R -----><----- L -----><----- C ----->
.. D_0019          RT(1)
.. D_**i9          RT(i)
.. D_**n9          RT(n)
.. $VINTAGE, -1,
.. $UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS
BB /SWITCH
.. C BUS1->BUS2->.....MEASURING.....W
CC BUS01 D_0011          MEASURING          1
.. D_**n1BUS09          MEASURING          1
..
.. BUS08 D_0018          MEASURING          1
DD D_**n8BUS16          MEASURING          1
.. C BUS1->BUS2->.....MEASURING.....W
EE D_0017D_0019          MEASURING          1
.. D_0018D_0019          MEASURING          1
..
.. D_**i7D_**i9          MEASURING          1
.. D_**i8D_**i9          MEASURING          1
..
.. D_**n7D_**n9          MEASURING          1
FF D_**n8D_**n9          MEASURING          1

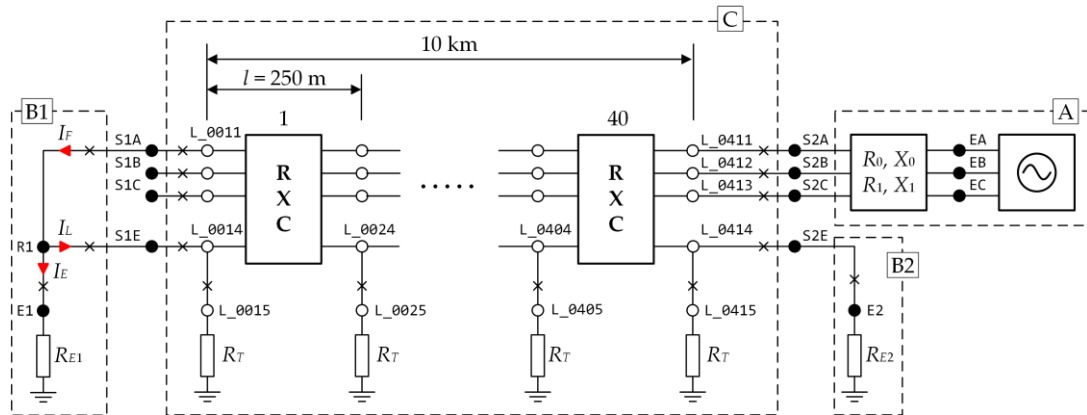
```

Rys. 6.18. Ogólna struktura pliku *.pch

6.3.4. Przykład analizy z użyciem modelu niejednorodnej struktury napowietrznej linii elektroenergetycznej

Na rysunku 6.19 przedstawiono przykładowy układ z modelem linii (rys. 6.19a) oraz strukturę jego pliku o nazwie symulacja_00.atp (rys. 6.19b).

a)



b)

```

0 1 2 3 4 5 6 7 8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1 BEGIN NEW DATA CASE
2 $LISTOFF
3 C dT >> Tmax << Xopt << Copt >
4 1.E-5 -1.00 50. 0.
5 C -Iprint<--Iplot <-KssOut
6 500 1 3
7 $INCLUDE, systemy_zasilajace.pch
8 $INCLUDE, stacje.pch
9 $INCLUDE, L_n.pch
10 /OUTPUT
11 BLANK BRANCH
12 BLANK SWITCH
13 BLANK SOURCE
14 BLANK OUTPUT
15 BLANK PLOT
16 BEGIN NEW DATA CASE
17 BLANK

```

Rys. 6.19. Przykładowy układ elektroenergetyczny z modelem linii do analizy rozptyłu prądów zwarciovych w stacji B1: a) schemat, b) ogólna struktura pliku symulacja_00.atp

A – model systemu zasilającego; B1, B2 – modele stacji elektroenergetycznych; C – model linii jednorodnej z jednym przewodem odgromowym; I_F – prąd zwarciovych; I_L – prąd odpływający przewodem odgromowym linii; I_E – prąd spływający do uziomu stacji

Układ złożony jest z bloku A systemu zasilającego 110 kV o mocy zwarciovych 2000 MVA, dwóch bloków B1 i B2 stacji elektroenergetycznych oraz bloku C jednorodnej linii 110 kV o długości 10 km. Szczegółowe modele tych bloków zawarte są w plikach systemy_zasilajace.pch, stacje.pch oraz L_n.pch, które dołączane są poleceniem \$INCLUDE w wierszach 7÷9 pliku symulacja_00.atp (rys. 6.19b). Strukturę pliku systemy_zasilajace.pch przedstawiono na rysunku 5.20. W wierszach 3÷5 znajdują się dane bloku zawartego pomiędzy węzłami EA, EB, EC a węzłami S2A, S2B, S2C, który odwzorowuje rezystancje i reaktancje zwarciovych systemu elektroenergetycznego 110 kV dla składowej symetrycznej zerowej

(w. 3) oraz dla składowej symetrycznej zgodnej (w. 4). Wartości tych parametrów wyznaczone są dla stosunków $X_0/X_1 = 3$ oraz $R_0/X_1 = 1$. W wierszach 8÷10 znajdują się dane trójfazowego układu źródeł napięciowych o amplitudach $\sqrt{2/3} \cdot 110000$ V i częstotliwościach 50 Hz, przyłączonych do węzłów EA, EB, EC.

```

0          1          2          3          4          5          6          7          8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1  /BRANCH
2  C BUS1->BUS2-><-----><-R--><----L----->
3  51EA   S2A           6.66      19.97
4  52EB   S2B           0.67      6.66
5  53EC   S2C
6  /SOURCE
7  C BUS1-><<--AMP--><<--FREQ--><<--PHASE--><<--A1--><<-----><<-Tstart-><<-Tstop-->
8  14EA   93897.11     50.00      0.0      -1.0     100.0
9  14EB   93897.11     50.00     -120.0   -1.0     100.0
10 14EC   93897.11     50.00      120.0   -1.0     100.0

```

Rys. 6.20. Struktura pliku systemy_zasilajace.pch

Strukturę pliku stacje.pch przedstawiono na rysunku 6.21. Model stacji B1 (rys. 6.19a) zawiera trzy wyłączniki pomiędzy węzłami S1A - R1 (w. 6), R1 - S1E (w. 17), R1 - E1 (w. 18) oraz przyłączony do węzła E1 rezystor o rezystancji $R_{E1} = 0,5 \Omega$ (w. 13). Natomiast model stacji B2 zawiera wyłącznik pomiędzy węzłami S2E - E2 (w. 29) oraz przyłączony do węzła E2 rezystor o rezystancji $R_{E2} = 0,5 \Omega$ (w. 25). Wyłączniki służą do wyprowadzania z programu do pliku wynikowego rozplywu prądów zwarcia (prądy I_F , I_L , I_E), natomiast rezystory odwzorowują rezystancje uziomów stacji.

```

0          1          2          3          4          5          6          7          8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1  C -----
2  C ZWARCIE
3  C -----
4  /SWITCH
5  C BUS1->BUS2->.....MEASURING.....W
6  S1A   R1           MEASURING           1
7  C -----
8  C STACJA B1
9  C -----
10 /BRANCH
11 $VINTAGE, 1
12 C BUS1->BUS2->BUS3->BUS4-><----- R -----><----- L -----><----- C ----->
13 E1           0.500
14 $VINTAGE, -1,
15 /SWITCH
16 C BUS1->BUS2->.....MEASURING.....W
17 R1   S1E           MEASURING           1
18 R1   E1           MEASURING           1
19 C -----
20 C STACJA B2
21 C -----
22 /BRANCH
23 $VINTAGE, 1
24 C BUS1->BUS2->BUS3->BUS4-><----- R -----><----- L -----><----- C ----->
25 E2           0.500
26 $VINTAGE, -1,
27 /SWITCH
28 C BUS1->BUS2->.....MEASURING.....W
29 S2E   E2           MEASURING           1
30 C -----
31 C KONIEC STACJI
32 C *****

```

Rys. 6.21. Ogólna struktura pliku stacje.pch

```

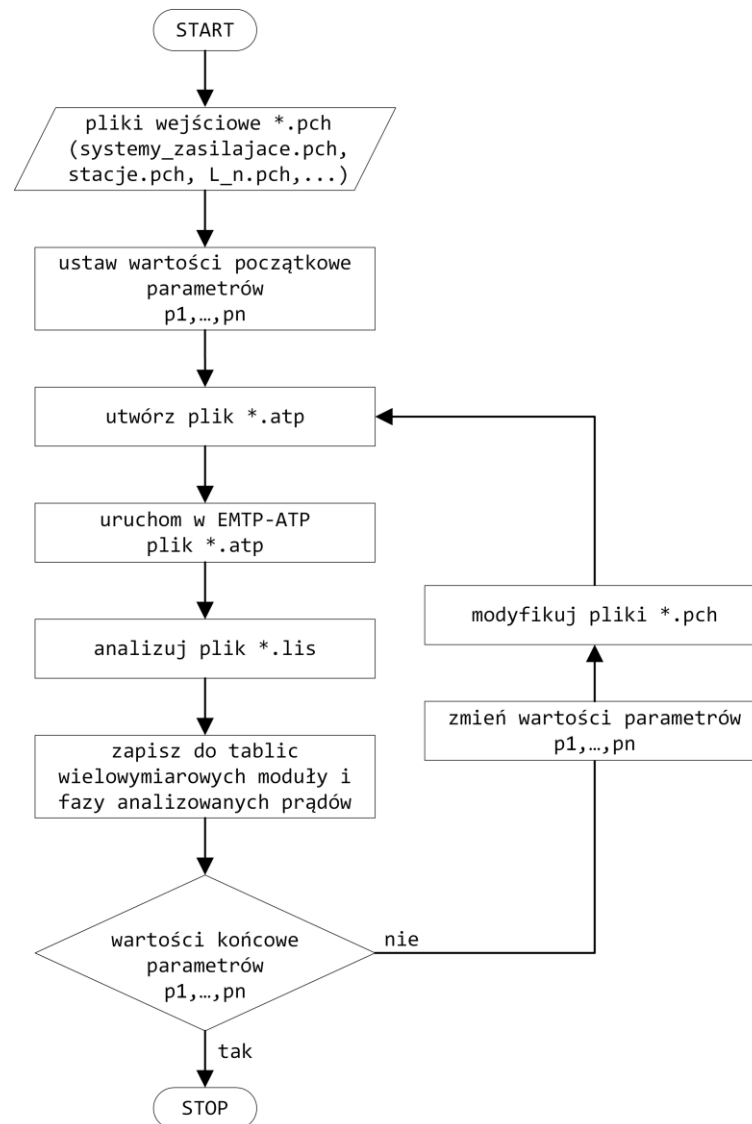
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13
123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012
2 --- 16 cards of disk file read into card cache cells 1 onward.
3 --- Pass 1. Card = 8. Ready to open $INCLUDE = system_zasilajace.pch
4 --- Pass 1. Card = 19. Ready to open $INCLUDE = stacje.pch
5 --- Pass 1. Card = 52. Ready to open $INCLUDE = L_n.pch
6 <===> Done with "/"-card sorting by data class. Remember that the source file appears different from interpreted input data.
7 Alternative Transients Program (ATP), F77 GNU Linux or DOS. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.
8 Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 12-Oct-22 14:41:48 Name of disk plot file is symulacja_00.pl4
9 Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTF User Group in Portland, Oregon, USA. Source code date is 18 November 2012.
10 Total size of LABCOM tables = 60501988 INTEGER words. 31 VARDIM List Sizes follow: 6002 10K 192K 900 420K 1200 15K
11 12000K 75 100K 720 2K 72800 510 800K 800 90 254 800K 100K 3K 15K 192K 120 45K 260K 600 210K 1100 19 400
12 Descriptive interpretation of input data cards. | Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character
13 -----+-----
14 0 1 2 3 4 5 6 7
15 01234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
16 Comment card. KOMPAN > 0. |C data:symulacja_00.atp
17 Marker card preceding new EMTF data case. |BEGIN NEW DATA CASE
18 Turn off input data listing at card 3 |LISTOFF
19 Blank card ending node names for voltage output. |BLANK OUTPUT
20 .....
21 Output for steady-state phasor switch currents.
22 Node-K Node-M I-real I-imag I-magn Degrees Power Reactive
23 S1A R1 1.38701361E+03 5.20713990E+03 5.20713990E+03 -74.5518 3.32962639E+06 -1.67476470E+05
24 R1 S1 8.29718075E+02 -2.51941332E+03 2.65252249E+03 -71.7717 1.68998121E+06 -1.67476470E+05
25 R1 E1 5.57295535E+02 -2.49960045E+03 2.56097261E+03 -77.4313 1.63964518E+06 0.00000000E+00
26 .....
27 L_0014 L_0015 2.78647768E+01 -1.24980023E+02 1.28048631E+02 -77.4313 8.19822590E+04 0.00000000E+00
28 L_0024 L_0025 1.59392432E+01 -1.11783436E+02 1.12914109E+02 -81.8849 6.37479805E+04 4.10163921E-08
29 L_0034 L_0035 6.31786691E+00 -9.93795680E+01 9.95801887E+01 -86.3624 4.95810699E+04 9.94486982E-09
30 L_0044 L_0045 1.33218405E+00 -8.78312749E+01 8.78413773E+01 -90.8690 3.85805378E+04 2.73539627E-08
31 .....
132 Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. -----+-----
133 Data input time (through blank card ending branches) .... CP sec Wait sec Real sec
134 Node renumbering and phasor solution ..... 0.000 0.000 0.000
135 After phasor solution, but before time-step loop .... 0.000 0.000 0.000
136 Integration of equations (time-step loop) .... 0.000 0.000 0.000
137 Plotting or STATISTICS termination overlays .... 0.000 0.000 0.000
138 -----+-----
139 Totals 0.000 0.000 0.000

```

Rys. 6.22. Ogólna struktura pliku wynikowego *.LIS

W badaniach przyjęto końcowy czas $T_{max} = -1.00$ (rys. 6.19b, parametr T_{max} , w. 4, kol. 9÷16), co oznacza, że proces symulacji ograniczony jest do rozwiązania stanu ustalonego modelu. Efektem wykonania przez program EMTP-ATP pliku symulacja_00.atp jest plik wynikowy symulacja_00.lis, którego strukturę przedstawiono na rysunku 6.22. Zawiera on w wierszach 29÷31 wartości rzeczywiste (parametr I-real, kol. 30÷44), wartości urojone (parametr I-imag, kol. 48÷62), moduły (parametr I-magn, kol. 67÷80) oraz fazy (parametr Degrees, kol. 85÷93) poszukiwanych prądów rozplływowych I_F , I_L oraz I_E .

W celu przeprowadzania wieloparametrycznych symulacji i analiz, opracowano w środowisku MATLAB program, który dla parametrów p_1, \dots, p_n umożliwia wielokrotne tworzenie i modyfikację pliku *.atp, jego przekazanie do wykonania w programie EMTP-ATP oraz automatyczną analizę rozplływów prądów zwarciovych zapisywanych w plikach wynikowych *.lis. Algorytm tego programu przedstawiono na rysunku 6.23.



Rys. 6.23. Algorytm automatycznej symulacji i analizy rozplwyu prądów zwarciovych

Na rysunkach 6.24÷6.26 przedstawiono otrzymane przy pomocy powyższego programu wyniki badań układu z rysunku 6.19a, które przeprowadzono dla linii 110 kV na słupach serii B2P. Celem tych badań było wyznaczenie współczynnika rozplywowego k_{RL} , określającego jaka część prądu zwarcia I_F odpływa przewodem odgromowym linii w postaci prądu I_L :

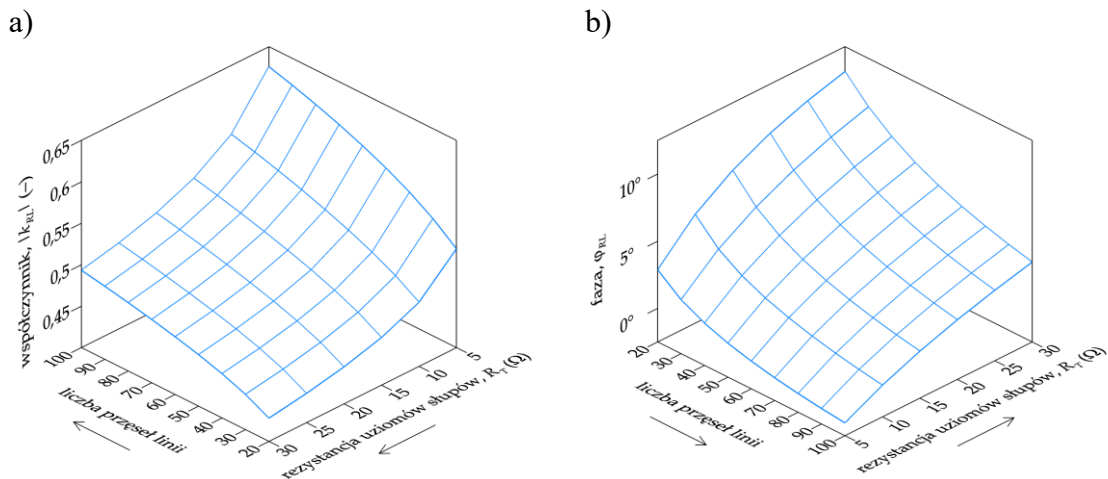
$$k_{RL} = \frac{I_L}{I_F} = |k_{RL}| \exp(j\varphi_{RL}) \quad (6.25)$$

$$k_{RL} = f(p_1, p_2, p_3, p_4) \quad (6.26)$$

gdzie:

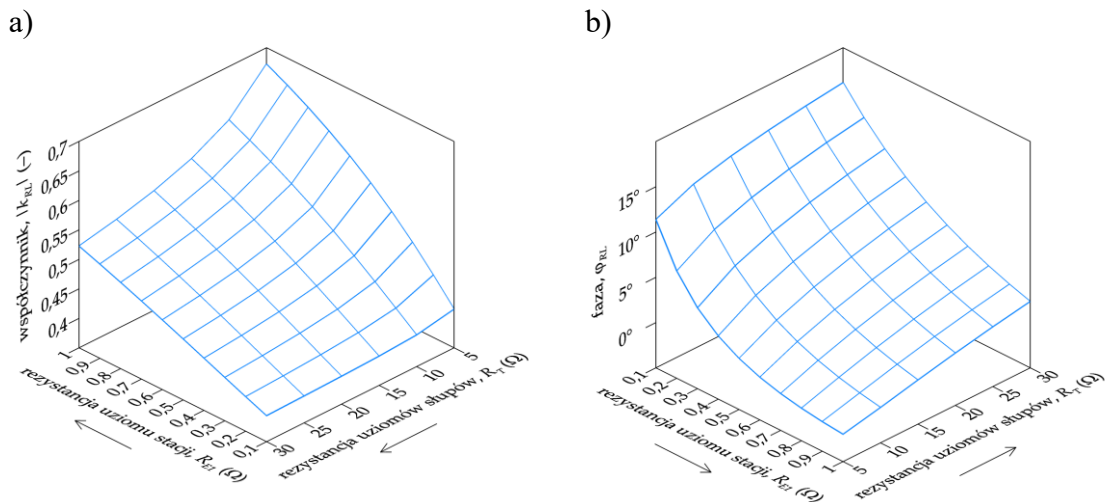
- p_1 – liczba przęseł linii, zmienna w zakresie 20÷100;
- p_2 – rezystancja R_T uziemienia słupów, zmienna w zakresie 5÷30 Ω ;
- p_3 – rezystancja R_{E1} uziomu stacji B1, zmienna w zakresie 0,1÷0,5 Ω ;
- p_4 – rezystancja R_{E2} uziomu stacji B2, zmienna w zakresie 0,1÷0,5 Ω .

Rysunek 6.24 obrazuje zależność modułu $|k_{RL}|$ (rys. 6.24a) oraz fazy φ_{RL} (rys. 6.24b) w funkcji liczby przęseł linii oraz rezystancji uziomów słupów R_T dla wartości rezystancji uziemień $R_{E1} = R_{E2} = 0,5 \Omega$. Z przedstawionych zależności wynika, że w rozważanych zakresach zmienności parametrów p_1 i p_2 , moduł $|k_{RL}|$ zawiera się w zakresie od 0,43 do 0,63, natomiast faza φ_{RL} od $-1,55^\circ$ do $10,65^\circ$.



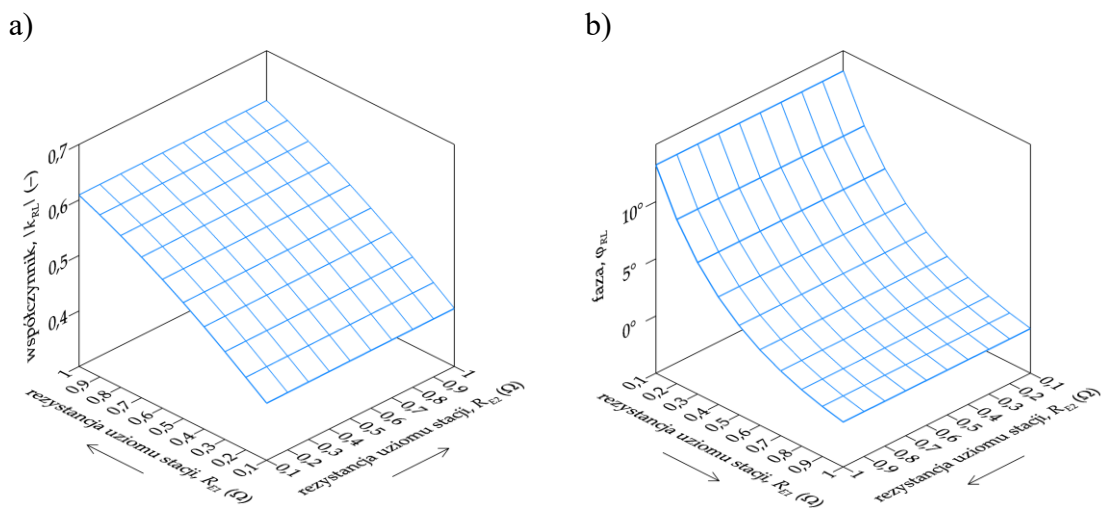
Rys. 6.24. Zależności modułu $|k_{RL}|$ (a) i fazy φ_{RL} (b) współczynnika k_{RL} dla jednorodnej linii 110 kV z jednym przewodem odgromowym (słupy B2P) w zależności od liczby przęseł linii i rezystancji uziomów słupów R_T

Na rysunku 6.25 przedstawiono zależność $|k_{RL}|$ (rys. 6.25a) oraz φ_{RL} (rys. 6.25b) w funkcji rezystancji uziomu R_{E1} stacji B1 oraz rezystancji uziomów słupów R_T dla $p_1 = 40$ (przęsła o długościach 250 metrów) oraz $R_{E2} = 0,5 \Omega$. Z przedstawionych zależności wynika, że w rozważanych zakresach zmienności parametrów p_2 i p_3 , moduł $|k_{RL}|$ zawiera się w zakresie od 0,39 do 0,67, natomiast faza φ_{RL} od $-1,97^\circ$ do $16,14^\circ$.



Rys. 6.25. Zależności modułu $|k_{RL}|$ (a) i fazy φ_{RL} (b) współczynnika k_{RL} dla jednotorowej linii 110 kV z jednym przewodem odgromowym (słupy B2P) w zależności od rezystancji uziomu R_{E1} stacji B1 i rezystancji uziomów słupów R_T

Na rysunku 6.26 przedstawiono natomiast zależność $|k_{RL}|$ (rys. 6.26a) oraz φ_{RL} (rys. 6.26b) w funkcji rezystancji uziomów R_{E1} i R_{E2} dla wartości parametru $p_1 = 40$ (prześła o długościach 250 metrów) oraz $R_T = 10 \Omega$. Z przedstawionych zależności wynika, że zarówno moduł $|k_{RL}|$ jak i faza φ_{RL} nie zależą praktycznie od rezystancji uziemienia R_{E2} w stacji B2.



Rys. 6.26. Zależności modułu $|k_{RL}|$ (a) i fazy φ_{RL} (b) współczynnika k_{RL} dla jednotorowej linii 110 kV z jednym przewodem odgromowym (słupy B2P) w zależności od rezystancji uziomów R_{E1} i R_{E2}

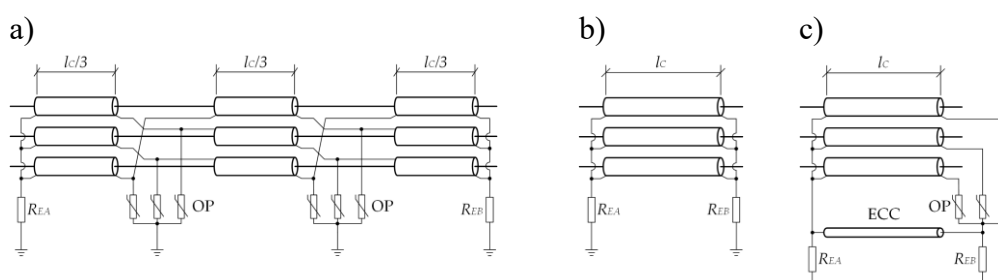
Opracowany program zastosowano do symulacji i analiz złożonych przypadków rozplądów prądów zwarciovych w stacjach elektroenergetycznych, które przedstawiono w rozdziale 8.

7 Analiza modeli kablowych linii elektroenergetycznych do wyznaczania rozptyłu prądu zwarcia w stacjach elektroenergetycznych

7.1. Wprowadzenie

Przedmiotem rozważań są kablowe linie elektroenergetyczne wysokich ($U_N \geq 110$ kV) oraz średnich napięć (1 kV $< U_N < 110$ kV). Pomimo, że ogólna konstrukcja współczesnych kabli jest taka sama (żyła robocza – izolacja – żyła powrotna – powłoka), to zbudowane z tych linii struktury sieci wysokich napięć różnią się od struktur sieci kablowych średnich napięć.

Linie kablowe wysokich napięć są z natury rzeczy strukturami jednorodnymi. W praktyce najczęściej spotykane są trzy podstawowe konfiguracje przedstawione na rysunku 7.1.



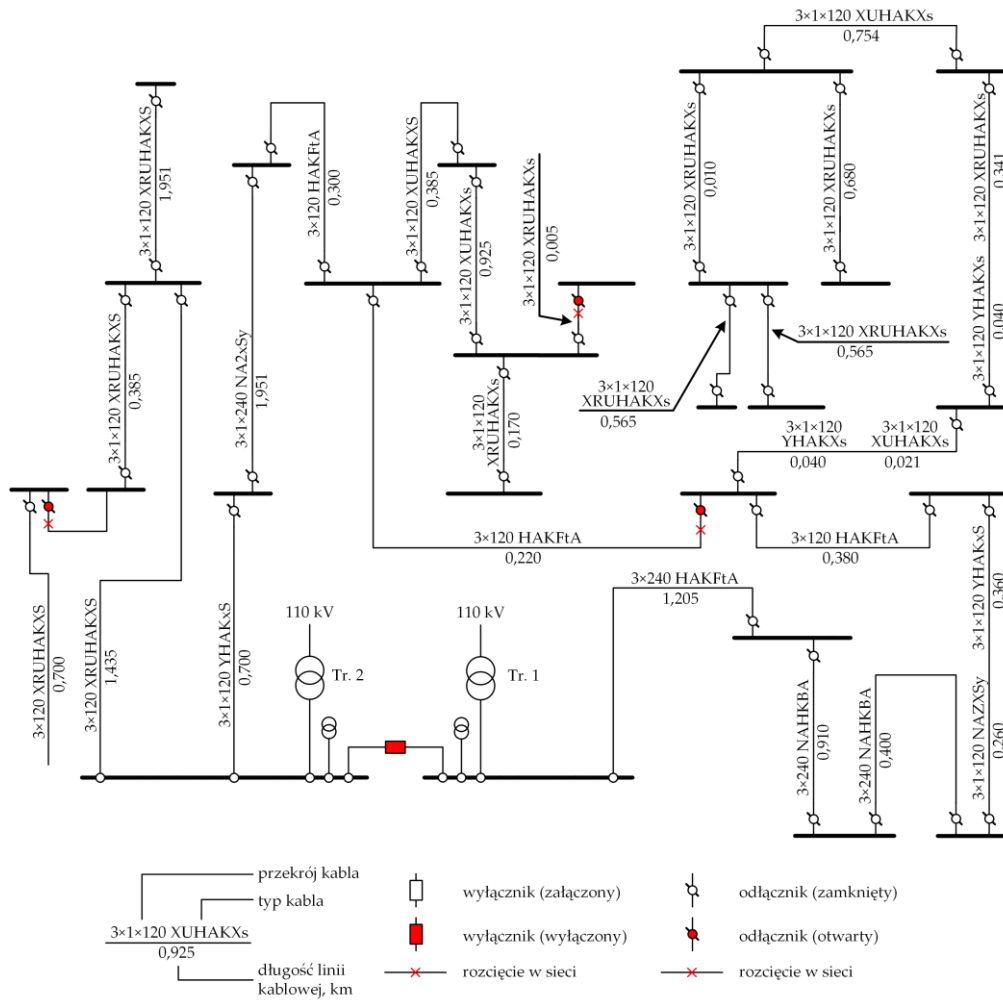
Rys. 7.1. Podstawowe konfiguracje linii kablowych wysokich napięć:

a) układ *CB* (Cross Bonding), b) układ *BEB* (Both-Ends Bonding), c) układ *SPB* (Single-Point Bonding); R_{EA} , R_{EB} – rezystancje uziomów stacji; OP – ogranicznik przepięć; ECC – kabel ECC (Earth Continuity Conductor); l_c – długość linii kablowej

W przedstawionym na rysunku 7.1a układzie *CB* (Cross Bonding) występuje krzyżowanie żył powrotnych kabli, a oba końce żył powrotnych są przyłączone do uziomów R_{EA} i R_{EB} . Uziomy te są na ogół uziomami stacji, jednak w sieciach mieszanych (napowietrzno-kablowych) uziomy te mogą być uziomami słupów kablowych. W przypadku linii kablowych o długościach nie przekraczających ok. 1 km, często spotykanym rozwiązaniem jest układ *BEB* (Both-Ends Bonding) z obustronnym uziemieniem żył powrotnych (rys. 7.1b). Konfiguracja *BEB* jest najczęściej stosowana jako wstawka kablowa, zastępująca kilka przeseł linii napowietrznej, a także jako wprowadzenia linii napowietrznych z pól rozdzielni wysokich napięć. W przypadku większych długości linii kablowych zastosowanie ma również układ *SPB* (Single-Point Bonding), w którym na jednym z końców żyły powrotne nie są uziemiane (rys. 7.1c).

To rozwiązanie wymaga dodatkowego kabla ECC (*Earth Continuity Conductor*), zapewniającego ciągłość drogi przepływu prądu zwarciego.

W odróżnieniu od linii kablowych wysokich napięć, linie średnich napięć są strukturami niejednorodnymi. Ilustruje to rysunek 7.2, na którym przedstawiono fragment sieci kablowej średniego napięcia zasilanej ze stacji 110/SN. Niejednorodność ta jest spowodowana zarówno różnymi typami kabli, ich przekrojami, jak i długościami poszczególnych odcinków.



Rys. 7.2. Fragment sieci kablowej średniego napięcia

Podobnie jak w przypadku linii napowietrznych, również dla linii kablowych opracowano wyidealizowane modele struktur jednorodnych (rozdział 7.2) do badania impedancji dróg ziemnopowrotnych oraz modele wielofazowe (rozdział 7.3), mające zastosowanie do analizy rozptyłu prądów zwarciovych w rzeczywistych stacjach elektroenergetycznych.

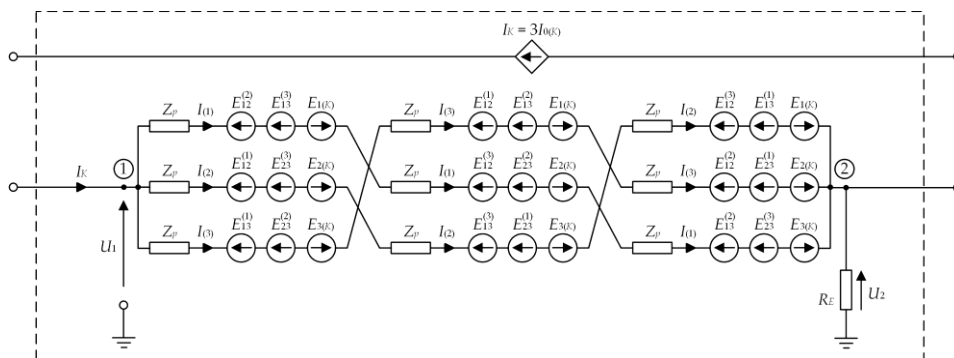
7.2. Wyidealizowane modele jednorodnych struktur linii kablowych

Przy opracowywaniu wyidealizowanych modeli jednorodnych struktur linii kablowych zostały przyjęte założenia analogiczne jak dla linii napowietrznych (rozdział 6.2), z tą jednak różnicą, że założenie jednorodności struktury dotyczy odcinków linii kablowych i ewentualnych uziemień żyły powrotnych w miejscach łączenia tych odcinków. Odrębne rozważania poczyniono dla linii kablowych wysokich napięć i dla linii kablowych średnich napięć.

7.2.1. Linie kablowe wysokich napięć

Linia kablowa w układzie CB

Przedmiotem rozważań jest przedstawiony na rysunku 7.3 schemat obwodu elektrycznego, który stanowi model linii kablowej wysokiego napięcia w układzie CB.



Rys. 7.3. Schemat obwodu elektrycznego jednorodnego modelu linii kablowej wysokiego napięcia w układzie CB

U_1, U_2 – napięcia węzłowe; $I_{0(K)}$ – składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych płynących w żyłach roboczych linii kablowej; $I_{(1)}, I_{(2)}, I_{(3)}$ – prądy płynące w odcinkach żył powrotnych; Z_p – impedancje własne odcinków żył powrotnych; $E_{12}^{(i)}, E_{23}^{(i)}, E_{13}^{(i)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prądy $I_{(i)}$, $i = 1, 2, 3$; $E_{1(K)}, E_{2(K)}, E_{3(K)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prądy I_K ; R_E – rezystancja uziemienia na końcu linii kablowej

W skład analizowanego obwodu wchodzi następujące elementy:

- źródło prądowe I_K odwzorowujące składową symetryczną zerową prądów płynących w żyłach roboczych kabla;
- impedancje własne Z_p odcinków przewodów żył powrotnych;

$$Z_p = \frac{l_C}{3} Z'_p \quad (7.1)$$

gdzie Z'_p jest impedancją na jednostkę długości, a l_C jest długością linii;

- siły elektromotoryczne $E_{12}^{(i)}$, $E_{23}^{(i)}$, $E_{13}^{(i)}$ indukowane przez prądy $I_{(i)}$ płynące w żyłach powrotnych; $i = 1, 2, 3$:

$$\begin{cases} E_{12}^{(i)} = I_{(i)} Z_{12} \\ E_{23}^{(i)} = I_{(i)} Z_{23} \\ E_{13}^{(i)} = I_{(i)} Z_{13} \end{cases} \quad (7.2)$$

gdzie Z_{12} , Z_{23} i Z_{13} są impedancjami wzajemnymi pomiędzy odcinkami żył powrotnych 1, 2 i 3:

$$\begin{cases} Z_{12} = \frac{l_C}{3} Z'_{12} \\ Z_{23} = \frac{l_C}{3} Z'_{23} \\ Z_{13} = \frac{l_C}{3} Z'_{13} \end{cases} \quad (7.3)$$

gdzie Z'_{12} , Z'_{23} , Z'_{13} są impedancjami na jednostkę długości;

- siły elektromotoryczne $E_{1(K)}$, $E_{2(K)}$, $E_{3(K)}$ indukowane przez prąd I_K :

$$E_{1(K)} = I_K Z_{1(K)} \quad (7.4a)$$

$$E_{2(K)} = I_K Z_{2(K)} \quad (7.4b)$$

$$E_{3(K)} = I_K Z_{3(K)} \quad (7.4c)$$

gdzie $Z_{1(K)}$, $Z_{2(K)}$ i $Z_{3(K)}$ są impedancjami wzajemnymi pomiędzy odcinkami żył powrotnych 1, 2 i 3 a żyłą roboczą dotkniętą zwarcie, w której płynie prąd I_K :

$$Z_{1(K)} = \frac{l_C}{3} Z'_{1(K)} \quad (7.5a)$$

$$Z_{2(K)} = \frac{l_C}{3} Z'_{2(K)} \quad (7.5b)$$

$$Z_{3(K)} = \frac{l_C}{3} Z'_{3(K)} \quad (7.5c)$$

gdzie $Z'_{1(K)}$, $Z'_{2(K)}$, $Z'_{3(K)}$ są impedancjami na jednostkę długości;

- rezystancja R_E uziemienia żył powrotnych na końcu linii kablowej.

Układ z rysunku 7.3 może zostać przekształcony do równoważnego układu jednodocinkowego. W tym celu należy zsumować siły elektromotoryczne znajdujące się wzdłuż galwanicznego połączenia skrzyżowanych odcinków żył powrotnych:

$$E_{(1)} = \frac{l_C}{3} \left[I_{(2)} (Z'_{12} + Z'_{23} + Z'_{13}) + I_{(3)} (Z'_{12} + Z'_{23} + Z'_{13}) - I_K (Z'_{1(K)} + Z'_{2(K)} + Z'_{3(K)}) \right] \quad (7.6a)$$

$$E_{(2)} = \frac{l_C}{3} \left[I_{(1)} (Z'_{12} + Z'_{23} + Z'_{13}) + I_{(3)} (Z'_{12} + Z'_{23} + Z'_{13}) - I_K (Z'_{1(K)} + Z'_{2(K)} + Z'_{3(K)}) \right] \quad (7.6b)$$

$$E_{(3)} = \frac{l_C}{3} \left[I_{(1)} (Z'_{12} + Z'_{23} + Z'_{13}) + I_{(2)} (Z'_{12} + Z'_{23} + Z'_{13}) - I_K (Z'_{1(K)} + Z'_{2(K)} + Z'_{3(K)}) \right] \quad (7.6c)$$

Z równań (7.6) wynika, że:

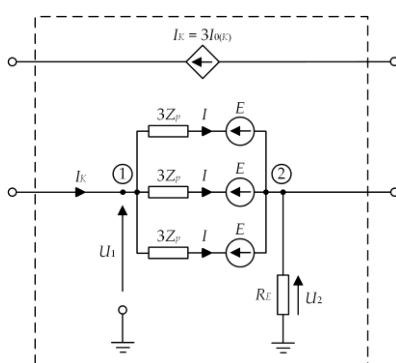
$$I_{(1)} = I_{(2)} = I_{(3)} = I \quad (7.7)$$

a tym samym:

$$E_{(1)} = E_{(2)} = E_{(3)} = E \quad (7.8)$$

Wobec powyższego, układ z rysunku 7.3 może zostać przekształcony do układu przedstawionego na rysunku 7.4, w którym siła elektromotoryczna E :

$$E = \frac{l_C}{3} \left[2I(Z_{12} + Z_{23} + Z_{13}) - I_K (Z_{1(K)} + Z_{2(K)} + Z_{3(K)}) \right] \quad (7.9)$$



Rys. 7.4. Schemat obwodu elektrycznego równoważnego modelu linii kablowej wysokiego napięcia z jednym odcinkiem żył powrotnych

U_1, U_2 – napięcia węzłowe; $I_{0(K)}$ – składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych płynących w żyłach roboczych linii kablowej; I – prądy płynące w odcinkach żył powrotnych; Z_p – impedancje własne odcinków żył powrotnych; E – zastępcze siły elektromotoryczne indukowane przez prądy I ; R_E – rezystancja uziemienia na końcu linii kablowej

Uwzględniając, że:

$$I = \frac{I_K}{3} \quad (7.10)$$

napięcie U_1 można wyrazić jako:

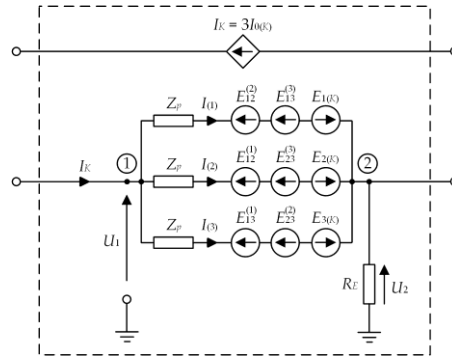
$$U_1 = I_K \frac{l_C}{3} \left[Z'_p + \frac{2}{3}(Z'_{12} + Z'_{23} + Z'_{13}) - (Z'_{1(K)} + Z'_{2(K)} + Z'_{3(K)}) \right] + I_K R_E \quad (7.11)$$

Na podstawie (7.11) impedancja Z_K drogi ziemnopowrotnej linii kablowej dla prądów zwarciovych może być wyrażona jako:

$$Z_K = \frac{l_C}{3} \left[Z'_p + \frac{2}{3}(Z'_{12} + Z'_{23} + Z'_{13}) - (Z'_{1(K)} + Z'_{2(K)} + Z'_{3(K)}) \right] + R_E = |Z_K| \exp(j\varphi_K) \quad (7.12)$$

Linia kablowa w układzie BEB

Przedmiotem kolejnych rozważań jest przedstawiony na rysunku 7.5 schemat obwodu elektrycznego, który stanowi model linii kablowej wysokiego napięcia w układzie BEB.



Rys. 7.5. Schemat obwodu elektrycznego jednorodnego modelu linii kablowej wysokiego napięcia w układzie BEB

U_1, U_2 – napięcia węzłowe; $I_{0(K)}$ – składowa symetryczna zerowa prądów zwarciovych płynących w żyłach roboczych linii kablowej; $I_{(1)}, I_{(2)}, I_{(3)}$ – prądy płynące w odcinkach żył powrotnych; Z_p – impedancje własne odcinków żył powrotnych; $E_{12}^{(i)}, E_{23}^{(i)}, E_{13}^{(i)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prądy $I_{(i)}$, $i = 1, 2, 3$; $E_{1(K)}, E_{2(K)}, E_{3(K)}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prądy I_K ; R_E – rezystancja uziemienia na końcu linii kablowej

W skład analizowanego obwodu wchodzi następujące elementy:

- źródło prądowe I_K odwzorowujące składową symetryczną zerową prądów płynących w żyłach roboczych kabla;
- impedancje własne Z_p odcinków przewodów żył powrotnych;

$$Z_p = l_C Z'_p \quad (7.13)$$

gdzie Z'_p jest impedancją na jednostkę długości, a l_C jest długością linii;

- siły elektromotoryczne $E_{12}^{(i)}, E_{23}^{(i)}, E_{13}^{(i)}$ indukowane przez prądy $I_{(i)}$ płynące w żyłach powrotnych; $i = 1, 2, 3$:

$$\begin{cases} E_{12}^{(i)} = I_{(i)} Z_{12} \\ E_{23}^{(i)} = I_{(i)} Z_{23} \\ E_{13}^{(i)} = I_{(i)} Z_{13} \end{cases} \quad (7.14)$$

gdzie Z_{12}, Z_{23} i Z_{13} są impedancjami wzajemnymi pomiędzy odcinkami żył powrotnych 1, 2 i 3:

$$\begin{cases} Z_{12} = l_C Z'_{12} \\ Z_{23} = l_C Z'_{23} \\ Z_{13} = l_C Z'_{13} \end{cases} \quad (7.15)$$

gdzie $Z'_{12}, Z'_{23}, Z'_{13}$ są impedancjami na jednostkę długości, a l_C jest długością linii;

- siły elektromotoryczne $E_{1(K)}, E_{2(K)}, E_{3(K)}$ indukowane przez prąd I_K :

$$E_{1(K)} = I_K Z_{1(K)} \quad (7.16a)$$

$$E_{2(K)} = I_K Z_{2(K)} \quad (7.16b)$$

$$E_{3(K)} = I_K Z_{3(K)} \quad (7.16c)$$

gdzie $Z_{1(K)}, Z_{2(K)}$ i $Z_{3(K)}$ są impedancjami wzajemnymi pomiędzy odcinkami żył powrotnych 1, 2 i 3 a żyłą roboczą dotkniętą zwarcie, w której płynie prąd I_K :

$$Z_{1(K)} = l_C Z'_{1(K)} \quad (7.17a)$$

$$Z_{2(K)} = l_C Z'_{2(K)} \quad (7.17b)$$

$$Z_{3(K)} = l_C Z'_{3(K)} \quad (7.17c)$$

gdzie $Z'_{1(K)}, Z'_{2(K)}, Z'_{3(K)}$ są impedancjami na jednostkę długości;

- rezystancja R_E uziemienia na końcu linii kablowej.

Dla układu z rysunku 7.5 można zapisać następujące równania :

$$U_1 = I_{(1)} Z_p + E_{(1)} + (I_{(1)} + I_{(2)} + I_{(3)}) R_E \quad (7.18a)$$

$$U_1 = I_{(2)} Z_p + E_{(2)} + (I_{(1)} + I_{(2)} + I_{(3)}) R_E \quad (7.18b)$$

$$U_1 = I_{(3)} Z_p + E_{(3)} + (I_{(1)} + I_{(2)} + I_{(3)}) R_E \quad (7.18c)$$

w których:

$$E_{(1)} = E_{12}^{(2)} + E_{13}^{(3)} - E_{1(K)} = I_{(2)} Z_{12} + I_{(3)} Z_{13} - I_K Z_{1(K)} \quad (7.19a)$$

$$E_{(2)} = E_{12}^{(1)} + E_{23}^{(3)} - E_{2(K)} = I_{(1)} Z_{12} + I_{(3)} Z_{23} - I_K Z_{2(K)} \quad (7.19b)$$

$$E_{(3)} = E_{13}^{(1)} + E_{23}^{(2)} - E_{3(K)} = I_{(1)} Z_{13} + I_{(2)} Z_{23} - I_K Z_{3(K)} \quad (7.19c)$$

$$I_K = I_{(1)} + I_{(2)} + I_{(3)} \quad (7.20)$$

Podstawiając (7.19a÷c) oraz (7.20) do (7.18a÷c) otrzymuje się układ równań:

$$\begin{bmatrix} Z_p - Z_{1(K)} + R_E & Z_{12} - Z_{1(K)} + R_E & Z_{13} - Z_{1(K)} + R_E \\ Z_{12} - Z_{2(K)} + R_E & Z_p - Z_{2(K)} + R_E & Z_{23} - Z_{2(K)} + R_E \\ Z_{13} - Z_{3(K)} + R_E & Z_{23} - Z_{3(K)} + R_E & Z_p - Z_{3(K)} + R_E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{(1)} \\ I_{(2)} \\ I_{(3)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_1 \\ U_1 \end{bmatrix} \quad (7.21)$$

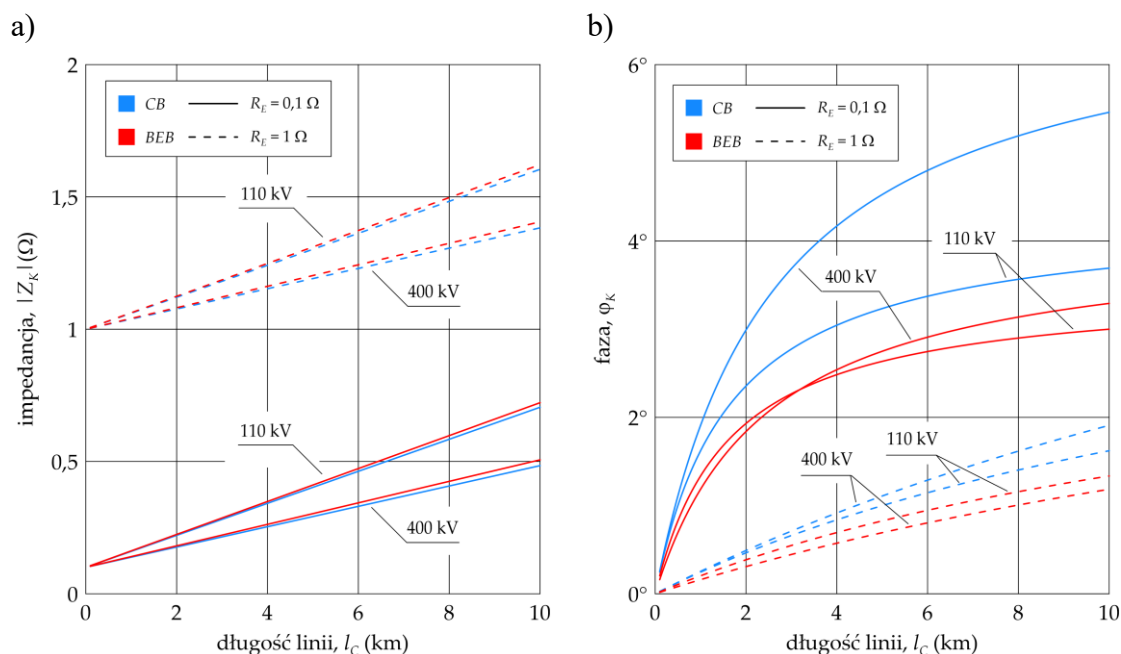
z którego, przyjmując dowolną wartość napięcia U_1 (np. $U_1 = 1V$), wyznacza się prądy $I_{(1)}, I_{(2)}$ i $I_{(3)}$. Dla tak wyznaczonych prądów, poszukiwana impedancja Z_K drogi ziemnowrotnej linii kablowej w układzie *BEB* wyrażona jest zależnością:

$$Z_K = \frac{U_1}{I_{(1)} + I_{(2)} + I_{(3)}} = |Z_K| \exp(j\phi_K) \quad (7.22)$$

Na rysunku 7.6 przedstawiono przykładowe zależności modułu $|Z_K|$ (rys. 7.6a) i fazy φ_K (rys. 7.6b) od długości l_C , dla linii kablowych 110 kV i 400 kV w układach *CB* oraz *BEB*. Zależności te otrzymano przy założeniach płaskiego układu ułożenia kabli oraz prądu I_K płynącego w kablu zewnętrznym. W obliczeniach przyjęto wartość rezystywności gruntu $\rho = 200 \Omega \cdot m$, dla której wyznaczone przy pomocy programu EMTP-ATP wartości impedancji jednostkowych przedstawiono w tabeli 7.1

Tabela. 7.1. Wartości impedancji jednostkowych analizowanych linii kablowych wysokiego napięcia

Impedancja	Linia 110 kV kabel XRUHKXS 64/110 kV 800 mm ² + 95 mm ² RM	Linia 400 kV kabel XRUHKXS 290/500 kV 1600 mm ² + 150 mm ² RM
Z'_p (m Ω /km)	230,3 + j662,8	163,9 + j625,5
Z'_{12} (m Ω /km)	49,3 + j570,6	49,3 + j527,1
Z'_{23} (m Ω /km)	49,3 + j570,6	49,3 + j527,1
Z'_{13} (m Ω /km)	49,3 + j527,1	49,3 + j483,5
$Z'_{1(K)}$ (m Ω /km)	49,3 + j663,7	49,3 + j626,2
$Z'_{2(K)}$ (m Ω /km)	49,3 + j570,6	49,3 + j527,1
$Z'_{3(K)}$ (m Ω /km)	49,3 + j527,1	49,3 + j483,5



Rys. 7.6. Zależności modułu $|Z_K|$ (a) i fazy φ_K (b) impedancji Z_K dla linii kablowej 110 kV i 400 kV w układzie *CB* oraz *BEB*

W odróżnieniu od linii napowietrznych (rys. 6.3, 6.4, 6.7, 6.8) moduły impedancji dróg ziemnowrotnych linii kablowych są praktycznie wprost proporcjonalne do ich

długości. Również fazy są zależnościami rosnącymi, przy czym ich wartości są w zakresie kilku stopni, co świadczy o małym udziale reaktancji w impedancji drogi ziemnopowrotnej. Istotny wpływ ma wartość rezystancji uziemienia R_E , natomiast mniejszy wpływ ma napięcie znamionowe linii. Układ połączeń żył powrotnych praktycznie nie ma wpływu na analizowane impedancje. Ponadto dla linii kablowych z układem żył powrotnych *BEB*, zważywszy na to, że w praktyce ich długości są ograniczone do kilkuset metrów, można przyjąć impedancję $Z_K \approx R_E$.

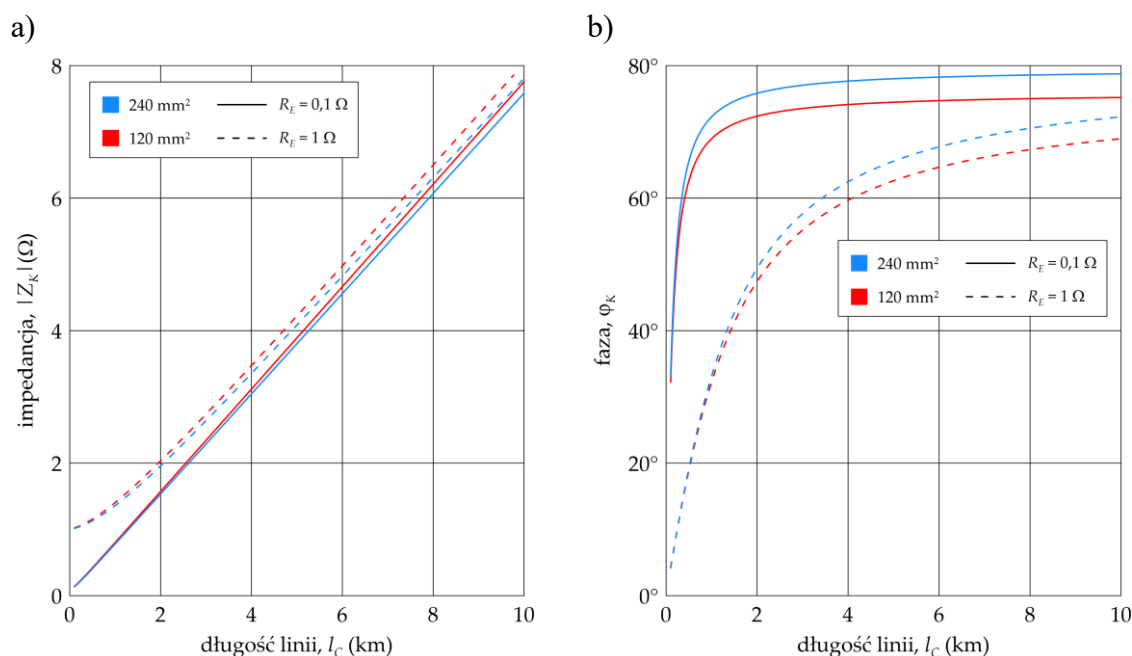
Linia kablowa w układzie SPB

Dla linii w układzie *SPB* (rys. 7.1c) impedancja drogi ziemnopowrotnej jest wprost impedancją kabla *ECC*:

$$Z_K = l_C Z'_{ECC} + R_E = |Z_K| \exp(j\varphi_K) \quad (7.23)$$

gdzie Z'_{ECC} jest impedancją jednostkową w układzie ziemnopowrotnym połączonych ze sobą żył roboczych i powrotnych, a l_C jest długością linii.

Na rysunku 7.7 przedstawiono przykładowe zależności modułu $|Z_K|$ (rys. 7.7a) i fazy φ_K (rys. 7.7b) od długości l_C , dla kabli *ECC* typu XUHAKXS 12/20 kV o przekroju żyły roboczej 120 mm² i 240 mm². W obu przypadkach przekrój żyły powrotnej wynosił 50 mm². Wyznaczone dla rezystywności gruntu $\rho = 200 \Omega \cdot m$ w programie EMTP-ATP wartości impedancji jednostkowych Z'_{ECC} wynoszą odpowiednio $(0,188 + j0,750) \Omega/km$ oraz $(0,138 + j0,744) \Omega/km$.



Rys. 7.7. Zależności modułu $|Z_K|$ (a) i fazy φ_K (b) impedancji Z_K dla linii wysokiego napięcia w układzie *SPB* z kablem *ECC* średniego napięcia o przekroju żyły roboczej 120 mm² i 240 mm² oraz przekroju żyły powrotnej 50 mm²

Również w przypadku linii kablowych w układzie *SPB*, zależności modułów impedancji Z_K są praktycznie proporcjonalne do długości l_C (rys. 7.7a), jednak ze względu na mniejsze przekroje kabli *ECC* wartości tych modułów są kilka razy większe niż w przypadku linii w układzie *CB* i *BEB*. Z tego względu dla linii w układzie *SPB* o długości powyżej kilku kilometrów praktycznie nie ma znaczenia jaka jest wartość rezystancji R_E . Fazy φ_K impedancji drogi ziemnowpowrotnej (rys. 7.7b) również są zależnościami rosnącymi, jednak ich wartości sięgają nawet kilkudziesięciu stopni, co świadczy o dużym udziale reaktancji w impedancji drogi ziemnowpowrotnej.

Linia kablowe odłączone od rozdzielni

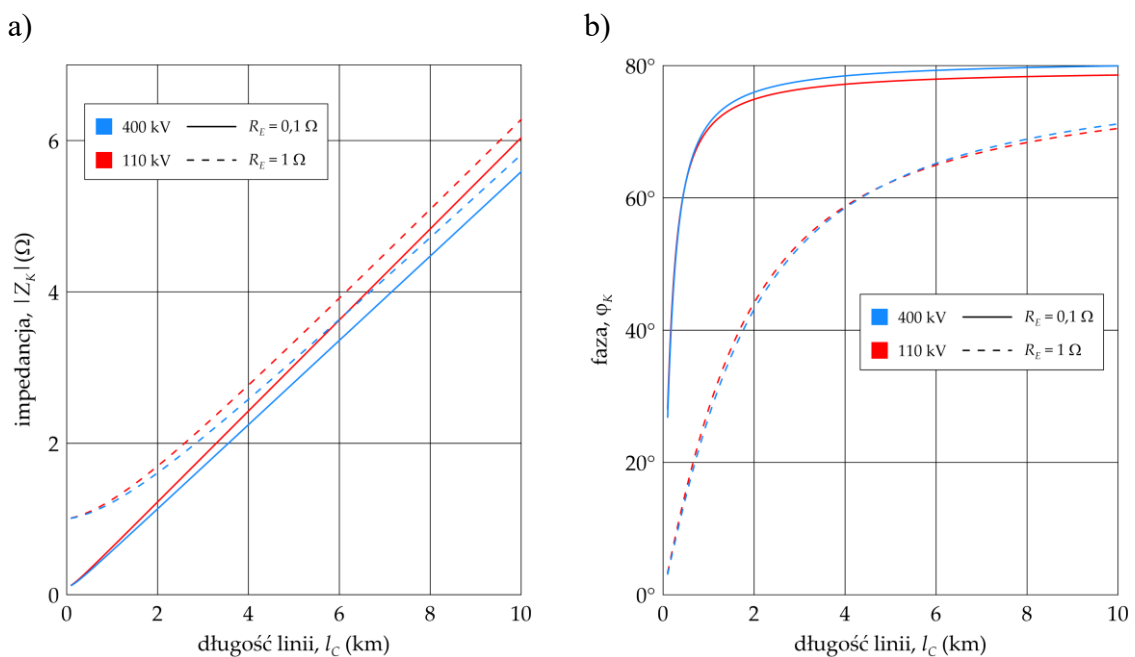
W przypadku linii kablowych odłączonych od rozdzielni ich impedancja Z_K jest taka sama dla układu *CB* i *BEB*. Może być ona wyznaczona na podstawie wzoru (7.12), po pominięciu sprzężeń pomiędzy żyłami roboczymi a żyłami powrotnymi, to jest:

$$Z'_{1(K)} = Z'_{2(K)} = Z'_{3(K)} = 0 \quad (7.24)$$

W efekcie impedancja Z_K dla układu *CB*, albo *BEB* jest określona następującą zależnością:

$$Z_K = \frac{l_C}{3} \left[Z'_p + \frac{2}{3} (Z'_{12} + Z'_{23} + Z'_{13}) \right] + R_E = |Z_K| \exp(j\varphi_K) \quad (7.25)$$

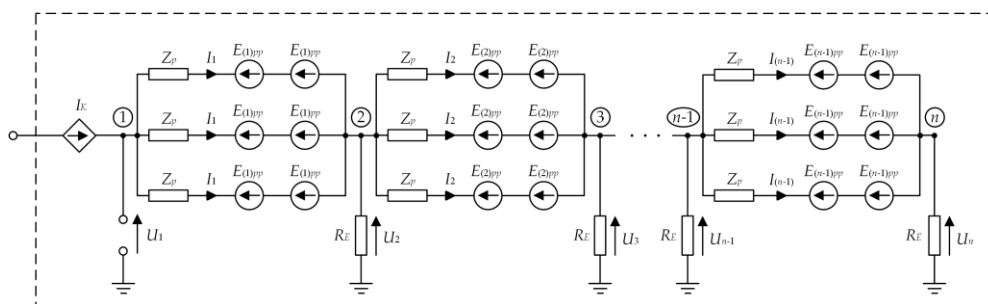
Na rysunku 7.8 przedstawiono zależności impedancji Z_K linii kablowych analogicznych jak na rysunku 7.6, ale odłączonych od rozdzielni. Z rysunku tego wynika, że kształty zależności oraz wartości modułów i faz impedancji, zbliżone są do kształtów i wartości tych impedancji w układzie *SPB* (rysunek 7.7).



Rys. 7.8. Zależności modułu $|Z_K|$ (a) i fazy φ_K (b) impedancji Z_K dla odłączonych od rozdzielni linii kablowych 110 kV i 400 kV w układzie *CB* albo *BEB*

7.2.2. Linie kablowe średnich napięć

Przedmiotem rozważań jest przedstawiony na rysunku 7.9 schemat obwodu elektrycznego, który stanowi jednorodny model wyidealizowanej linii kablowej średniego napięcia. W odróżnieniu od modeli linii kablowych wysokiego napięcia (rys. 7.3 i rys. 7.5) reprezentacja obwodowa nie jest tu ograniczona do skończonej liczby odcinków. Założono, że linię tworzy $(n-1)$ odcinków o jednakowej długości l_C , pomiędzy którymi żyły powrotne są ze sobą zwarte i przyłączone do układów uziomowych stacji SN/nn o wartości rezystancji uziemienia R_E . Ponadto, nie uwzględniono sprzężeń magnetycznych pomiędzy żyłami roboczymi a żyłami powrotnymi, bowiem założono, że podczas zwarć w stacjach WN i NN kablami elektroenergetycznymi średnich napięć nie dopływają prądy zwarciove. Dla przejrzystości analizy założono także równość impedancji wzajemnych pomiędzy żyłami powrotnymi, co odpowiada trójkątnemu układowi kabli albo przyjęciu uśrednionych impedancji wzajemnych w innych konfiguracjach ułożenia kabli.



Rys. 7.9. Schemat obwodu elektrycznego jednorodnego modelu linii kablowej średniego napięcia

n – liczba stacji SN; U_1, U_2, \dots, U_n – napięcia węzłowe; $I_{(K)}$ – prąd zwarciovy odpływający ze stacji żyłami powrotnymi linii kablowej; I_i – prądy płynące w odcinkach żył powrotnych ($i = 1, \dots, n-1$); $E_{(i)pp}$ – siły elektromotoryczne indukowane przez prądy I_i ($i = 1, \dots, n-1$); Z_p – impedancje własne odcinków żył powrotnych; Z_{pp} – uśrednione impedancje wzajemne odcinków żył powrotnych 1, 2 i 3 linii kablowej; R_E – rezystancja uziemienia kolejnych stacji SN

W skład analizowanego obwodu wchodzi następujące elementy:

- źródło prądowe I_K odwzorowujące prąd zwarciovy odpływający ze stacji żyłami powrotnymi linii kablowej średniego napięcia;
- impedancje własne Z_p odcinków przewodów żył powrotnych;
- siły elektromotoryczne $E_{(i)pp}$ indukowane przez prądy I_i ($i = 1, \dots, n-1$) płynące w żyłach powrotnych odcinków kabli:

$$E_{(i)pp} = I_{(i)} Z_{pp} \quad (7.26)$$

gdzie Z_{pp} jest uśrednioną impedancją wzajemną pomiędzy odcinkami żył powrotnych;

- rezystancje R_E uziemienia kolejnych stacji SN.

Dla napięć węzłowych $U_i, i = 1, \dots, n$ obowiązuje równanie (6.7), w którym:

$$Y_{1,1} = \frac{3}{Z_p + 2Z_{pp}} \quad (7.27a)$$

$$Y_{i,i} = \frac{6}{Z_p + 2Z_{pp}} + \frac{1}{R_E} \quad (7.27b)$$

$$Y_{n,n} = \frac{3}{Z_p + 2Z_{pp}} + \frac{1}{R_E} \quad (7.27c)$$

$$Y_{i,i-1} = Y_{i,i+1} = -\frac{3}{Z_p + 2Z_{pp}} \quad (7.27d)$$

$$C_1 = I_K \quad (7.27e)$$

$$C_2 = \dots \quad 0 \quad (7.27f)$$

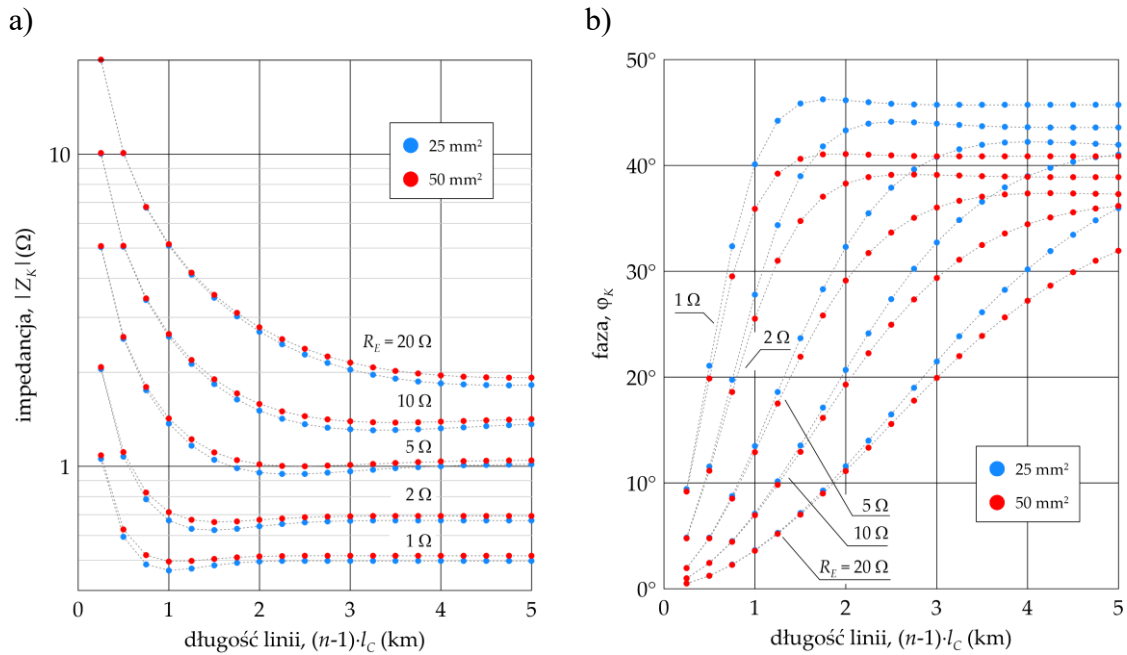
Impedancja Z_K drogi ziemnopowrotnej linii kablowej dla prądów zwarciovych jest wyrażona jako:

$$Z_K = \frac{U_1}{I_K} = |Z_K| \exp(j\varphi_K) \quad (7.28)$$

Na rysunku 7.10 przedstawiono zależności impedancji Z_K dla przykładowej linii średniego napięcia z kablami o przekrojach żył powrotnych 25 mm^2 i 50 mm^2 typu XUHAKXS 12/20 kV 120 mm^2 , od długości $(n-1) \cdot l_C$ i dla różnych wartości rezystancji uziemienia R_E . W obliczeniach przyjęto wartość $l_C = 250 \text{ m}$ oraz założono rezystywność gruntu $\rho = 200 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$. Wyznaczone dla tej rezystywności impedancje jednostkowe rozważanych kabli przedstawiono w tabeli 7.2.

Tabela. 7.2. Wartości impedancji jednostkowych analizowanych linii kablowych średniego napięcia

Impedancja	kabel XUHAKXS 12/20 kV $120 \text{ mm}^2 + 25 \text{ mm}^2$	kabel XUHAKXS 12/20 kV $120 \text{ mm}^2 + 50 \text{ mm}^2$
Z_p (m Ω /km)	737,3 + j729,9	393,3 + j728,7
Z_{pp} (m Ω /km)	49,3 + j673,2	49,3 + j671,8



Rys. 7.10. Zależności modułu $|Z_K|$ (a) i fazy φ_K (b) impedancji Z_K dla linii średniego napięcia z kablami o przekrojach żył powrotnych 25 mm^2 i 50 mm^2 typu XUHAKXS 12/20 kV 120 mm^2 : n – liczba stacji; $l_c = 250 \text{ m}$ – długość odcinka kabla

Wartości modułów impedancji (rys. 7.10a) do pewnej długości linii mają charakter malejący, a po osiągnięciu słabo zarysowanego minimum nieznacznie wzrastają osiągając wartość ustaloną. Powyżej pewnych długości, moduł $|Z_K|$ przyjmuje wartość zależną tylko od rezystancji uziemienia R_E . Fazy impedancji (rys. 7.10b) są zależnościami rosnącymi, a w rozważanym zakresie parametrów modelu ich wartości nie przekraczają około 50° .

Przekrój żyły powrotnej nieznacznie wpływa zarówno na moduły, jak i fazy impedancji. Wynika to z tego, że w impedancji własnej żyły powrotnej Z_p dominuje jej część urojona (tabela 7.2.).

7.3. Wielofazowe modele linii kablowych

7.3.1. Ogólne założenia modeli

Przy opracowaniu modeli wielofazowych linii kablowych zostały przyjęte założenia analogiczne jak dla modeli uproszczonych (rozdział 7.2), z tą jednak różnicą, że uwzględnia się prądy fazowe w żyłach roboczych oraz parametry poprzeczne, którymi są pojemności kabli. Ponadto, w przypadku linii kablowych średniego napięcia założono, że struktura linii jest niejednorodna, tzn. rozważa się odcinki kabli o niejednakowej długości i rezystancje uziomów stacji SN/nn o niejednakowych wartościach.

Podobnie jak modele wielofazowe linii napowietrznych, także modele wielofazowe linii kablowych opracowano przede wszystkim z myślą ich wykorzystania w programie EMTP-ATP, w celu analizy rozptyłu prądów zwarciovych w złożonych strukturach sieci elektroenergetycznych. Ich podstawą są również modele w postaci sprzężonych wzajemnie czwórników typu II (rys. 6.11), dla których wyznaczane są macierze rezystancji i indukcyjności wzdłużnych oraz pojemności na podstawie macierzy jednostkowych R' , L' i C' .

7.3.2. Wyznaczanie macierzy jednostkowych linii kablowych

Macierze jednostkowe R' , L' i C' są wyznaczane w programie EMTP-ATP przy pomocy procedury CABLE PARAMETERS. Dane do tej procedury stanowią parametry geometryczne i materiałowe zastosowanych w linii kabli, parametry określające ułożenie kabli w ziemi oraz rezystywność gruntu, które zawarte są w pliku tekstowym *.dat. Przykładową strukturę takiego pliku dla linii 110 kV wykonanej kablami XRUHKXS 64/110 kV 800 mm² + 95 mm² RM [167] przedstawiono na rysunku 7.11.

```

0      1      2      3      4      5      6      7      8
12345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1 BEGIN NEW DATA CASE
2 CABLE PARAMETERS
3 C      BUS1->BUS2->BUS3->BUS4->BUS5->BUS6->BUS7->BUS8->BUS9->BUS10>BUS11>BUS12>
4 BRANCH IN_01 OUT01 IN_02 OUT02 IN_03 OUT03 IN_04 OUT04 IN_05 OUT05 IN_06 OUT06
5 C -M1<--M2<--M3
6      2      -1      3
7 C -C1<--C2<--C3
8      2      2      2
9 C --r1-->>--r2-->>--r3-->>--r4-->>--r5-->>
10 C --roc-->>--uc-->>--uI1-->>--eI1-->>--ros-->>--us-->>--uI2-->>--eI2-->>
11      0.0      .01596      .03265      .03555      .04000
12      1.720E-8      1.      1.      2.4      1.125E-7      1.      1.      2.4
13      0.0      .01596      .03265      .03555      .04000
14      1.720E-8      1.      1.      2.4      1.125E-7      1.      1.      2.4
15      0.0      .01596      .03265      .03555      .04000
16      1.720E-8      1.      1.      2.4      1.125E-7      1.      1.      2.4
17 C VERT1-->>--HORIZ1-->>--VERT2-->>--HORIZ2-->>--VERT3-->>--HORIZ3-->>
18      1.      -.15      1.      0.0      1.      .15
19 C -----RHO----->>-----FREQ----->>-----DIST-->>-----PUNCH-->>
20      200.      50.      1000.      1
21 BLANK CARD ENDING FREQUENCY CARDS
22 $PUNCH
23 BLANK CARD ENDING CABLE PARAMETERS
24 BEGIN NEW DATA CASE
25 BLANK CARD

```

Rys. 7.11. Przykładowa struktura pliku *.dat dla linii 110 kV wykonanej kablami XRUHKXS 64/110 kV 800 mm² + 95 mm² RM

Wiersze 1 i 2 zawierają wymagane przez procedurę słowa kluczowe BEGIN NEW DATA CASE oraz CABLE PARAMETERS. Wiersz 4 ze słowem kluczowymi BRANCH zawierają kolejne pary nazw węzłów, które przypisywane są kolejnym przewodom: IN_01 – OUT01, IN_02 – OUT02, ..., IN_06 – OUT06.

Wiersz 5 jest wierszem komentarza do wiersza 6, w którym zdefiniowane są trzy parametry ogólne (format 3I5) procedury (tzw. Miscellaneous Data Card):

Parametr (nazwa w ATP)	Wartość	Znaczenie
M1 (ITYPE)	2	linia z kablami jednożyłowymi
M2 (ISYST)	-1	linia kablowa podziemna
M3 (NPC)	3	linia z trzema kablami

Wiersz 7 jest wierszem komentarza do wiersza 8, w którym znajdują się wartości (format 3I5) parametrów C1÷C3 (NCPP1÷NCPP3), określające liczby żył w kablach modelowanej linii. Wartości NCPP=2 oznaczają, że rozpatrywane kable zawierają żyły robocze i żyły powrotne.

Wiersz 9 i 10 są wierszami komentarzy do wierszy 11÷12, 13÷14, 15÷16, w których dla kolejnych kabli określono wartości parametrów geometrycznych:

Parametr (F10.1)	Znaczenie
r1 (kol. 1÷10)	promień wewnętrzny żyły roboczej (m)
r2 (kol. 11÷20)	promień zewnętrzny żyły roboczej (m)
r3 (kol. 21÷30)	promień zewnętrzny izolacji (m)
r4 (kol. 31÷40)	promień zewnętrzny żyły powrotnej (m)
r5 (kol. 41÷50)	promień zewnętrzny kabla (m)

oraz parametrów materiałowych:

Parametr (F10.1)	Znaczenie
roc (kol. 1÷10)	rezystywność materiału żyły roboczej ($\Omega\cdot m$)
uc (kol. 11÷20)	przenikalność magnetyczna względna materiału żyły roboczej
uI1 (kol. 21÷30)	przenikalność magnetyczna względna materiału izolacji
eI1 (kol. 31÷40)	przenikalność elektryczna względna materiału izolacji
ros (kol. 41÷50)	rezystywność materiału żyły powrotnej ($\Omega\cdot m$)
us (kol. 51÷60)	przenikalność magnetyczna względna materiału żyły powrotnej
uI2 (kol. 61÷70)	przenikalność magnetyczna względna materiału powłoki
eI2 (kol. 71÷80)	przenikalność elektryczna względna materiału powłoki

Wiersz 17 stanowi komentarz do wiersza 18, w którym dla poszczególnych kabli określono wartości (F10.1) głębokości zakopania (VERT) oraz współrzędnych poziomych (HORIZ). Wartości tych parametrów wyrażone są w metrach.

Wiersz 19 zawiera komentarz do wiersza 20, w którym przypisano wartości parametrów:

Parametr	Znaczenie
RHO (kol. 1÷15, E15.6)	rezystywności gruntu ($\Omega\cdot m$)
FREQ (kol. 16÷30, E15.6)	częstotliwość (Hz), dla której obliczane są parametry linii
DIST (kol. 41÷48, F8.3)	długość linii (m)
IPUNCH (kol. 49÷58, I10)	zapisanie do pliku *.pch parametrów linii

Plik danych wejściowych kończą słowa kluczowe zawarte w wierszach 21÷25. Efektem działania procedury CABLE PARAMETERS jest wynikowy plik tekstowy *.pch zawierający macierze R' , L' i C' . Na rysunku 7.12 przedstawiono strukturę pliku wynikowego, utworzonego dla pliku wejściowego z rysunku 7.11.

```

0      1      2      3      4      5      6      7      8
12345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1 C <++++> Cards punched by support routine on 02-Apr-22 10:14:12 <++++>
2 C CABLE PARAMETERS
3 C C      BUS1->BUS2->BUS3->BUS4->BUS5->BUS6->BUS7->BUS8->BUS9->BUS10->BUS11->BUS1
4 C BRANCH IN_01 OUT01 IN_02 OUT02 IN_03 OUT03 IN_04 OUT04 IN_05 OUT05 IN_06 OUT0
5 C C -M1<--M2<--M3
6 C      2 -1 3
7 C C -C1<--C2<--C3
8 C      2 2 2
9 C C --r1--><--r2--><--r3--><--r4--><--r5-->
10 C C --roc--><--uc--><--uI1--><--eI1--><--ros--><--us--><--uI2--><--eI2--
11 C      0.0 .01596 .03265 .03555 .04000
12 C 1.720E-8 1. 1. 2.4 1.125E-7 1. 1. 2
13 C 0.0 .01596 .03265 .03555 .04000
14 C 1.720E-8 1. 1. 2.4 1.125E-7 1. 1. 2
15 C 0.0 .01596 .03265 .03555 .04000
16 C 1.720E-8 1. 1. 2.4 1.125E-7 1. 1. 2
17 C C VERT1--><--HORIZ1--><--VERT2--><--HORIZ2--><--VERT3--><--HORIZ3-->
18 C 1. -.15 1. 0.0 1. .15
19 C C ---RHO---><--FREQ---><-----><--DIST-><--PUNCH->
20 C      200. 50. 1.E3 1
21 $UNITS, 0.0, 0.0
22 $VINTAGE, 1
23 C Pi-equivalent model with length = 1.0000E+03 (meter)
24 1IN_01 OUT01 7.41299233E-02 2.31068393E+00 1.86540330E-01
25 2IN_02 OUT02 4.92661061E-02 1.81642363E+00 0.00000000E+00
26 7.41299233E-02 2.31068393E+00 1.86540330E-01
27 3IN_03 OUT03 4.92660955E-02 1.67779419E+00 0.00000000E+00
28 4.92661061E-02 1.81642363E+00 0.00000000E+00
29 7.41299233E-02 2.31068393E+00 1.86540330E-01
30 4IN_04 OUT04 4.92701406E-02 2.11262704E+00 -1.86540330E-01
31 4.92661061E-02 1.81642363E+00 0.00000000E+00
32 4.92660955E-02 1.67779419E+00 0.00000000E+00
33 2.30346837E-01 2.10977646E+00 1.31863092E+00
34 5IN_05 OUT05 4.92661061E-02 1.81642363E+00 0.00000000E+00
35 4.92701406E-02 2.11262704E+00 -1.86540330E-01
36 4.92661061E-02 1.81642363E+00 0.00000000E+00
37 4.92661061E-02 1.81642363E+00 0.00000000E+00
38 2.30346837E-01 2.10977646E+00 1.31863092E+00
39 6IN_06 OUT06 4.92660955E-02 1.67779419E+00 0.00000000E+00
40 4.92661061E-02 1.81642363E+00 0.00000000E+00
41 4.92701406E-02 2.11262704E+00 -1.86540330E-01
42 4.92660955E-02 1.67779419E+00 0.00000000E+00
43 4.92661061E-02 1.81642363E+00 0.00000000E+00
44 2.30346837E-01 2.10977646E+00 1.31863092E+00
45 $VINTAGE, -1,
46 $UNITS, -1., -1.,

```

Rys. 7.12. Przykładowa struktura pliku *.pch z macierzami R' , L' i C' dla linii 110 kV o danych z rys. 7.11

Struktura pliku *.pch z rysunku 7.12 jest analogiczna jak struktura pliku linii napowietrznej z rysunku 6.14, z tą jednak różnicą, że wiersz 21 zawiera słowa kluczowe \$UNITS, 0.0, 0.0, przypisujące wartości parametrów XOPT=0.0 oraz COPT=0.0. Oznacza to, że wzdłużne indukcyjności własne i wzajemne linii kablowej są wyrażone w (mH), natomiast pojemności linii są wyrażone w (μF), tak jak w przypadku linii napowietrznej.

W przypadku linii w układzie *SPB* (rys.7.1c) plik danych musi zostać rozszerzony o dane kabla ECC. Na rysunku 7.13 przedstawiono plik *.dat z rysunku 7.11 rozszerzony o dane kabla ECC typu XRUHKXS 12/20 kV 120 mm² + 50 mm² [168].

```

0      1      2      3      4      5      6      7      8
12345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1 BEGIN NEW DATA CASE
2 CABLE PARAMETERS
3 C BUS1->BUS2->BUS3->BUS4->BUS5->BUS6->BUS7->BUS8->BUS9->BUS10>BUS11>BUS12>
4 BRANCH IN_01 OUT01 IN_02 OUT02 IN_03 OUT03 IN_04 OUT04 IN_05 OUT05 IN_06 OUT06
5 BRANCH IN_07 OUT07 IN_08 OUT08
6 C -M1<--M2<--M3
7 2 -1 4
8 C -C1<--C2<--C3<--C4
9 2 2 2 2
10 C --r1--<--r2--<--r3--<--r4--<--r5-->
11 C --roc--<--uc--<--uI1--<--eI1--<--ros--<--us--<--uI2--<--eI2-->
12 0.0 .01596 .03265 .03555 .04000
13 1.720E-8 1. 1. 2.4 1.125E-7 1. 1. 2.4
14 0.0 .01596 .03265 .03555 .04000
15 1.720E-8 1. 1. 2.4 1.125E-7 1. 1. 2.4
16 0.0 .01596 .03265 .03555 .04000
17 1.720E-8 1. 1. 2.4 1.125E-7 1. 1. 2.4
18 0.0 .00618 .01168 .01234 .01484
19 1.720E-8 1. 1. 2.4 1.720E-8 1. 1. 2.4
20 C VERT1--<--HORIZ1--<--VERT2--<--HORIZ2--<--VERT3--<--HORIZ3--<--VERT4--<--HORIZ4-->
21 1. -.15 1. 0.0 1. .15 1. .25
22 C -----RHO-----<--FREQ-----<--DIST--<--PUNCH-->
23 200. 50. 1000. 1
24 BLANK CARD ENDING FREQUENCY CARDS
25 $PUNCH
26 BLANK CARD ENDING CABLE PARAMETERS
27 BEGIN NEW DATA CASE
28 BLANK CARD

```

Rys. 7.13. Przykładowa struktura pliku *.dat dla linii 110 kV wykonanej kablami XRUHKXS 64/110 kV 800 mm² + 95 mm² RM z kablem ECC typu XRUHKXS 12/20 kV 120 mm² + 50 mm² (tłem szarym wyróżniono zmiany w stosunku do rys. 7.11)

7.3.3. Algorytm tworzenia modelu kablowej linii elektroenergetycznej wysokiego napięcia

Na rysunku 7.14 przedstawiono schematy blokowe modeli wielofazowych linii kablowych wysokich napięć. Schemat na rys. 7.14a dotyczy układu *CB*, w którym modele cząstkowe trzech sekcji linii wyrażone są przez macierze:

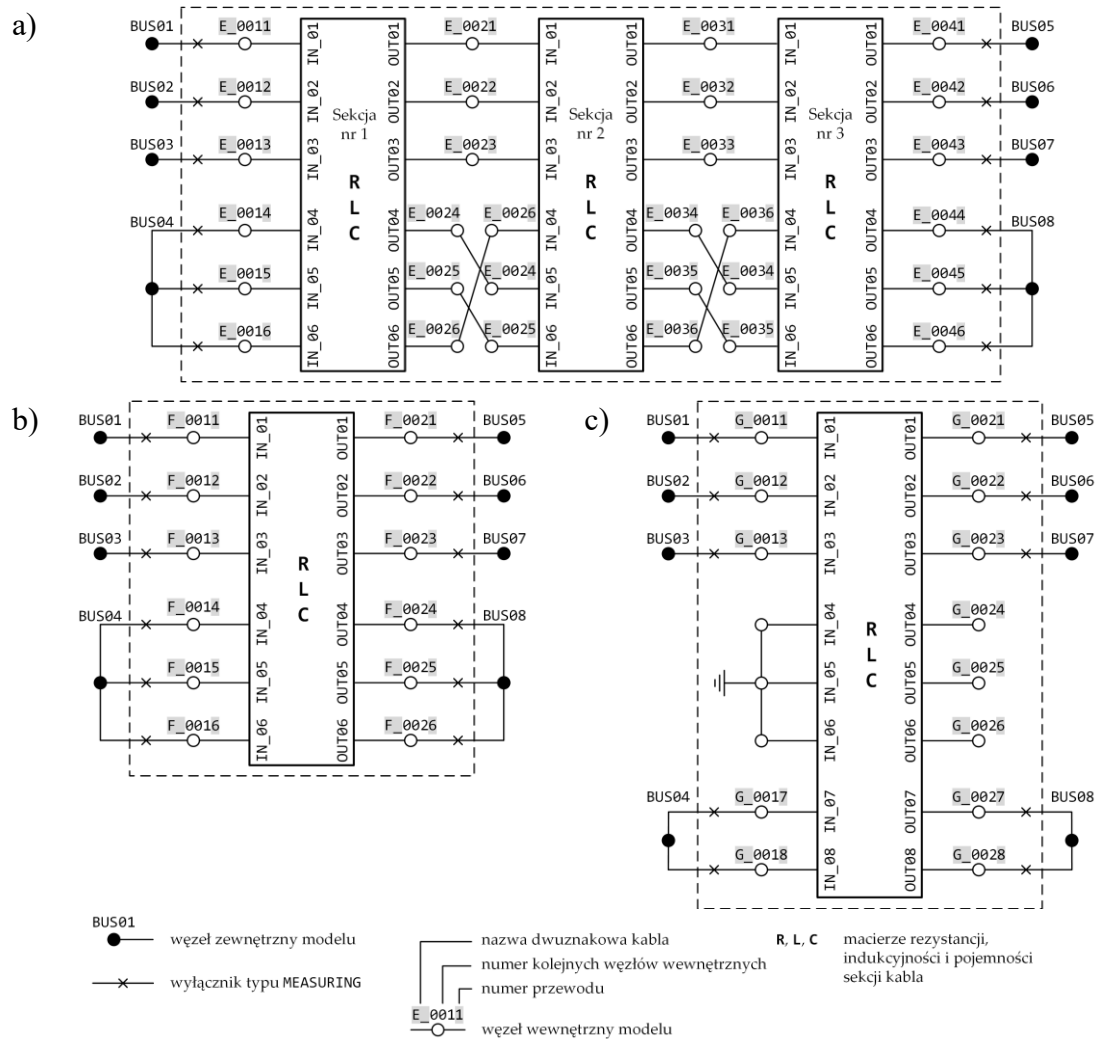
$$\mathbf{R} = \frac{1}{3} l_c \mathbf{R}' \quad (7.29)$$

$$\mathbf{L} = \frac{1}{3} l_c \mathbf{L}' \quad (7.30)$$

$$\mathbf{C} = \frac{1}{3} l_c \mathbf{C}' \quad (7.31)$$

gdzie l_c jest długością linii, a \mathbf{R}' , \mathbf{L}' i \mathbf{C}' są macierzami jednostkowymi rezystancji, indukcyjności oraz pojemności linii.

Modelom cząstkowym sekcji przypisano sześciocyfrowe nazwy węzłów wewnętrznych według reguł przedstawionych w rozdziale 6.3.3. Jediną różnicą jest to, że znaki na pozycjach 3÷5 identyfikują nie numer słupa, tylko są numerem kolejnych węzłów wewnętrznych. Cechą charakterystyczną tego modelu jest odwzorowanie skrzyżowania żył powrotnych pomiędzy sekcjami. Uzupełnieniem modelu są wyłączniki, które łączą zewnętrzne węzły modelu z węzłami wewnętrznymi pierwszej i ostatniej sekcji linii. Założono przy tym, że żyły powrotne są połączone ze sobą na początku i końcu linii – węzeł BUS04 i węzeł BUS08 na rys. 7.14a.



Rys. 7.14. Schematy blokowe modeli wielofazowych linii kablowych wysokiego napięcia w układzie: a) CB b) BEB, c) SPB dla programu EMTP-ATP

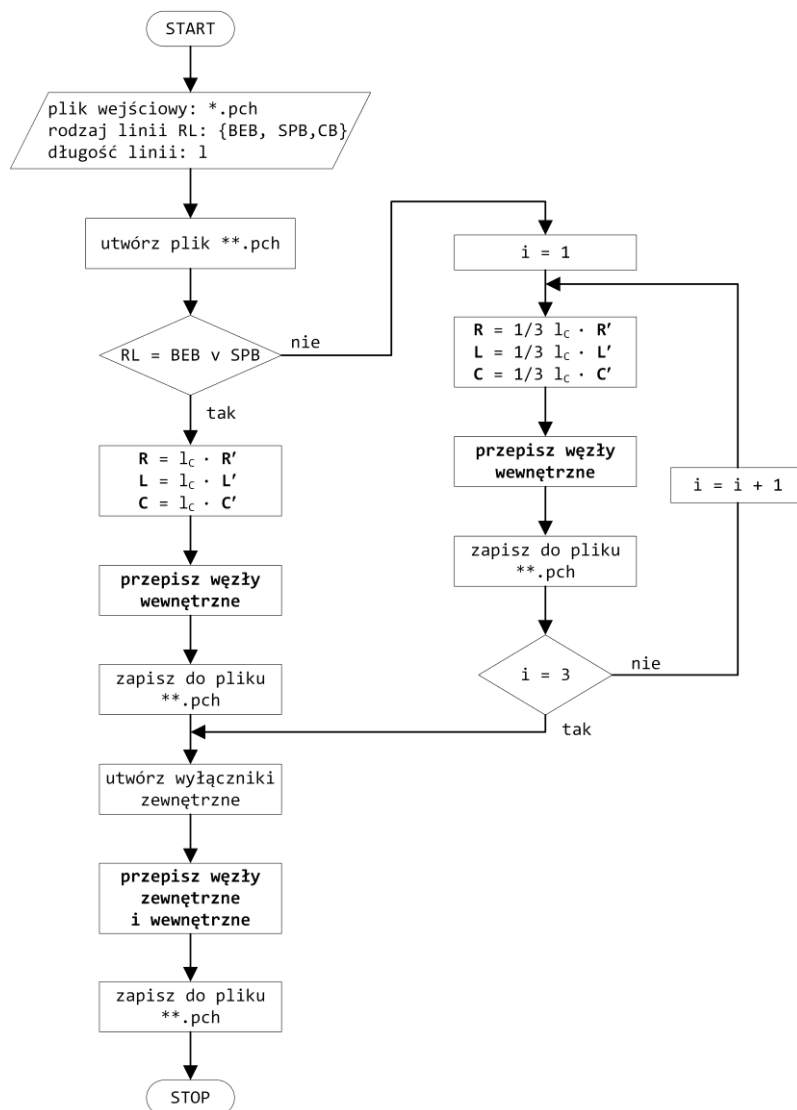
Schemat na rys. 7.14b dotyczy układu BEB, którego cechą charakterystyczną jest tylko jeden model cząstkowy kabli, wyrażony przez macierze:

$$\mathbf{R} = l_c \mathbf{R}' \quad (7.32)$$

$$\mathbf{L} = l_c \mathbf{L}' \quad (7.33)$$

$$\mathbf{C} = l_c \mathbf{C}' \quad (7.34)$$

Model układu *BEB* jest uzupełniony o wyłączniki, analogicznie jak model układu *CB*. Również model układ *SPB* (rys. 7.14c) zawiera jeden model cząstkowy kabli wyrażony równaniami (7.32)÷(7.34). Istotną różnicą w odniesieniu do układu *BEB* jest to, że macierze **R**, **L**, **C** obejmują również kabel ECC. Z tego powodu macierze te mają wymiar 8×8. W przypadku modelu układu *SPB*, założono że węzły wewnętrzne żył powrotnych nie będą miały połączenia z węzłami zewnętrznymi analizowanego układu elektroenergetycznego.



Rys. 7.15. Algorytm tworzenia modelu kablowych linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia dla programu EMTP-ATP

W celu automatycznego tworzenia powyższych modeli linii kablowych wysokich napięć, opracowano i zaimplementowano w środowisku MATLAB odpowiedni algorytm, którego schemat przedstawiono na rysunku 7.15. Efektem działania algorytmu jest nowy plik tekstowy *** .pch*, zawierający dane wejściowe dla programu EMTP-ATP analizowanej linii kablowej. Zasady tworzenia tego pliku są analogiczne, jak w przypadku linii napowietrznych (rozdział 6.3.3, rys. 6.18). Ogólne struktury plików *** .pch* dla układów *CB*, *BEB*, *SBP* przedstawiono na rysunkach 7.16÷7.18.


```

0          1          2          3          4          5          6          7          8
12345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1 /BRANCH
2 $VINTAGE, 1
3 $UNITS, 0.0, 0.0,
4 C BUS1->BUS2->BUS3->BUS4-><----- R -----><----- L -----><----- C ----->
5 1E_0011E_0021          1c/3 * R(1,1)          1c/3 * L(1,1)          1c/3 * C(1,1)
6 2E_0012E_0022          1c/3 * R(2,1)          1c/3 * L(2,1)          1c/3 * C(2,1)
7          1c/3 * R(2,2)          1c/3 * L(2,2)          1c/3 * C(2,2)
8 3E_0013E_0023          1c/3 * R(3,1)          1c/3 * L(3,1)          1c/3 * C(3,1)
9          1c/3 * R(3,2)          1c/3 * L(3,2)          1c/3 * C(3,2)
10         1c/3 * R(3,3)          1c/3 * L(3,3)          1c/3 * C(3,3)
11 4E_0014E_0024          1c/3 * R(4,1)          1c/3 * L(4,1)          1c/3 * C(4,1)
...
15 5E_0015E_0025          1c/3 * R(5,1)          1c/3 * L(5,1)          1c/3 * C(5,1)
...
20 6E_0016E_0026          1c/3 * R(6,1)          1c/3 * L(6,1)          1c/3 * C(6,1)
...
25          1c/3 * R(6,6)          1c/3 * L(6,6)          1c/3 * C(6,6)
26 $VINTAGE, -1,
27 $UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS
28 $VINTAGE, 1
29 $UNITS, 0.0, 0.0,
30 C BUS1->BUS2->BUS3->BUS4-><----- R -----><----- L -----><----- C ----->
31 1E_0021E_0031          1c/3 * R(1,1)          1c/3 * L(1,1)          1c/3 * C(1,1)
32 2E_0022E_0032          1c/3 * R(2,1)          1c/3 * L(2,1)          1c/3 * C(2,1)
33          1c/3 * R(2,2)          1c/3 * L(2,2)          1c/3 * C(2,2)
34 3E_0023E_0033          1c/3 * R(3,1)          1c/3 * L(3,1)          1c/3 * C(3,1)
35          1c/3 * R(3,2)          1c/3 * L(3,2)          1c/3 * C(3,2)
36          1c/3 * R(3,3)          1c/3 * L(3,3)          1c/3 * C(3,3)
37 4E_0026E_0034          1c/3 * R(4,1)          1c/3 * L(4,1)          1c/3 * C(4,1)
...
41 5E_0024E_0035          1c/3 * R(5,1)          1c/3 * L(5,1)          1c/3 * C(5,1)
...
46 6E_0025E_0036          1c/3 * R(6,1)          1c/3 * L(6,1)          1c/3 * C(6,1)
...
51          1c/3 * R(6,6)          1c/3 * L(6,6)          1c/3 * C(6,6)
52 $VINTAGE, -1,
53 $UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS
54 $VINTAGE, 1
55 $UNITS, 0.0, 0.0,
56 C BUS1->BUS2->BUS3->BUS4-><----- R -----><----- L -----><----- C ----->
57 1E_0031E_0041          1c/3 * R(1,1)          1c/3 * L(1,1)          1c/3 * C(1,1)
58 2E_0032E_0042          1c/3 * R(2,1)          1c/3 * L(2,1)          1c/3 * C(2,1)
59          1c/3 * R(2,2)          1c/3 * L(2,2)          1c/3 * C(2,2)
60 3E_0033E_0043          1c/3 * R(3,1)          1c/3 * L(3,1)          1c/3 * C(3,1)
61          1c/3 * R(3,2)          1c/3 * L(3,2)          1c/3 * C(3,2)
62          1c/3 * R(3,3)          1c/3 * L(3,3)          1c/3 * C(3,3)
63 4E_0036E_0044          1c/3 * R(4,1)          1c/3 * L(4,1)          1c/3 * C(4,1)
...
67 5E_0034E_0045          1c/3 * R(5,1)          1c/3 * L(5,1)          1c/3 * C(5,1)
...
72 6E_0035E_0046          1c/3 * R(6,1)          1c/3 * L(6,1)          1c/3 * C(6,1)
...
77          1c/3 * R(6,6)          1c/3 * L(6,6)          1c/3 * C(6,6)
78 $VINTAGE, -1,
79 $UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS
80 /SWITCH
81 C BUS1->BUS2->.....MEASURING.....W
82 BUS01 E_0011          MEASURING          1
83 E_0041BUS05          MEASURING          1
84 BUS02 E_0012          MEASURING          1
85 E_0042BUS06          MEASURING          1
86 BUS03 E_0013          MEASURING          1
87 E_0043BUS07          MEASURING          1
88 BUS04 E_0014          MEASURING          1
89 E_0044BUS08          MEASURING          1
90 BUS04 E_0015          MEASURING          1
91 E_0045BUS08          MEASURING          1
92 BUS04 E_0016          MEASURING          1
93 E_0046BUS08          MEASURING          1

```

Rys. 7.16. Ogólna struktura pliku **.pch dla układu CB

```

0      1      2      3      4      5      6      7      8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1 /BRANCH
2 $VINTAGE, 1
3 $UNITS, 0.0, 0.0,
4 C BUS1->BUS2->BUS3->BUS4-><----- R -----><----- L -----><----- C ----->
5 1F_0011F_0021          lc * R(1,1)          lc * L(1,1)          lc * C(1,1)
6 2F_0012F_0022          lc * R(2,1)          lc * L(2,1)          lc * C(2,1)
7                          lc * R(2,2)          lc * L(2,2)          lc * C(2,2)
8 3F_0013F_0023          lc * R(3,1)          lc * L(3,1)          lc * C(3,1)
...
11 4F_0014F_0024          lc * R(4,1)          lc * L(4,1)          lc * C(4,1)
...
15 5F_0015F_0025          lc * R(5,1)          lc * L(5,1)          lc * C(5,1)
...
20 6F_0016F_0026          lc * R(6,1)          lc * L(6,1)          lc * C(6,1)
...
25                          lc * R(6,6)          lc * L(6,6)          lc * C(6,6)
26 $VINTAGE, -1,
27 $UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS
28 /SWITCH
29 C BUS1->BUS2->.....MEASURING.....W
30 BUS01 F_0011          MEASURING          1
31 F_0021BUS05          MEASURING          1
32 BUS02 F_0012          MEASURING          1
33 F_0022BUS06          MEASURING          1
34 BUS03 F_0013          MEASURING          1
35 F_0023BUS07          MEASURING          1
36 BUS04 F_0014          MEASURING          1
37 F_0024BUS08          MEASURING          1
38 BUS04 F_0015          MEASURING          1
39 F_0025BUS08          MEASURING          1
40 BUS04 F_0016          MEASURING          1
41 F_0026BUS08          MEASURING          1

```

Rys. 7.17. Ogólna struktura pliku *.pch dla układu BEB

```

0      1      2      3      4      5      6      7      8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
1 /BRANCH
2 $VINTAGE, 1
3 $UNITS, 0.0, 0.0,
4 C BUS1->BUS2->BUS3->BUS4-><----- R -----><----- L -----><----- C ----->
5 1G_0011G_0021          lc * R(1,1)          lc * L(1,1)          lc * C(1,1)
6 2G_0012G_0022          lc * R(2,1)          lc * L(2,1)          lc * C(2,1)
7                          lc * R(2,2)          lc * L(2,2)          lc * C(2,2)
8 3G_0013G_0023          lc * R(3,1)          lc * L(3,1)          lc * C(3,1)
...
11 4      XX0001          lc * R(4,1)          lc * L(4,1)          lc * C(4,1)
...
15 5      XX0002          lc * R(5,1)          lc * L(5,1)          lc * C(5,1)
...
20 6      XX0003          lc * R(6,1)          lc * L(6,1)          lc * C(6,1)
...
26 7G_0017G_0027          lc * R(7,1)          lc * L(7,1)          lc * C(7,1)
...
33 8G_0018G_0028          lc * R(8,1)          lc * L(8,1)          lc * C(8,1)
...
40                          lc * R(8,8)          lc * L(8,8)          lc * C(8,8)
41 $VINTAGE, -1,
42 $UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS
43 /SWITCH
44 C BUS1->BUS2->.....MEASURING.....W
45 BUS01 G_0011          MEASURING          1
46 G_0021BUS05          MEASURING          1
47 BUS02 G_0012          MEASURING          1
48 G_0022BUS06          MEASURING          1
49 BUS03 G_0013          MEASURING          1
50 G_0023BUS07          MEASURING          1
51 BUS04 G_0017          MEASURING          1
52 G_0027BUS08          MEASURING          1
53 BUS04 G_0018          MEASURING          1
54 G_0028BUS08          MEASURING          1

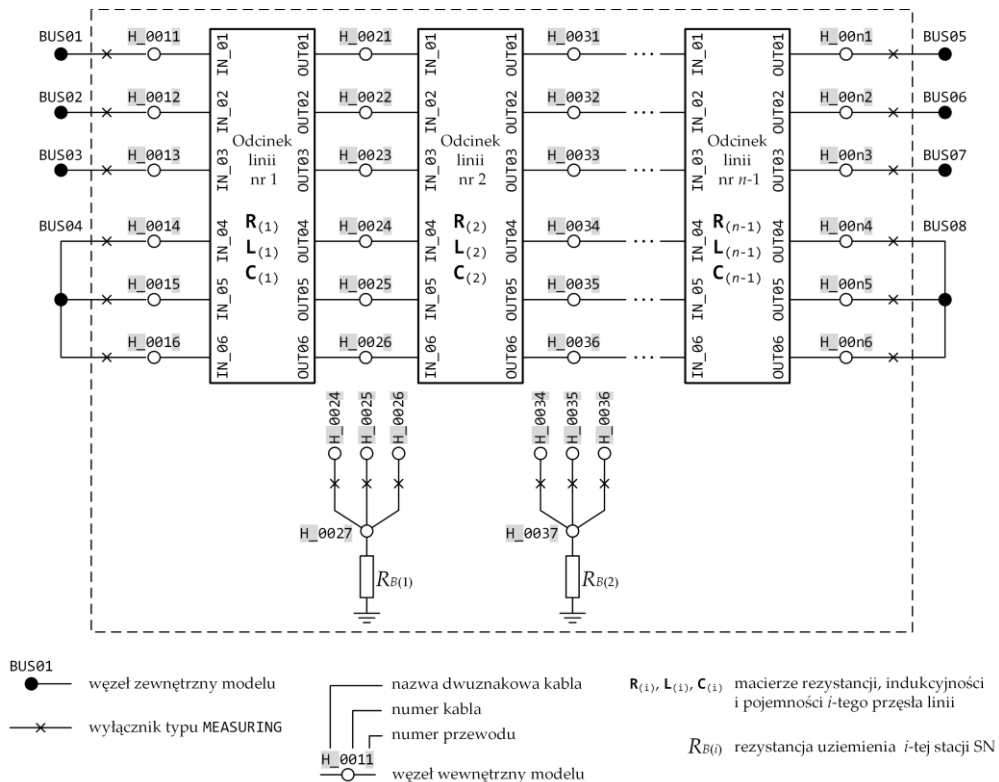
```

Rys. 7.18. Ogólna struktura pliku *.pch dla układu SPB

Tworzone w powyższy sposób pliki tekstowe `** .pch` są dla programu EMTP-ATP oryginalnymi modelami linii kablowych WN. Umożliwiają one zarówno analizę rozptyłu prądów zwarciovych w stacjach elektroenergetycznych, jak i również w żyłach powrotnych kabli. Pliki te mogą być dołączane w preprocesorze graficznym ATPDraw, a także bezpośrednio do pliku tekstowego analizowanego układu `*.atp` przy pomocy słowa kluczowego `$INCLUDE`, w sposób analogiczny jak to przedstawiono w rozdziale 6.3.4. Przykład analizy z użyciem modeli niejednorodnych struktur linii kablowych wysokich napięć przedstawiono w rozdziale 7.3.5.

7.3.4. Algorytm tworzenia modelu kablowej linii elektroenergetycznej średniego napięcia

Na rysunku 7.19 przedstawiono schemat blokowy modelu wielofazowej linii kablowej średniego napięcia. Tworzenie dla tego modelu pliku wynikowego `** .pch` odbywa się na podstawie zasad przedstawionych w rozdziałach 6.3.3 i 7.3.3.



Rys. 7.19. Schemat blokowy modelu wielofazowej linii kablowej średniego napięcia dla programu EMTP-ATP

Cechą odróżniającą model kabla SN od modelu kabla WN jest to, że zawiera on wiele modeli cząstkowych odcinków kabli, co wynika z niejednorodnej struktury sieci kablowej SN (rys. 7.2). Kolejną cechą jest uwzględnienie rezystancji uziemień R_B stacji

elektroenergetycznych SN/mn. Z tych względów algorytm tworzenia modelu kabla SN jest analogiczny do algorytmu tworzenia modelu linii napowietrznej (rys. 6.16). Różnice występują w liczbie przewodów linii oraz w tym, że żyły powrotne kabli są zwarte na zewnątrz modelu (węzły BUS04 i BUS08 na rys. 7.19). Ponadto, w modelu linii kablowej SN nie przyłącza się wyłączników uziomowych i rezystancji R_B do pierwszych węzłów wewnętrznych żył powrotnych. Wynika to z tego, że węzeł BUS04 przyłączony jest do uziomu stacji WN. Przykład analizy z użyciem modelu niejednorodnej struktury linii kablowych średniego napięcia przedstawiono w rozdziale 7.3.5.

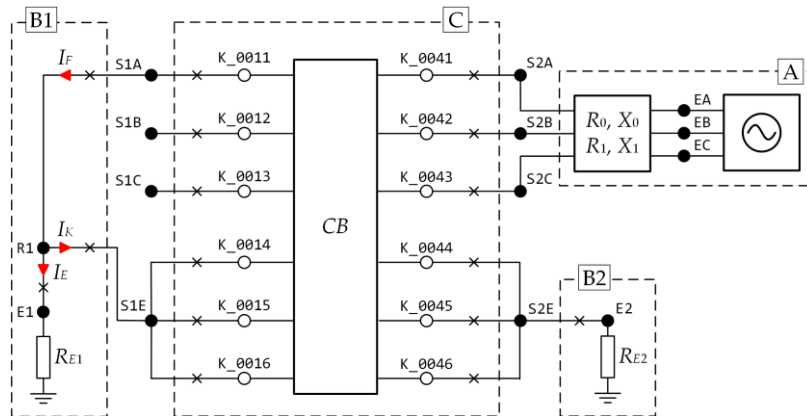
7.3.5. Przykłady analiz z użyciem wielofazowych modeli kablowych linii elektroenergetycznych

Linie kablowe wysokich napięć

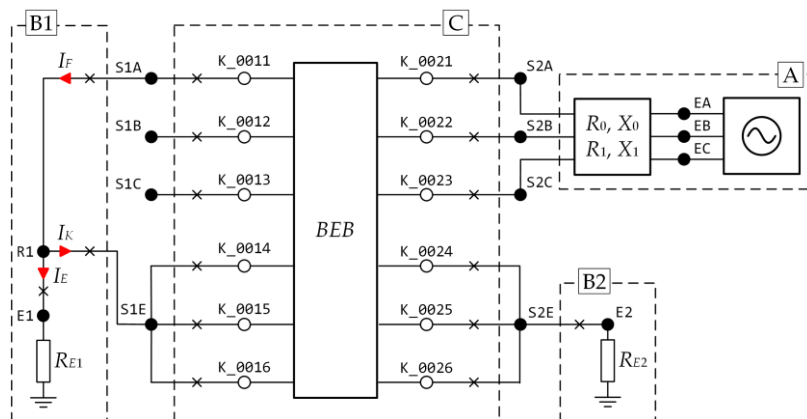
Na rysunku 7.20 przedstawiono trzy układy z wielofazowymi modelami kabli elektroenergetycznych wysokiego napięcia o różnej konfiguracji połączeń żył powrotnych. Blok A modelu systemu zasilającego 110 kV oraz bloki B1 i B2 modeli stacji elektroenergetycznych są identyczne, jak w modelu z linią napowietrzną przedstawionym na rysunku 6.19a. Inne są natomiast bloki C, których struktury przedstawia rysunek 7.14. W związku z tym struktura pliku *.atp rozważanych układów kablowych jest identyczna jak pliku symulacja_00.atp (rysunek 6.19b), z tą jednak różnicą, że w wierszu numer 9 dołączane są pliki *.pch linii kablowych o strukturach przedstawionych na rysunkach 7.16÷7.18. Analogiczne są również struktury plików wynikowych *.lis, z tą jednak różnicą, że prądy I_F , I_K , I_E są oczywiście w wierszach o numerach innych niż w przypadku pliku symulacja_00.lis przedstawionego na rysunku 6.22.

Dla układów na rysunku 7.20 przeprowadzono wieloparametryczne symulacje i analizy, wykorzystując opracowany w środowisku MATLAB program, który analogicznie jak dla linii napowietrznych (rysunek 6.23) dla parametrów p_1, \dots, p_n umożliwia wielokrotne tworzenie i modyfikację pliku *.atp, jego przekazanie do wykonania w programie EMTP-ATP oraz automatyczną analizę rozptyłów prądów zwarciovych zapisywanych w plikach wynikowych *.lis.

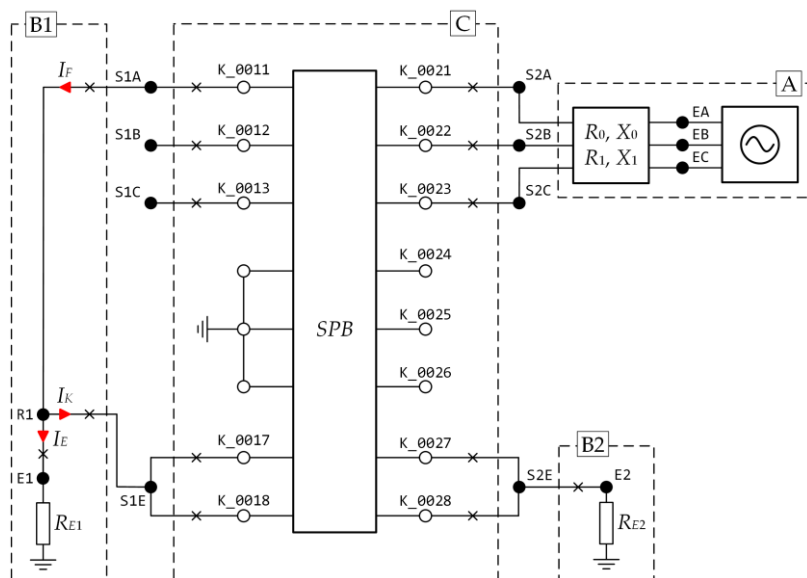
a)



b)



c)



Rys. 7.20. Schematy układów elektroenergetycznych do analizy rozptyłu prądów zwarciovych w stacji B1 z modelem linii kablowej w układzie konfiguracji żył powrotnych:

a) *CB*, b) *BEB*, c) *SPB*: A – model systemu zasilającego; B1, B2 – modele stacji elektroenergetycznych; C – modele linii kablowych w wybranych konfiguracjach połączeń żył powrotnych; I_F – prąd zwarciovych; I_K – prąd odpływający żyłami powrotnymi linii kablowej (kablem ECC w układzie *SPB*); I_E – prąd spływający do uziomu stacji

Celem badań było wyznaczenie współczynnika rozplywowego k_{RK} , określającego jaka część prądu zwarcia I_F odpływa linią kablową (kabel XRUHKXS 64/110 kV 800 mm² + 95 mm² RM) w postaci prądu I_K :

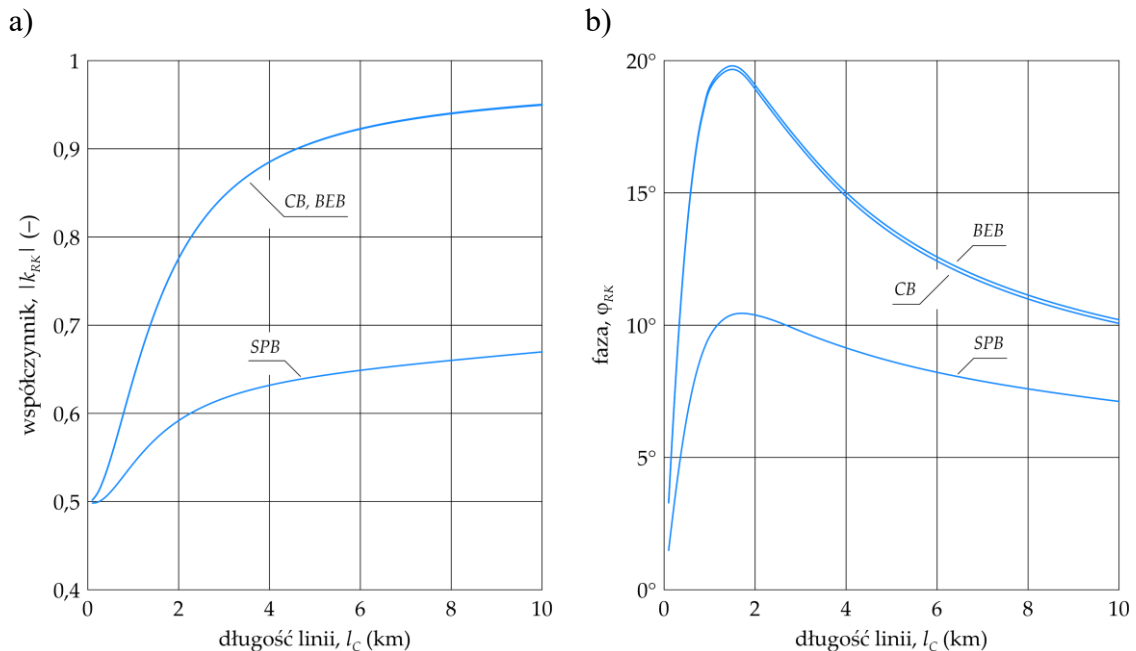
$$k_{RK} = \frac{I_K}{I_F} = |k_{RK}| \exp(j\varphi_{RK}) \quad (7.35)$$

$$k_{RK} = f(p_1, p_2, p_3) \quad (7.36)$$

gdzie:

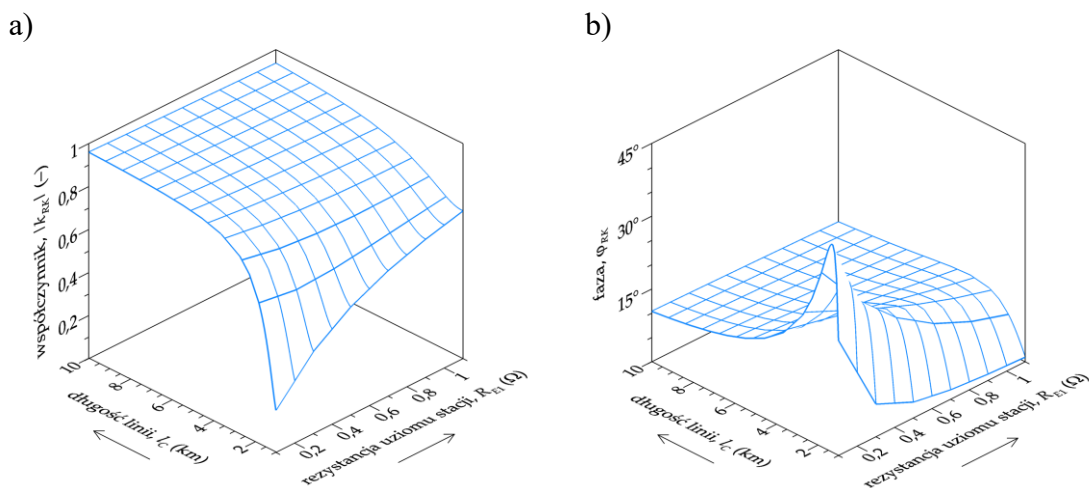
- p_1 – długość l_C linii kablowej, zmienna w zakresie 1÷10 km;
- p_2 – rezystancja R_{E1} uziomu stacji B1, zmienna w zakresie 0,1÷1,0 Ω ;
- p_3 – rezystancja R_{E2} uziomu stacji B2, zmienna w zakresie 0,1÷1,0 Ω .

Na rysunku 7.21 porównano dla rozważanych układów linii kablowych zależności modułu $|k_{RK}|$ (rys. 7.21a) oraz fazy φ_{RK} (rys. 7.21b) w funkcji długości l_C , przy założonych wartościach rezystancji uziemień $R_{E1} = R_{E2} = 0,5 \Omega$. Jak można zauważyć, linia w układzie *CB* charakteryzuje się praktycznie taką samą zdolnością odprowadzania prądu zwarciovego jak linia w układzie *BEB*. Natomiast linia w układzie *SPB* ma tę zdolność mniejszą, co wynika głównie z mniejszego przekroju drogi powrotnej prądu zwarciovego (kabel ECC typu XRUHKXS 12/20 kV 120 mm² + 50 mm²).

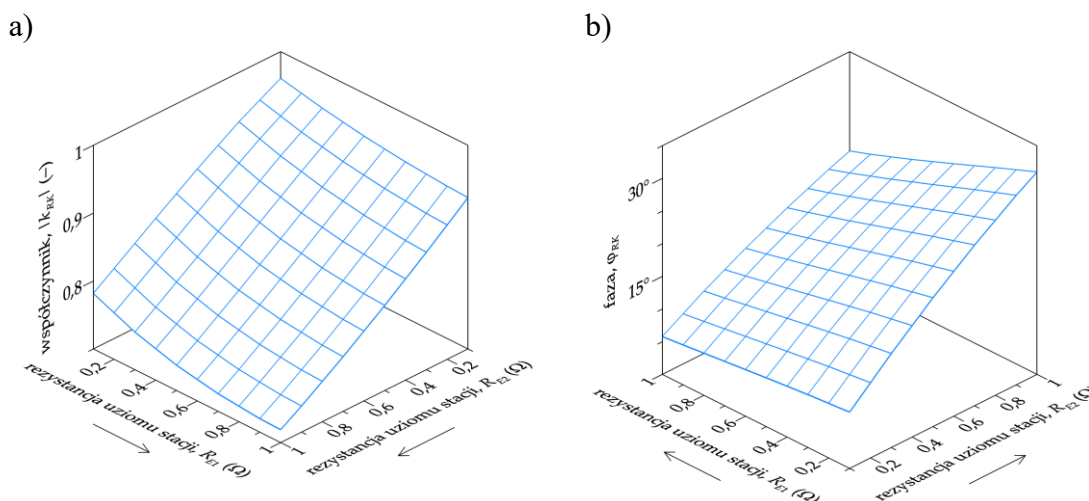


Rys. 7.21. Zależności modułu $|k_{RK}|$ (a) i fazy φ_{RK} (b) współczynnika k_{RK} dla linii kablowej 110 kV w układach *CB*, *BEB*, *SPB* od długości linii l_C

Na rysunku 7.22 przedstawiono wpływ rezystancji R_{E1} uziomu stacji, w której wystąpiło zwarcie oraz długości l_C linii w układzie CB , na jej zdolność odprowadzania prądu zwarciego. Z rysunku tego wynika, że rezystancja R_{E1} praktycznie nie ma wpływu na rozptył prądu zwarciego dla długości l_C powyżej 5 km. Natomiast na rysunku 7.23 przedstawiono porównanie dla długości $l_C = 3$ km wpływu rezystancji uziomów R_{E1} i R_{E2} , z którego wynika, że większy wpływ na zdolność odprowadzania prądu zwarciego ma rezystancja R_{E2} uziemienia żył powrotnych w stacji przeciwległej.



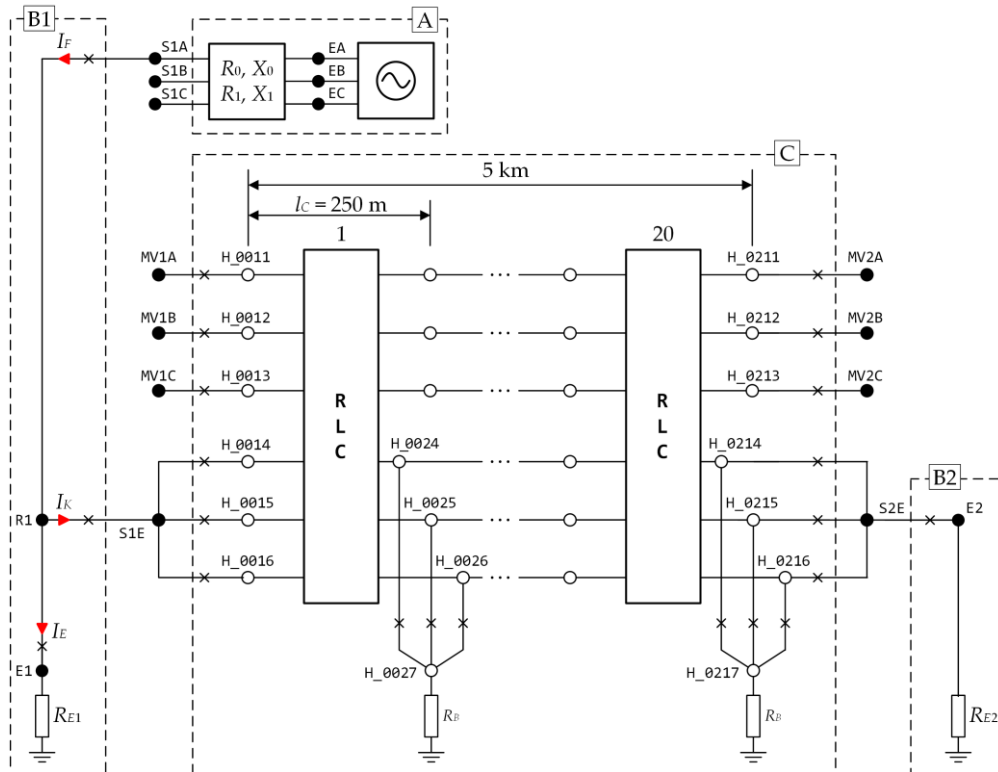
Rys. 7.22. Zależności modułu $|k_{RK}|$ (a) i fazy φ_{RK} (b) współczynnika k_{RK} dla linii kablowej 110 kV w układzie CB od rezystancji uziomu stacji R_{E1} i długości linii l_C



Rys. 7.23. Zależności modułu $|k_{RK}|$ (a) i fazy φ_{RK} (b) współczynnika k_{RK} dla linii kablowej 110 kV w układzie CB w zależności od rezystancji uziomów R_{E1} i R_{E2}

Linie kablowe średnich napięć

Przyjęty do badań układ linii kablowej średniego napięcia (kabel typu XUHAKXS 12/20 kV 120 mm² + 50 mm²) przedstawia rysunek 7.24.



Rys. 7.24. Schematy układów elektroenergetycznych do analizy rozpyłu prądów zwarciovych w stacji B1 z modelem linii kablowej średniego napięcia:

A – model systemu zasilającego; B1, B2 – modele stacji elektroenergetycznych; C – model linii kablowej średniego napięcia; I_F – prąd zwarciovych; I_K – prąd odpływający żyłami powrotnymi linii kablowej średniego napięcia; I_E – prąd spływający do uziumienia stacji

Celem badań było wyznaczenie współczynnika rozpylowego k_{RK} wyrażonego wzorem (7.35), jako funkcji:

$$k_{RK} = f(p_1, p_2, p_3, p_4) \quad (7.37)$$

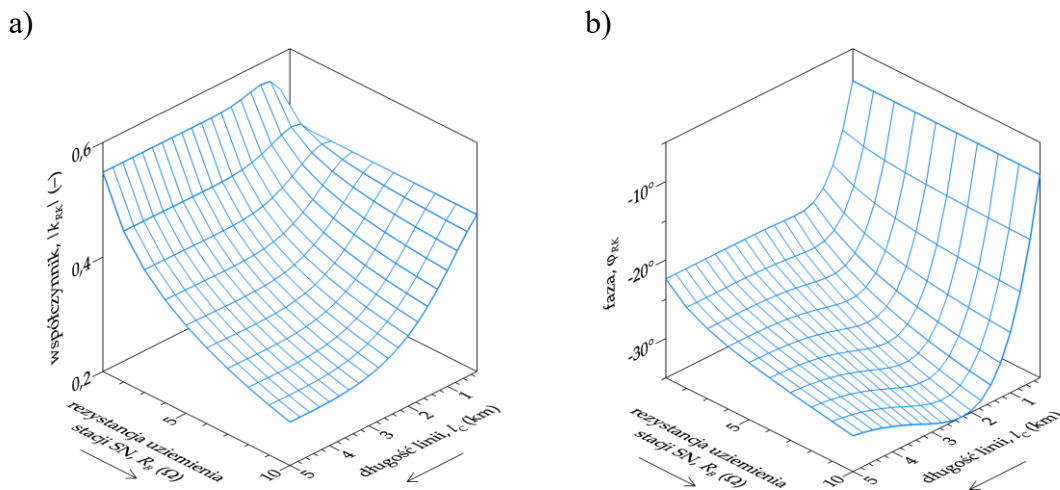
gdzie:

- p_1 – długość l_C linii kablowej średniego napięcia, zmienna w zakresie $(1 \div 20) \times 0,25$ km;
- p_2 – rezystancja R_{E1} uziumienia stacji B1, zmienna w zakresie $0,1 \div 1,0$ Ω ;
- p_3 – rezystancja R_{E2} uziumienia stacji B2, zmienna w zakresie $0,1 \div 1,0$ Ω ;
- p_4 – rezystancja R_B uziumienia stacji SN, zmienna w zakresie $1 \div 10$ Ω .

Na rysunku 7.25 przedstawiono wpływ długości linii l_C oraz rezystancji R_B uziumienia stacji SN/nn na moduł $|k_{RK}|$ (rys. 7.25a) oraz fazę φ_{RK} (rys. 7.25b).

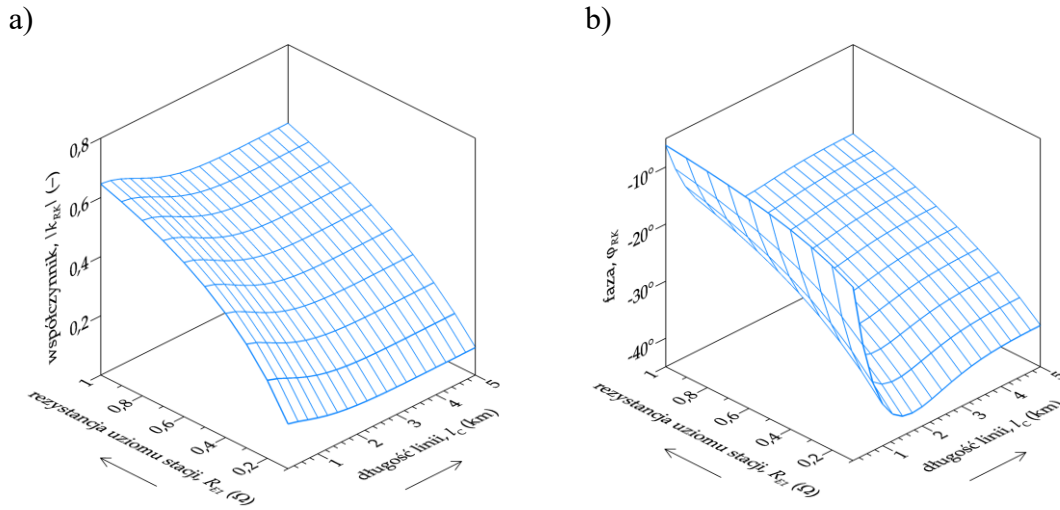
W obliczeniach przyjęto rezystancje $R_{E1} = R_{E2} = 0,5 \Omega$. Analizując wykres 7.25a można zauważyć, że w przeciwieństwie do linii kablowych wysokiego napięcia (rys. 7.21a), wartości $|k_{RK}|$ dla linii kablowych średniego napięcia maleją wraz ze wzrostem długości linii l_C . Nie dotyczy to jednak wartości $l_C < 0,75$ km oraz $R_B < 4 \Omega$, dla których wartości $|k_{RK}|$ są funkcją rosnącą. Wartości $|k_{RK}|$ dla długości $l_C \geq 0,5$ km są również funkcjami malejącymi zmiennej R_B . Dla rozważanych zakresów zmienności l_C i R_B wartości $|k_{RK}|$ zawierają się w przedziale od 0,32 do 0,56. Są to wartości zdecydowanie mniejsze niż dla kabli WN w układzie *CB* i *BEB*, a także mniejsze niż dla kabli WN w układzie *SPB*. Wynika to między innymi z wypadkowej powierzchni S przekroju dróg powrotnych prądu zwarciego:

- linia WN w układzie *CB* i *BEB* $S = 3 \times 95 \text{ mm}^2 = 285 \text{ mm}^2$;
- linia WN w układzie *SPB* $S = 120 \text{ mm}^2 + 50 \text{ mm}^2 = 170 \text{ mm}^2$;
- linia SN $S = 3 \times 50 \text{ mm}^2 = 150 \text{ mm}^2$.

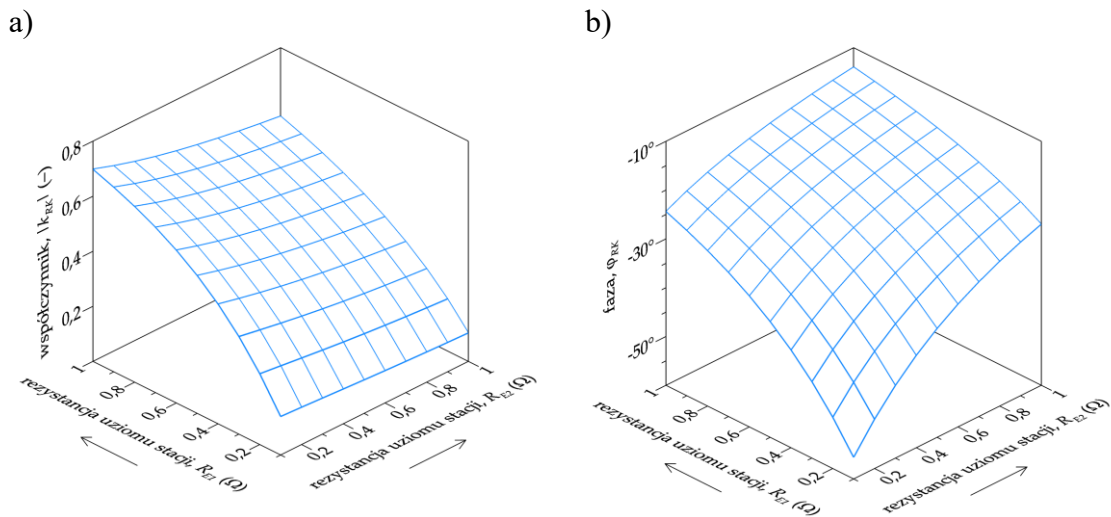


Rys. 7.25. Zależności modułu $|k_{RK}|$ (a) i fazy φ_{RK} (b) współczynnika k_{RK} dla linii kablowej średniego napięcia od długości linii l_C i rezystancji R_B uziemień stacji SN/nn

Na rysunku 7.26 przedstawiono wpływ długości linii l_C oraz rezystancji R_{E1} uziemień stacji B1 na moduł $|k_{RK}|$ (rys. 7.26a) oraz fazę φ_{RK} (rys. 7.26b). W obliczeniach przyjęto rezystancje $R_{E2} = 0,5 \Omega$ i $R_B = 5 \Omega$. Analizując wykres 7.26a można zauważyć, że wpływ długości (od której zależna jest liczba uziemień stacji SN/nn) na współczynnik $|k_{RK}|$ jest istotnie mniejszy od oddziaływania rezystancji uziemień stacji R_{E1} . W analizowanym zakresie zmienności parametrów l_C i R_{E1} współczynnik $|k_{RK}|$ w funkcji l_C przy stałej rezystancji R_{E1} zmienia się nie więcej niż o 0,12. Z kolei współczynnik w funkcji R_{E1} przy stałej długości l_C zmienia się o około 0,5.



Rys. 7.26. Zależności modułu $|k_{RK}|$ (a) i fazy φ_{RK} (b) współczynnika k_{RK} dla linii kablowej średniego napięcia od długości linii l_C i rezystancji R_{E1} uziomu stacji



Rys. 7.27. Zależności modułu $|k_{RK}|$ (a) i fazy φ_{RK} (b) współczynnika k_{RK} dla linii kablowej średniego napięcia od rezystancji uziomów R_{E1} i R_{E2}

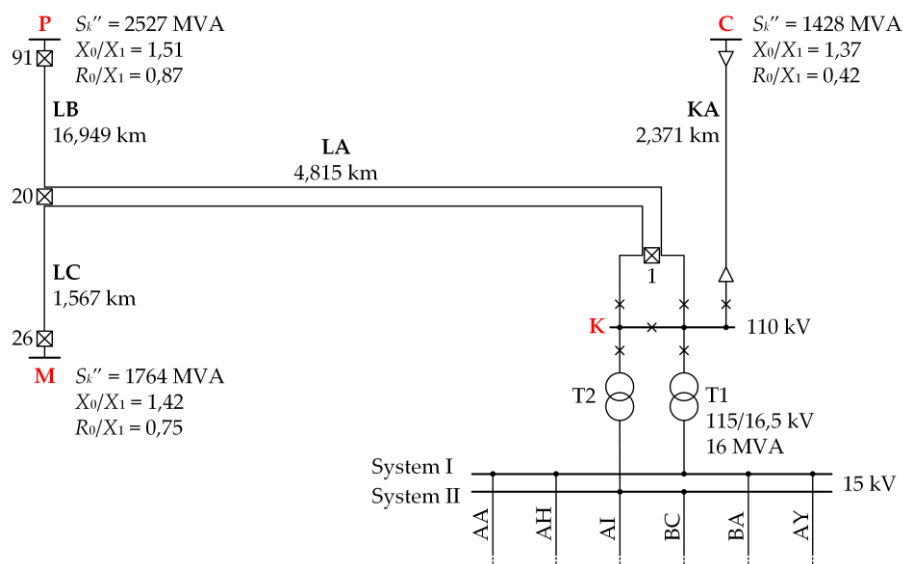
Na rysunku 7.27 przedstawiono, dla wybranych: długości linii $l_C = 1000$ m oraz rezystancji $R_B = 5 \Omega$, wpływ rezystancji uziemień stacji B1 i B2 na moduł $|k_{RK}|$ (rys. 7.27a) oraz fazę φ_{RK} (rys. 7.27b). Analizując wykres modułu $|k_{RK}|$ (rys. 7.27a) można zauważyć, że decydujący wpływ na $|k_{RK}|$ ma rezystancja uziomu stacji B1, w której występuję zwarcie. Ponadto wartość $|k_{RK}|$ rośnie wraz ze wzrostem rezystancji uziomu stacji B1, natomiast maleje ze wzrostem rezystancji uziomu stacji B2.

8

Badania i analiza skutków rozplywu prądu zwarcia w rzeczywistej stacji elektroenergetycznej WN/SN

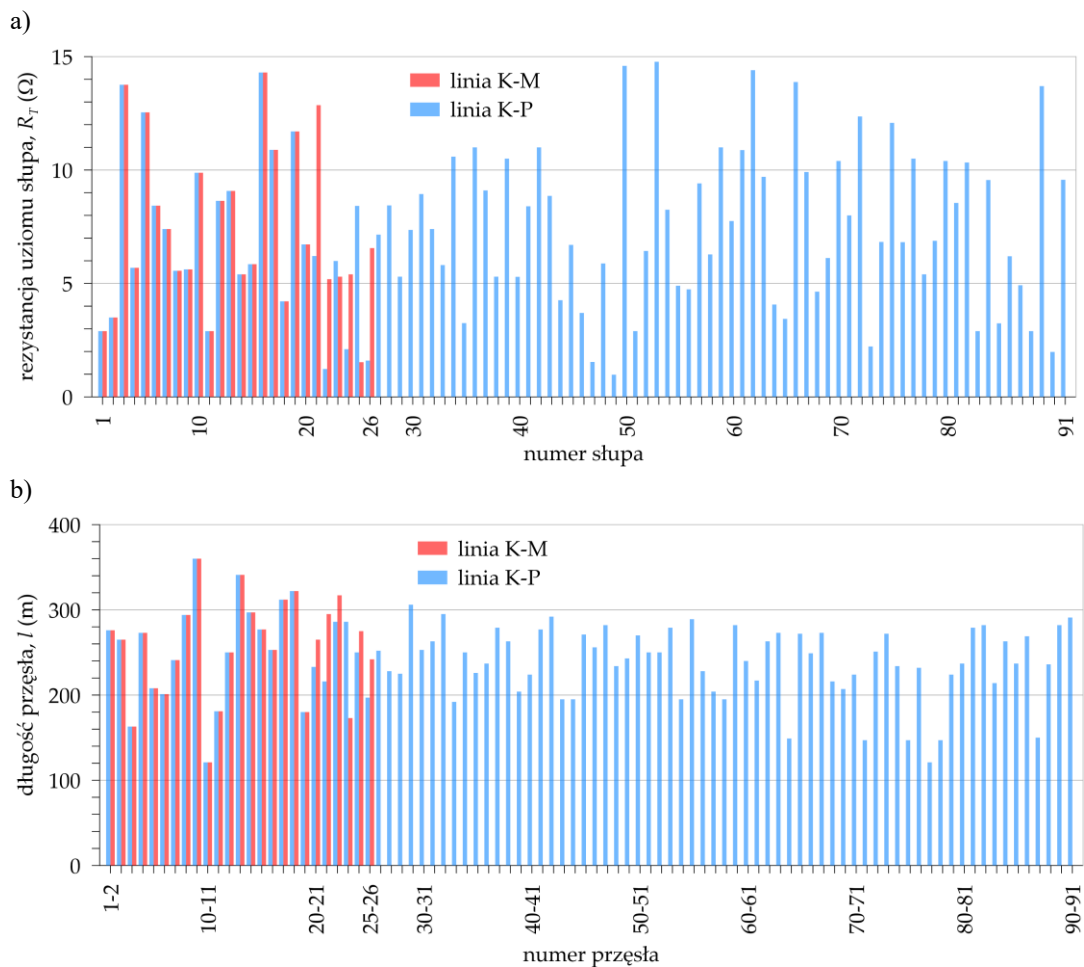
8.1. Przedmiot badań

Przedmiotem badań jest układ elektroenergetyczny przedstawiony na rysunku 8.1. Stanowi on fragment sieci rozdzielczej 110 kV, której strukturę tworzą trzy stacje elektroenergetyczne K, M i P połączone ze sobą liniami napowietrznymi LA, LB, LC. Sieć ta, docelowo (stan planowany) ma zostać rozbudowana o stację C, która ma być połączona ze stacją K linią kablową KA. Stacja K jest połączona ze stacją P torem nr 1 linii LA (na odcinku od słupa nr 1 do słupa nr 20) i jednotorową linią LB (na odcinku od słupa nr 20 do słupa nr 91) oraz ze stacją M torem nr 2 linii LA (na odcinku od słupa nr 1 do słupa nr 20) i jednotorową linią LC (na odcinku od słupa nr 20 do słupa nr 26). Wartości rezystancji R_T uziomów poszczególnych słupów oraz długości l kolejnych przęseł przedstawiono na rysunku 8.2.



Rys. 8.1. Schemat sieci rozdzielczej 110 kV zasilającej stację elektroenergetyczną K

Transformatory T1 i T2 115/16,5 kV (rys. 8.1) zasilają dwusystemową rozdzielnię 15 kV, do szyn której przyłączone jest sześć linii kablowych oznaczonych jako AA, AH, AI, BC, BA, AY. Strukturę tych linii przedstawiono na rysunku 8.3. W analizie pominięto przyłączone do rozdzielni 15 kV linie napowietrzne, które nie stanowią dróg ziemnopowrotnych w rozplywie prądu zwarciegowego w analizowanej stacji.

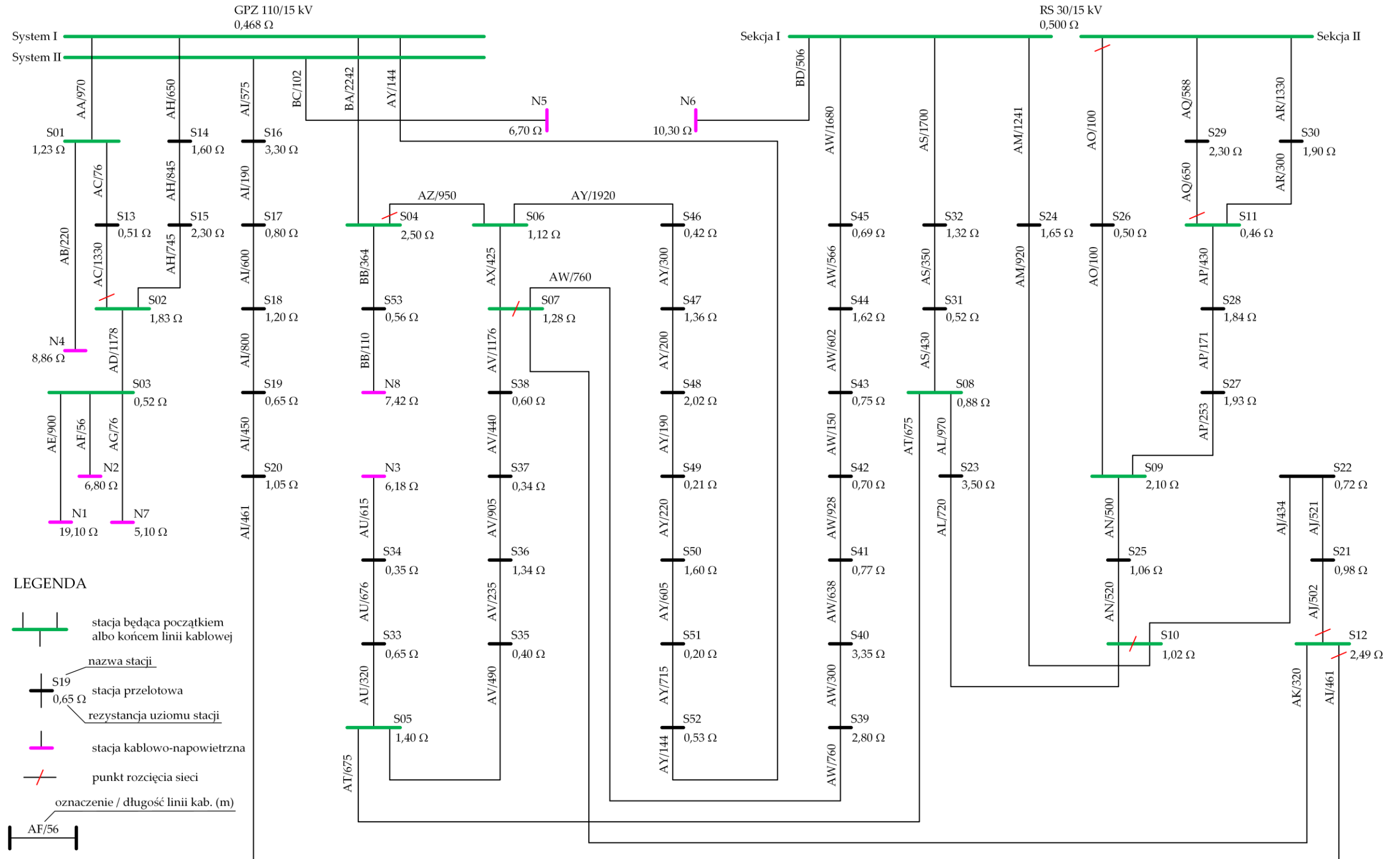


Rys. 8.2. Parametry linii napowietrznych 110 kV:
a) rezystancje R_T uziomów słupów; b) długości l przęsła

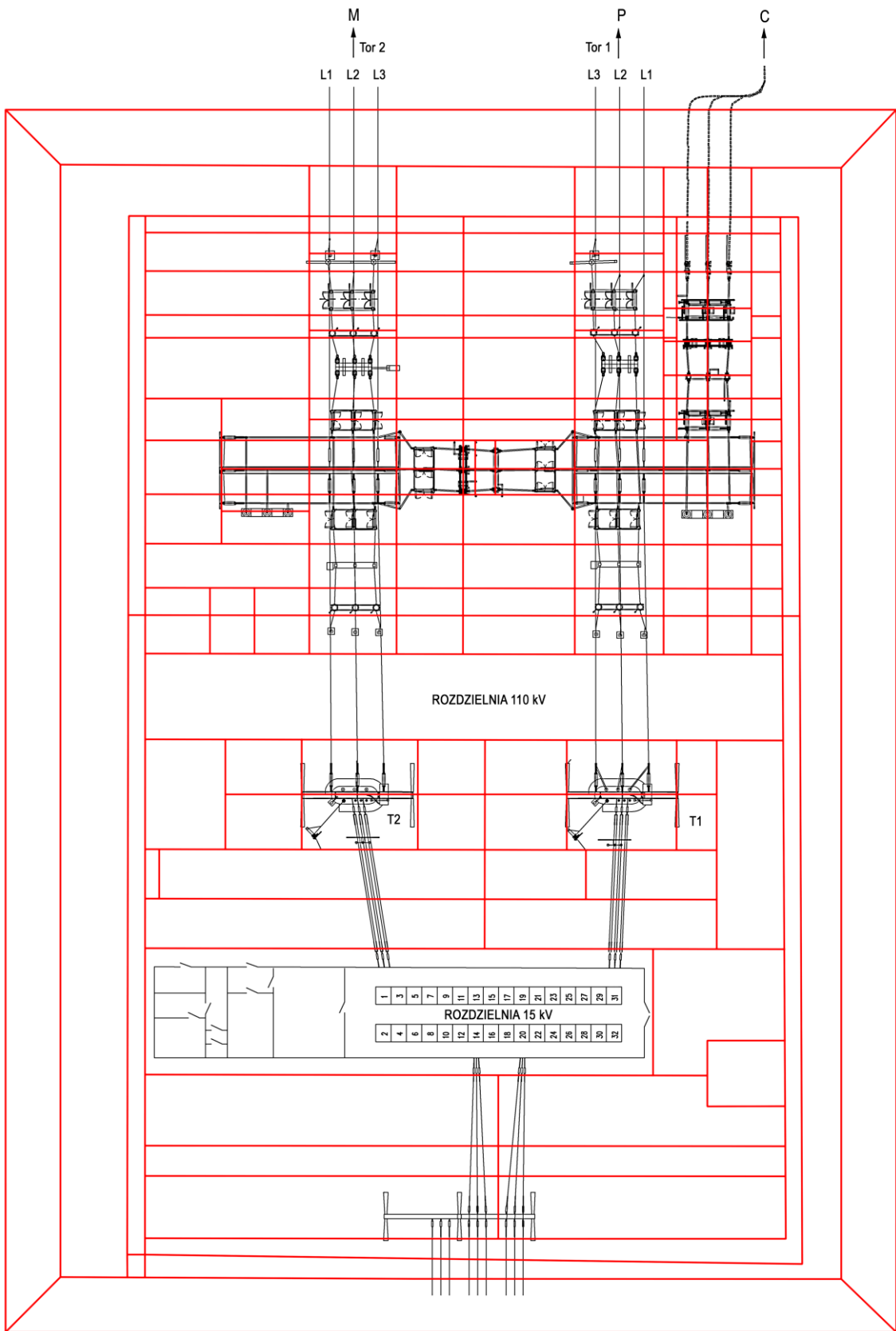
Schemat instalacji układu uziomowego stacji K przedstawiono na rysunku 8.4. Wartość rezystancji R_E uziomu, wyznaczona przy pomocy metody przedstawionej w rozdziale 4.3, wynosi $0,468 \Omega$ dla założonej rezystywności gruntu $100 \Omega\cdot\text{m}$. Elektrody uziomu odwzorowywano w postaci walców o promieniu 10 mm i liczbie podziału $l_p = 5$, usytuowanych w gruncie na głębokości 1 m .

Celem badań była analiza rozplądów prądów zwarcé jednofazowych występujących w stacji K oraz wpływu zmiany struktury sieci 110 kV na wartości prądów zwarciovych w przewodach odgromowych, napiéc uziomowych i dotykowych w stacji K oraz napiéc wyniesionych ze stacji K do stacji M, P, C i stacji SN/nn w sieci 15 kV .

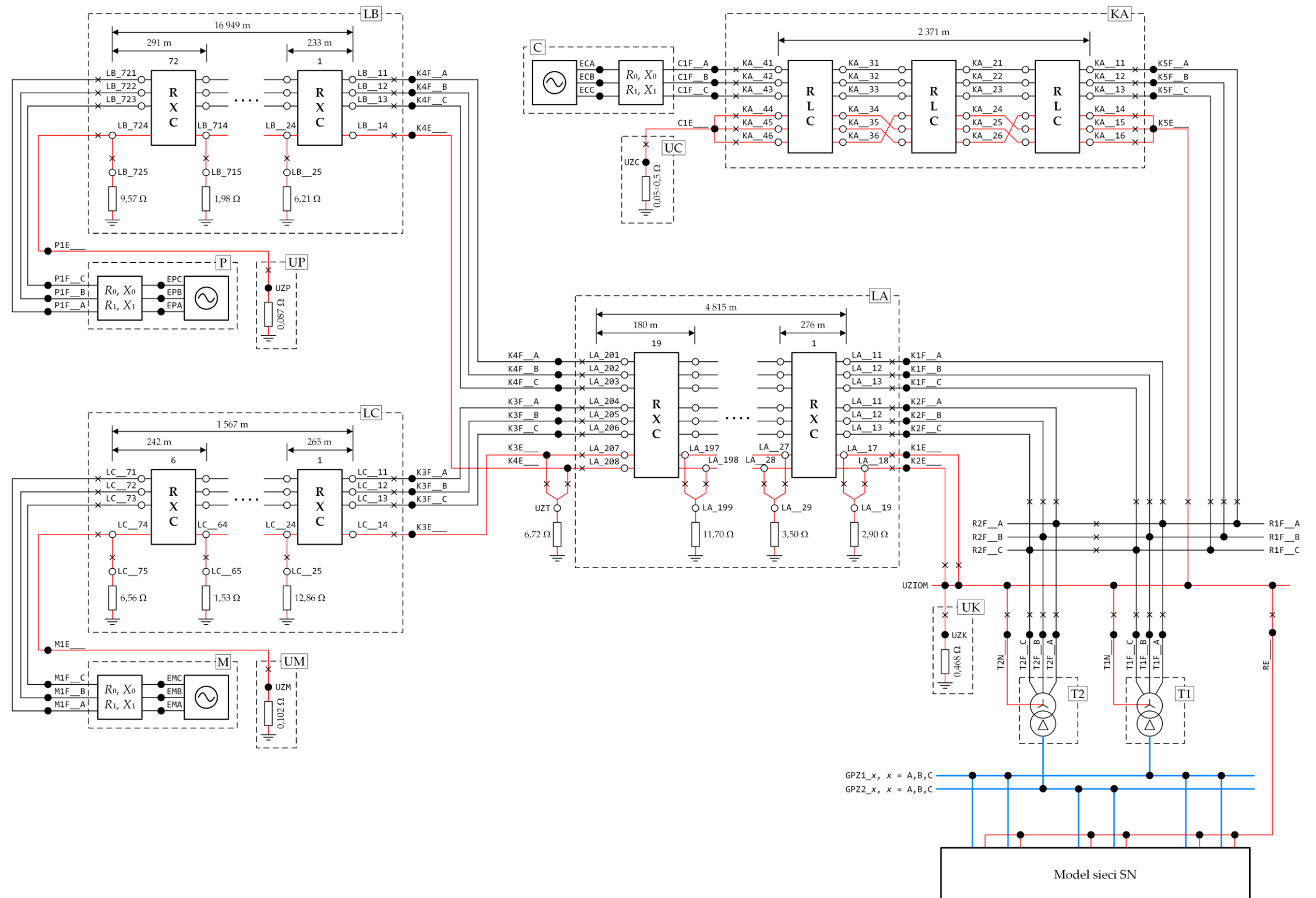
Badania przeprowadzono z wykorzystaniem modeli przedstawionych w rozdziałach 4÷7, stanowiących modele cząstkowe poszczególnych elementów rozpatrywanych sieci 110 kV i 15 kV . Schemat modelu sieci 110 kV przedstawiono na rysunku 8.5, a modelu sieci 15 kV na rysunkach 8.6 i 8.7.



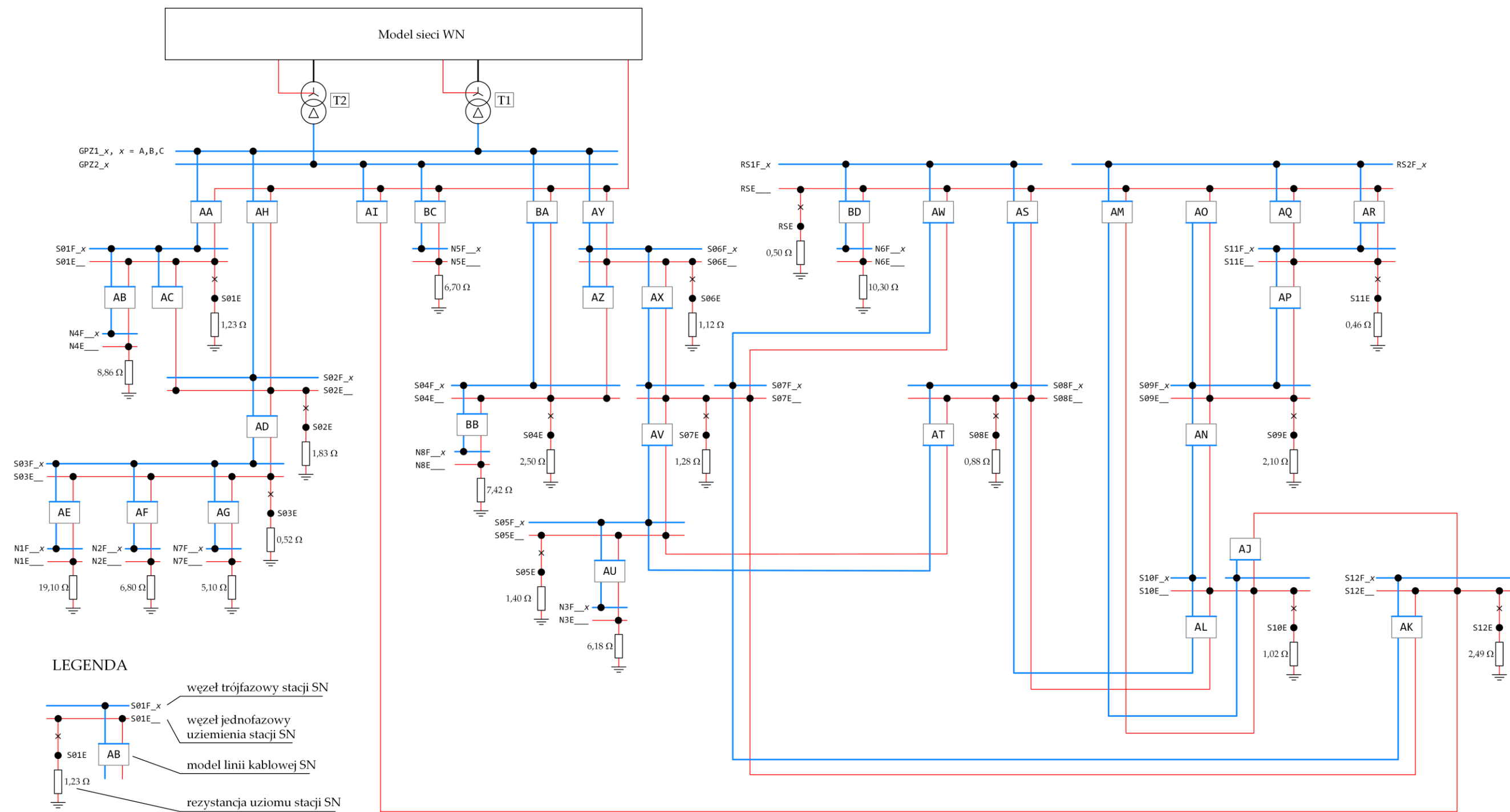
Rys. 8.3. Schemat analizowanej sieci 15 kV zasilanej ze stacji K



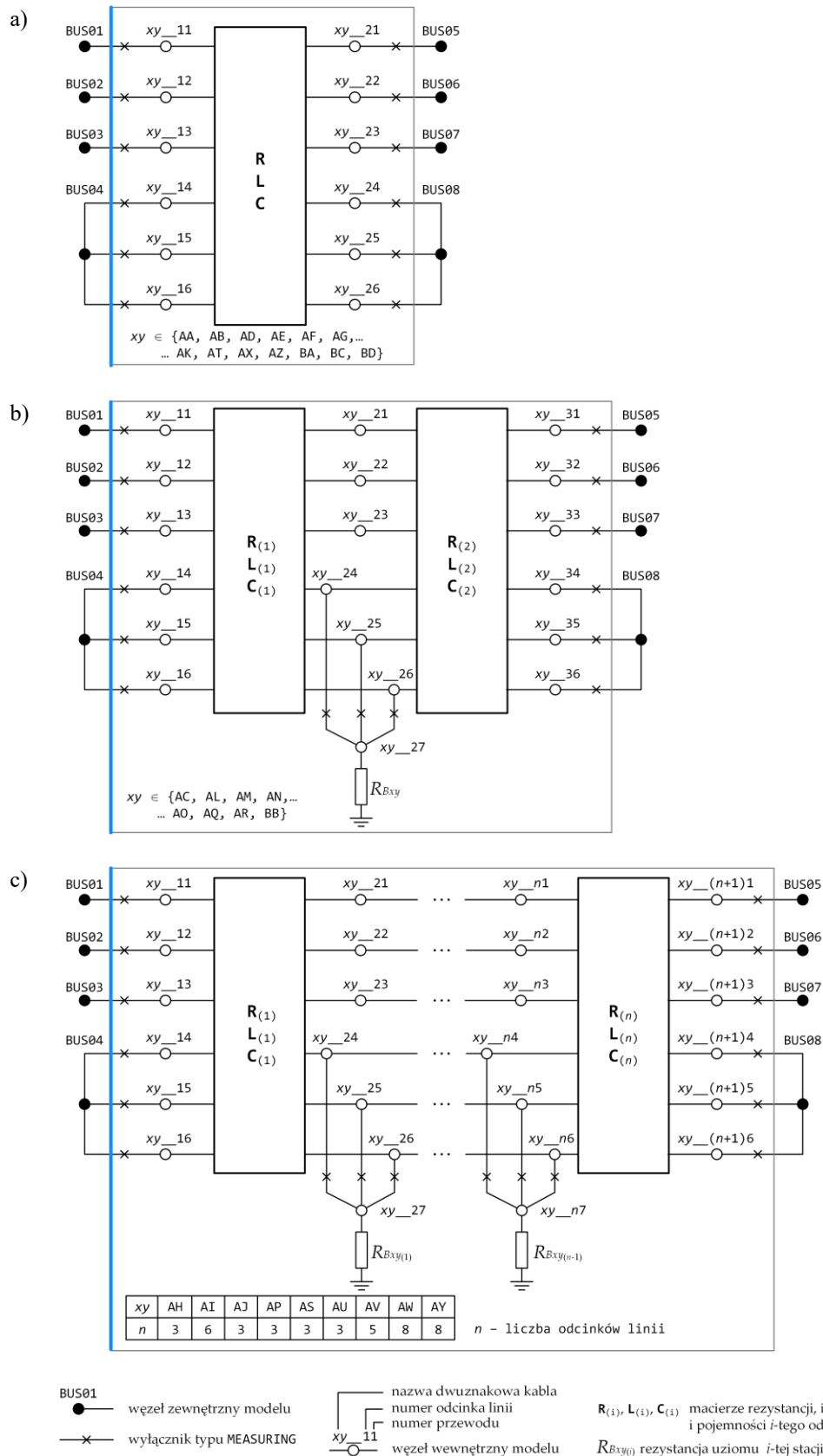
Rys. 8.4. Schemat instalacji układu uzimowego stacji K



Rys. 8.5. Schemat blokowy modelu sieci 110 kV



Rys. 8.6. Schemat blokowy modelu sieci 15 kV

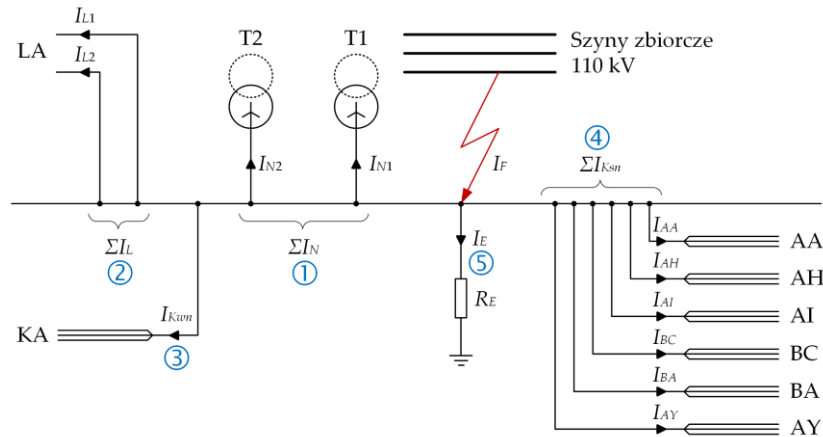


Rys. 8.7. Schematy blokowe modeli wielofazowych linii kablowych 15 kV:

- a) jednoodcinkowy (bez stacji 15/0,4 kV); b) dwuodcinkowy (z jedną stacją 15/0,4 kV); c) wieloodcinkowy (z dwoma i więcej stacjami 15/0,4 kV)

8.2. Analiza rozptyłu prądów zwarcia jednofazowych w stacji K

Na rysunku 8.8 przedstawiono schematycznie pięć grup dróg rozptyłu prądu zwarcia jednofazowego I_F w stacji K: (1) do punktów gwiazdowych transformatorów T1 i T2, (2) do przewodów odgromowych linii LA, (3) do żył powrotnych linii kablowej wysokiego napięcia KA, (4) do żył powrotnych linii kablowych średniego napięcia AA...AY oraz (5) do uziomu stacji K.

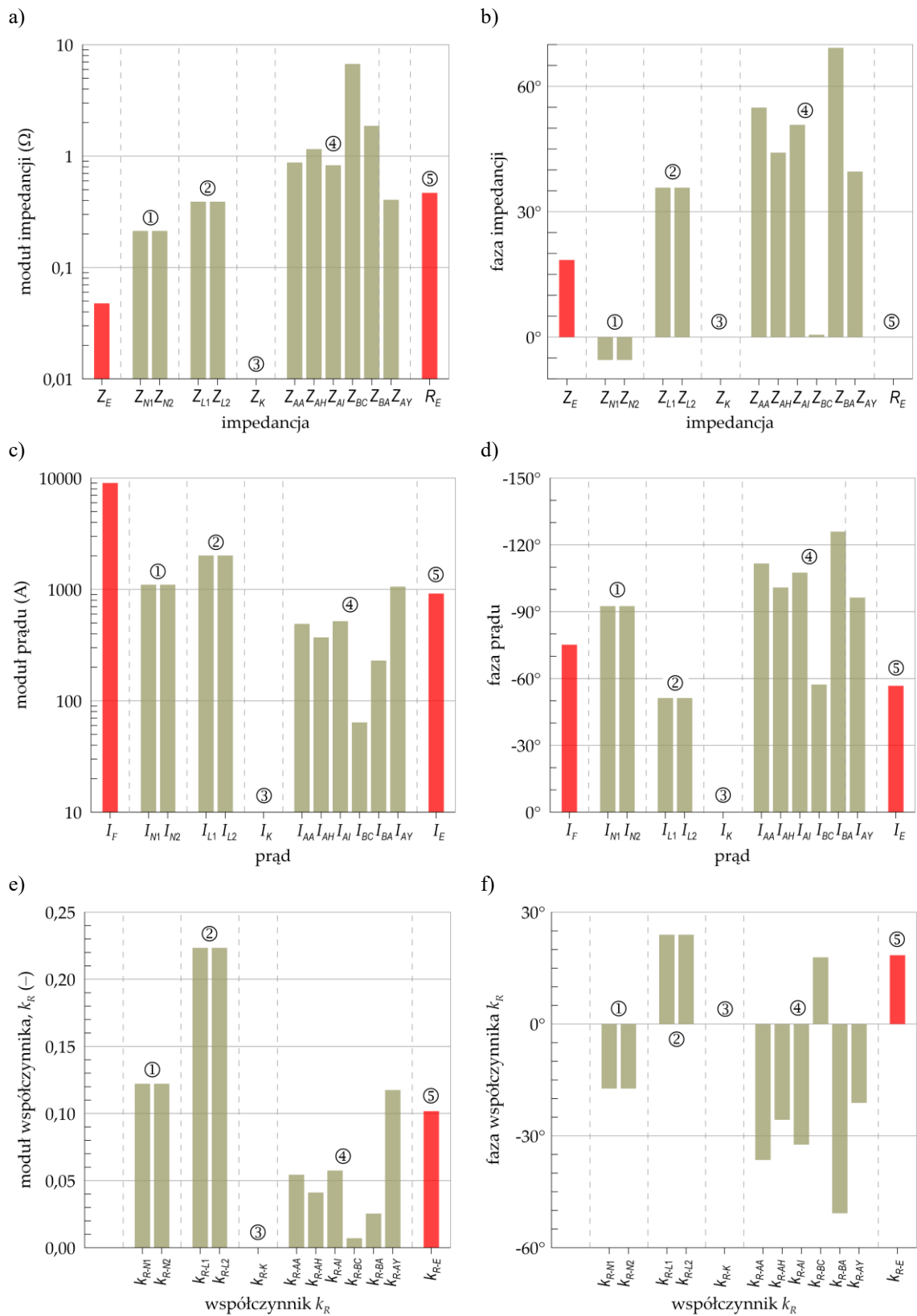


Rys. 8.8. Schemat rozptyłu prądu I_F zwarcia jednofazowego w stacji K

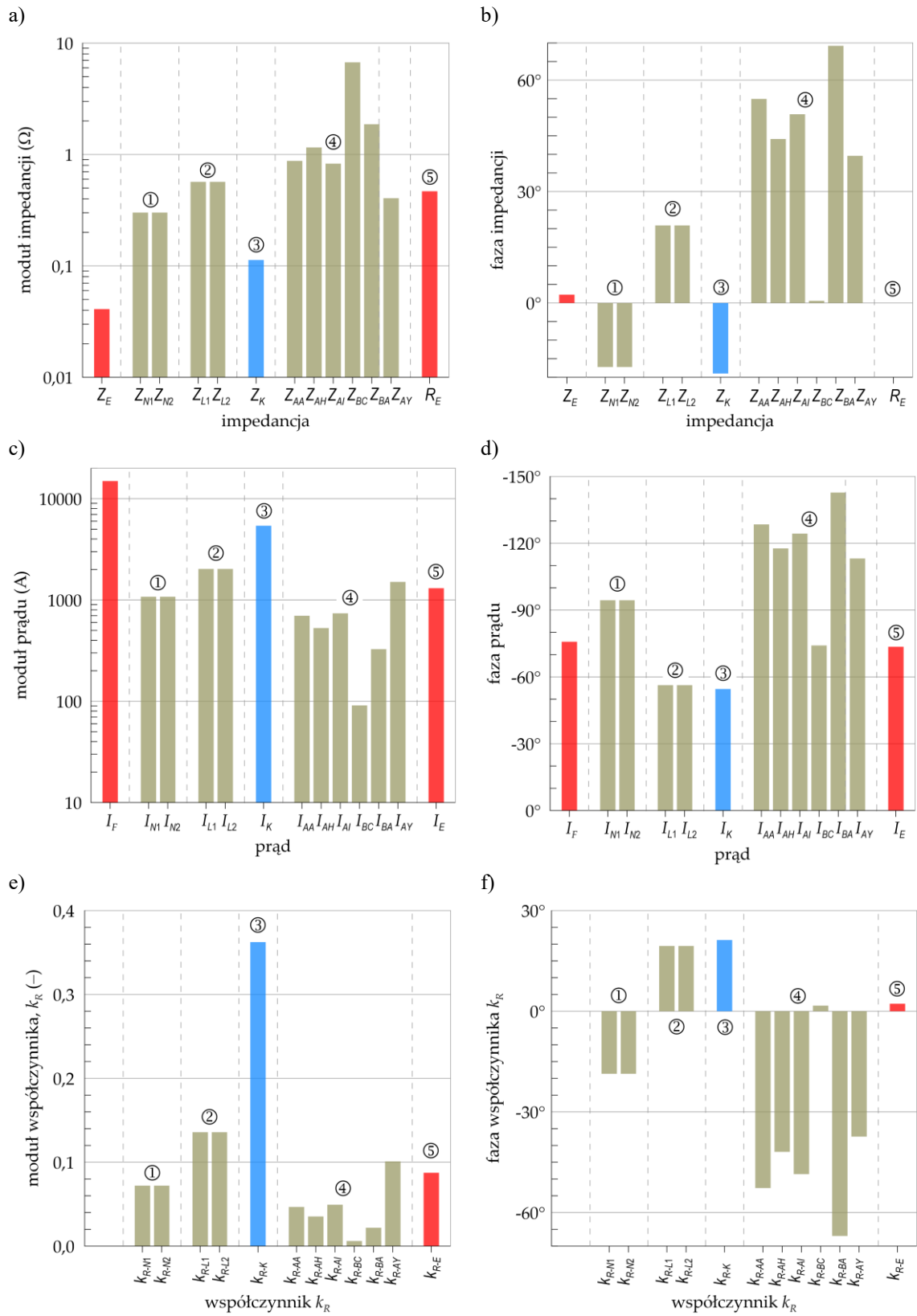
I_{N1}, I_{N2} – prądy odpływające do punktów gwiazdowych transformatorów T1 i T2; I_{L1}, I_{L2} – prądy odpływające przewodami odgromowymi toru 1 i toru 2 linii LA; $I_{AA...AY}$ – prądy odpływające żyłami powrotnymi linii kablowych AA...AY średniego napięcia; $I_{K_{wn}}$ – prąd odpływający żyłami powrotnymi linii kablowej KA wysokiego napięcia; I_E – prąd wpływający do uziomu stacji; R_E – rezystancja uziomu stacji; ①②③④⑤ – grupy dróg rozptyłu prądu zwarcia

Na rysunku 8.9 przedstawiono wartości modułów (rys. 8.9a) i faz (rys. 8.9b) impedancji poszczególnych dróg rozptyłu prądów zwarcia w stanie istniejącym stacji K. Wartości modułów tych impedancji zawierają się w przedziale od $0,213 \Omega$ do $6,717 \Omega$. Najmniejsze wartości dotyczą dróg przepływu prądów zwarcia I_{N1}, I_{N2} do punktów gwiazdowych transformatorów T1 i T2. Moduły i fazy tych impedancji są jednakowe, co wynika z identycznych parametrów obu transformatorów. Jednakowe są również moduły i fazy impedancji dróg przepływu prądów zwarcia I_{L1}, I_{L2} do przewodów odgromowych linii napowietrznej LA, pomimo zróżnicowania parametrów linii LB i LC (rys. 8.1). Świadczy to o tym, że o wartościach tych impedancji decydują parametry początkowych przęseł linii LA, które są wspólne dla obu torów na odcinku od słupa nr 1 do słupa nr 20.

Wartości impedancji dróg ziemnopowrotnych w liniach kablowych średniego napięcia są zróżnicowane i zawierają się w przedziale od $0,405 \Omega$ dla linii AY do wartości $6,717 \Omega$ dla linii BC. Zróżnicowane są również fazy tych impedancji od wartości $0,57^\circ$ dla linii BC do wartości $69,22^\circ$ dla linii BA. Wynika to z niejednakowych parametrów poszczególnych linii kablowych.



Rys. 8.9. Zależności modułów (a) i faz (b) impedancji, modułów (c) i faz (d) prądów oraz modułów (e) i faz (f) współczynników rozptylnych k_R poszczególnych grup dróg powrotnych rozptylnych prądów zwarciovych w stacji K w stanie istniejącym



Rys. 8.10. Zależności modułów (a) i faz (b) impedancji, modułów (c) i faz (d) prądów oraz modułów (e) i faz (f) współczynników rozpyływych k_R poszczególnych grup dróg powrotnych rozpyływu prądów zwarciovych w stacji K w stanie docelowym

Wypadkowa impedancja Z_E uziemienia stacji K jest równoległym połączeniem wszystkich impedancji dróg rozptywu prądu zwarcia i rezystancji uziemienia R_E . Dla wartości rezystancji $R_E = 0,468 \Omega$ wartość impedancji $Z_E = 0,048e^{j18,46^\circ} \Omega$.

Wartości impedancji dróg rozptywu determinują wartości prądów zwarciovych w nich płynących. Na rysunkach 8.9c i 8.9d przedstawiono moduły i fazy tych prądów, natomiast na rysunkach 8.9e i 8.9f moduły i fazy współczynników rozptywowych:

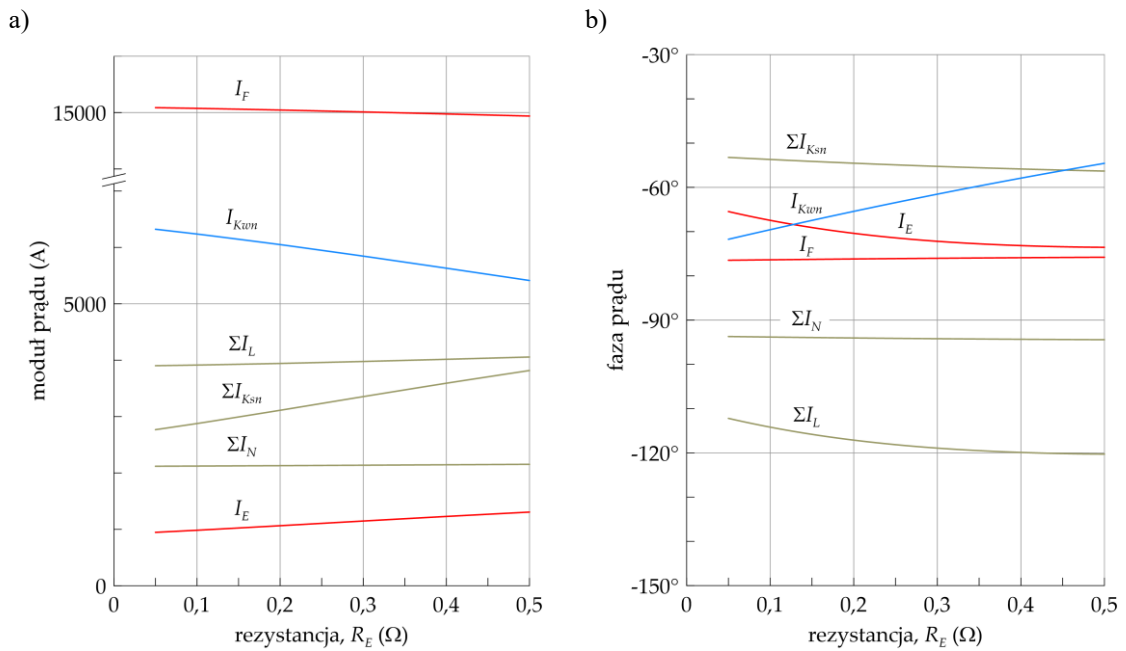
$$k_{R-\dots} = \frac{I_{\dots}}{I_F} = |k_{R-\dots}| \exp(j\varphi_{R-\dots}) \quad (8.1)$$

Wartości modułów prądów zawierają się w przedziale od 64,0 A do 2016,5 A. Największe udziały w odprowadzaniu prądu zwarciovego ($I_F = 9026 \cdot e^{-j75,2^\circ}$ A) mają:

- przewody odgromowe linii napowietrznych – suma prądów $\Sigma I_L = 4033 \cdot e^{-j51,3^\circ}$ A, współczynnik rozptywowy grupy $k_{R-\Sigma L} = 0,447 \cdot e^{j23,9^\circ}$;
- kable średniego napięcia – suma prądów $\Sigma I_{Ksn} = 2683 \cdot e^{-j103,5^\circ}$ A, współczynnik rozptywowy grupy $k_{R-\Sigma Ksn} = 0,297 \cdot e^{-j28,3^\circ}$;
- transformatory – suma prądów $\Sigma I_N = 2205 \cdot e^{-j92,5^\circ}$ A, współczynnik rozptywowy grupy $k_{R-\Sigma T} = 0,244 \cdot e^{-j17,3^\circ}$;
- uziom stacji – $I_E = 918 \cdot e^{-j56,7^\circ}$ A, współczynnik rozptywowy $k_{RE} = 0,102 \cdot e^{j18,5^\circ}$.

Planowane połączenie linią kablową 110 kV stacji K ze stacją C powoduje powstanie kolejnej drogi rozptywu prądu zwarcia, co skutkuje zmianami wartości impedancji powrotnych już istniejących dróg, a w konsekwencji zmianami rozptywu prądu zwarcia. Ilustruje to rysunek 8.10, na którym przedstawiono wykresy analogiczne jak na rysunku 8.9. Zauważyć można, że impedancje składowe dróg do punktów neutralnych transformatorów i przewodów odgromowych linii napowietrznych zwiększają się, natomiast impedancje składowe dróg do żył powrotnych kabli średniego napięcia nie zmieniają się, co wynika z tego, że kablami tymi nie dopływają prądy zwarciovie od sieci SN. Wypadkowa impedancja Z_E uziemienia stacji zmniejsza się, co wynika z dodatkowej drogi do żył powrotnych linii kablowej 110 kV w stanie docelowym układu stacji K. Konsekwencją tych zmian jest oczywiście zmiana rozptywu prądu zwarcia ($I_F = 14939 \cdot e^{-j75,8^\circ}$ A), przy czym wartości prądów ΣI_N oraz ΣI_L praktycznie nie ulegają zmianie, natomiast istotnie zwiększają się prądy w żyłach powrotnych kabli SN oraz w uziomie stacji. W efekcie tego, w stanie planowanym stacji K, wartości współczynników rozptywowych $k_{R-\Sigma L}$ i $k_{R-\Sigma T}$ znacznie zmniejszają się, a wartości współczynników $k_{R-\Sigma Ksn}$ oraz k_{RE} również zmniejszają się, ale nieznacznie.

Przedstawione na rysunku 8.10 wykresy wyznaczono dla wartości rezystancji uziemienia $R_E = 0,5 \Omega$ w stacji C. Wartość tej rezystancji wpływa na rozptywy prądów zwarciovych, co ilustruje rysunek 8.11, na którym przedstawiono wartości prądów w wyspecyfikowanych w stacji K drogach rozptywu. Wartości prądów I_F , ΣI_N , ΣI_L są praktycznie od tej rezystancji niezależne, natomiast mniejszym wartościom R_E odpowiadają większe wartości prądu I_{Kwn} oraz mniejsze wartości prądu I_{Ksn} i I_E .

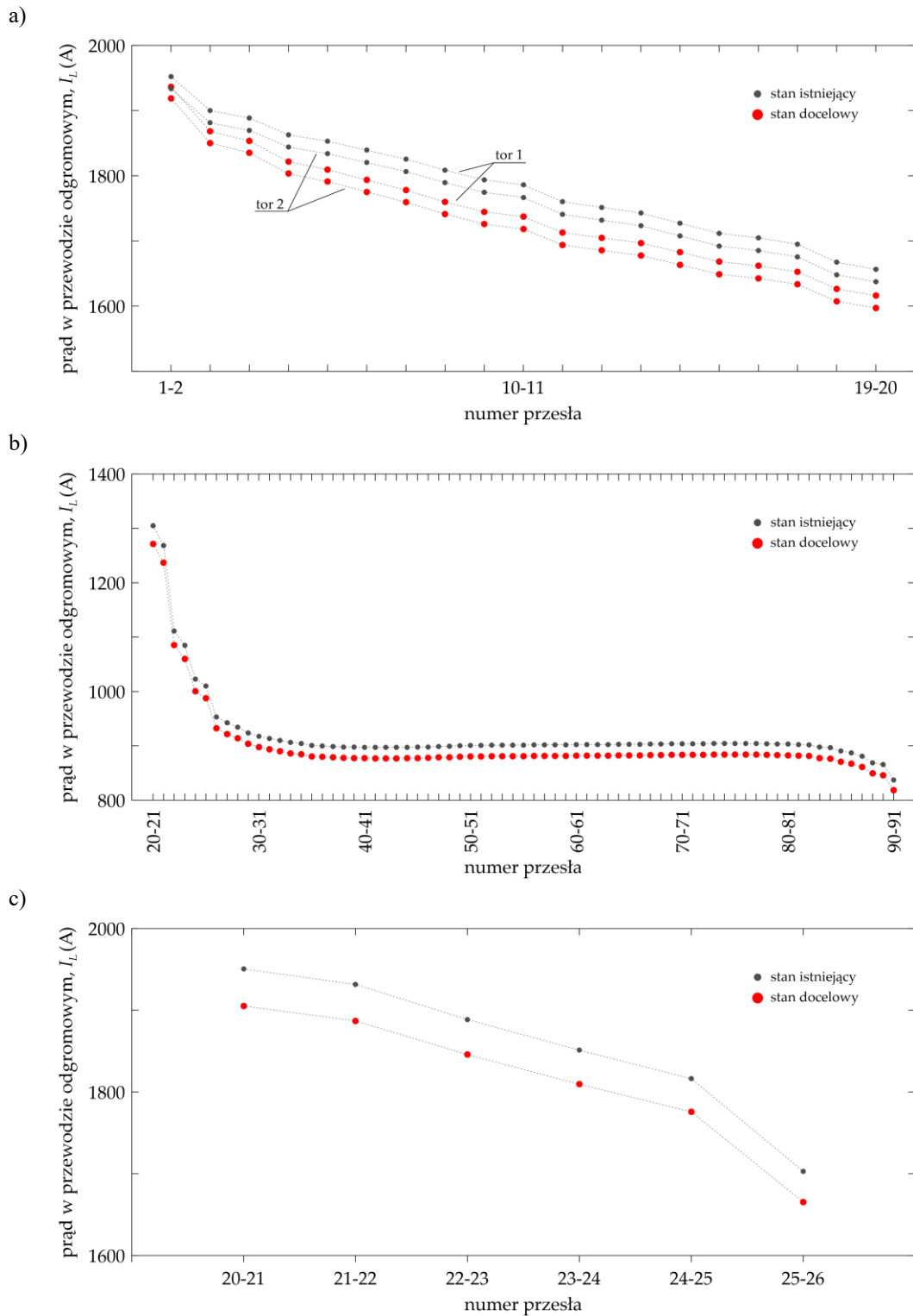


Rys. 8.11. Zależności modułów (a) i faz (b) prądów poszczególnych grup dróg rozptywu prądów zwarciovych w stacji K w zależności od rezystancji R_E uziemienia w stacji C

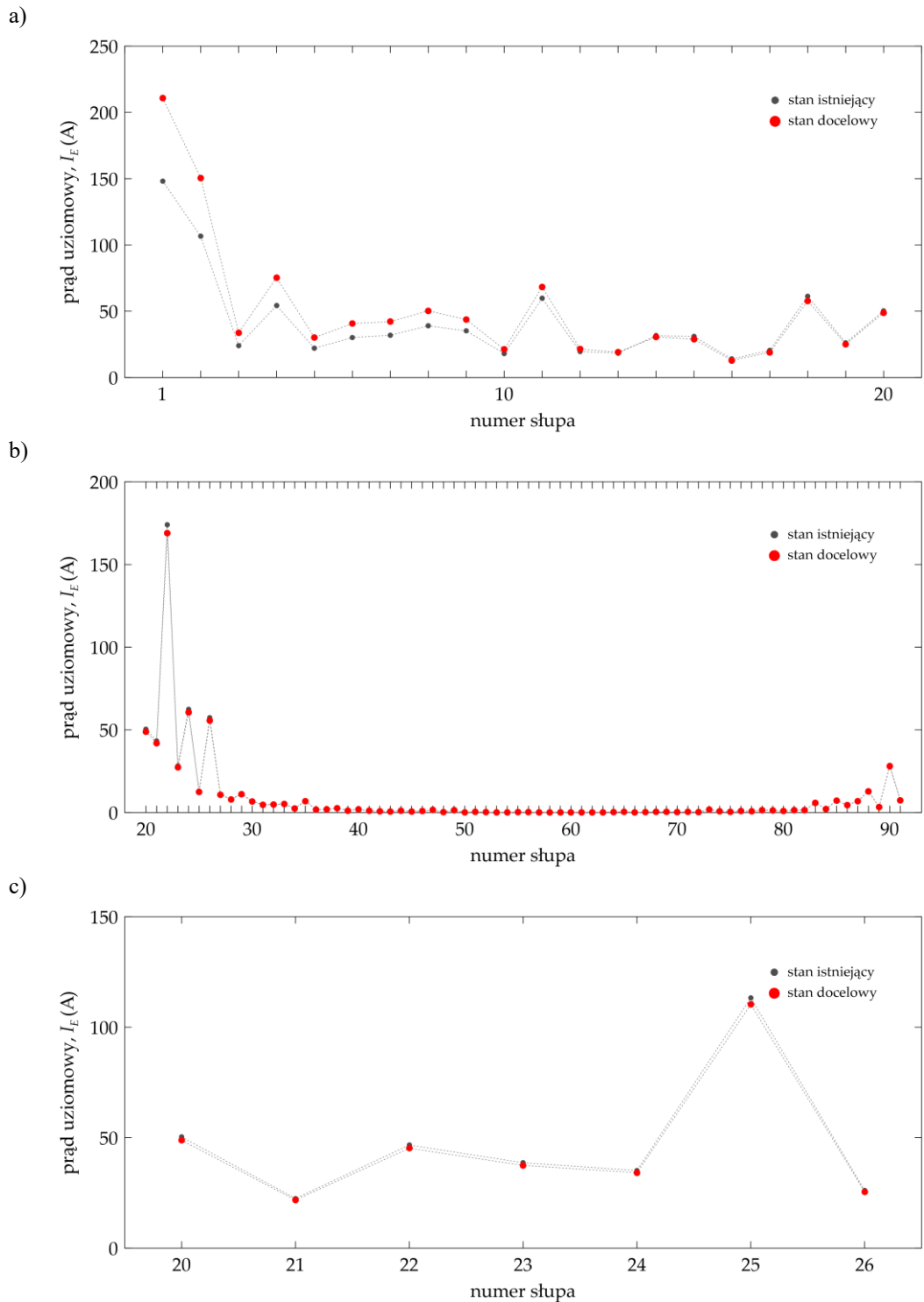
8.3. Analiza rozptyłu prądów zwarciovych w liniach napowietrznych 110 kV

Zaproponowane w rozprawie wielofazowe modele niejednorodnych struktur napowietrznych linii elektroenergetycznych, umożliwiają także efektywną analizę rozptyłów prądów zwarciovych w poszczególnych odcinkach przewodów odgromowych oraz w uziomach słupów. Wynika to z cech charakterystycznych tych modeli, jakimi są odwzorowanie poszczególnych przęseł w postaci sprzężonych wzajemnie czwórników typu Π oraz przyjęta konwencja tworzenia unikatowych nazw węzłów wewnętrznych modeli, pozwalająca na analizę praktycznie nieograniczonej liczby linii, o maksymalnych liczbach przęseł 998.

Na rysunku 8.12 przedstawiono rozptyły prądów zwarciovych w kolejnych odcinkach przewodów odgromowych linii LA, LB oraz LC. Wynika z nich, że wartości prądów w przewodach odgromowych są największe w początkowych przęsełach linii i zmniejszą się w miarę oddalania się od stacji K. Planowane połączenie stacji C ze stacją K – pomimo zwiększenia mocy zwarciowej w stacji K, a tym samym prądu zwarcia – powoduje zmniejszenie wartości prądów zwarciovych w przewodach odgromowych. Wynika to z tego, że w stanie docelowym znaczna część prądu zwarcia odprowadzana będzie ze stacji K żyłami powrotnymi linii kablowej (rys. 8.10 i rys. 8.11). Przedstawione na rysunku 8.12 wykresy wyznaczono dla wartości rezystancji uziemienia R_E w stacji C wynoszącej 0,5 Ω . Jednakże, jak to wynika z rysunku 8.11, wartość tej rezystancji praktycznie nie wpłynie na wartości prądów zwarciovych w przewodach odgromowych.



Rys. 8.12. Wpływ połączenia linią kablową stacji K ze stacją C na rozpiły prądów zwarciowych w kolejnych odcinkach przewodów odgromowych linii LA (a), LB (b) i LC (c)



Rys. 8.13. Wpływ połączenia linią kablową stacji K ze stacją C na rozpyły prądów zwarciovych do uziomów kolejnych słupów linii LA (a), LB (b) i LC (c)

Znajomość prądów zwarciovych w przewodach odgromowych niezbędna jest dla oceny skutków cieplnych wywołanych przepływami tych prądów. Natomiast prądy zwarciove wpływające do uziomów słupów decydują o zagrożeniu porażeniowym w bezpośrednim otoczeniu konstrukcji wsporczych. Na rysunku 8.13 przedstawiono wykresy prądów zwarciovych płynących w uziomach kolejnych słupów linii LA, LB i LC dla stanu istniejącego i docelowego stacji K. Wartości prądów spływających do uziomów początkowych słupów dwutorowej linii LA (do słupa nr 10 licząc od stacji K) są większe dla stanu docelowego. Dołączenie linii kablowej KA praktycznie nie wpływa na wartości prądów spływających do kolejnych uziomów słupów linii LA, a także uziomów słupów linii LB i LC (rys. 8.13b i rys. 8.13c). Wykresy przedstawione na rysunku 8.13 są podstawą wyznaczenia napięć uziomowych konstrukcji wsporczych, co przedstawiono w rozdziale 8.5.

8.4. Analiza napięć dotykowych na terenie stacji K

Jednym ze skutków zwarć jest powstanie na terenie stacji K napięć dotykowych U_D , które na podstawie wzoru (4.19) można przedstawić w postaci:

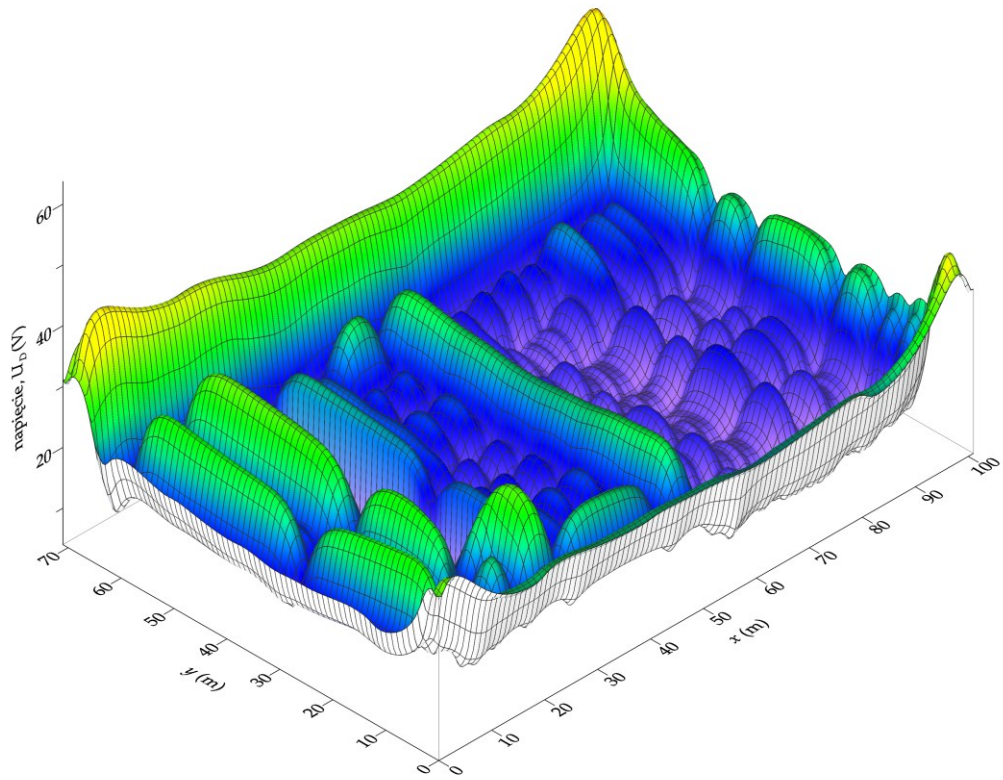
$$U_D(x, y) = I_E R_E - V_U(x, y, 0) \quad (8.2)$$

gdzie: I_E – część prądu zwarcia wpływająca do uziomu stacji K, R_E – rezystancja uziomu stacji K, $V_U(x, y, 0)$ – rozkład potencjału uziomowego na terenie stacji K, który wyznaczany jest na podstawie metody i algorytmu przedstawionego w rozdziale 4.

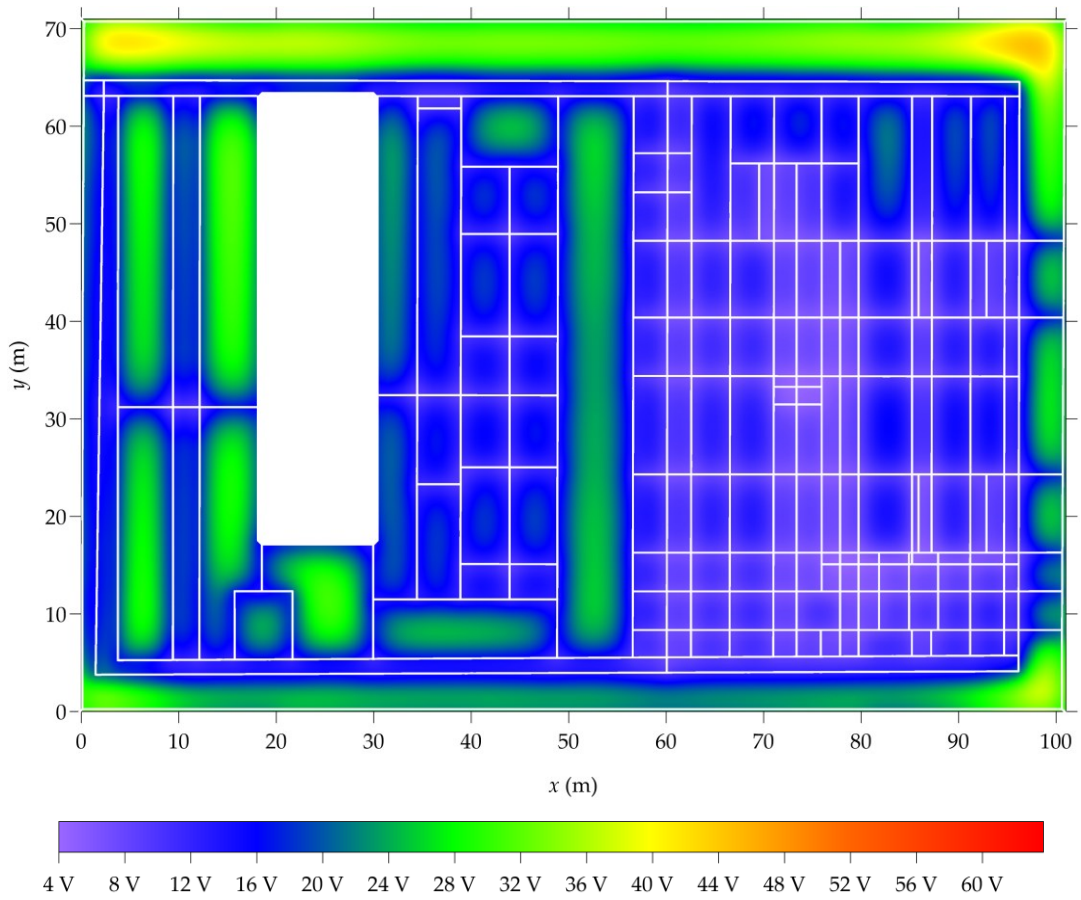
Na rysunku 8.14a i 8.14b przedstawiono w postaci przestrzennej oraz w postaci płaskiej spodziewane rozkłady napięcia dotykowego U_D w stanie istniejącym stacji K. Napięcia te wywołane są przez prąd I_E o wartości 918 A, który wpływa do uziomu stacji o wartości rezystancji $R_E = 0,468 \Omega$. W przedstawionym przypadku wartości napięć U_D zawierają się od 4,02 ÷ 44,82 V. Najmniejsze wartości występują wewnątrz stacji w miejscach największego zagęszczenia kraty uziomowej (rys. 8.4 i 8.14b), a największe w obszarach narożnych stacji o współrzędnych ($0 \text{ m} < x < 10 \text{ m}$, $65 \text{ m} < y < 70 \text{ m}$), ($90 \text{ m} < x < 100 \text{ m}$, $65 \text{ m} < y < 70 \text{ m}$) oraz ($95 \text{ m} < x < 100 \text{ m}$, $0 \text{ m} < y < 5 \text{ m}$).

Na rysunku 8.15a i 8.15b przedstawiono z kolei analogiczne rozkłady napięć U_D jak na rysunku 8.14, ale dla stanu docelowego stacji K i założonej rezystancji R_E stacji C wynoszącej $0,5 \Omega$. Rozkłady napięć wywołane są w tym przypadku przepływem prądu I_E o wartości 1306 A. Wartości napięć U_D zawierają się w przedziale 5,71 ÷ 63,76 V i podobnie, jak w stanie istniejącym, najmniejsze wartości napięć występują na obszarach największego zagęszczenia oczek kraty uziomowej, a największe – w obszarach narożnych kraty uziomowej.

a)

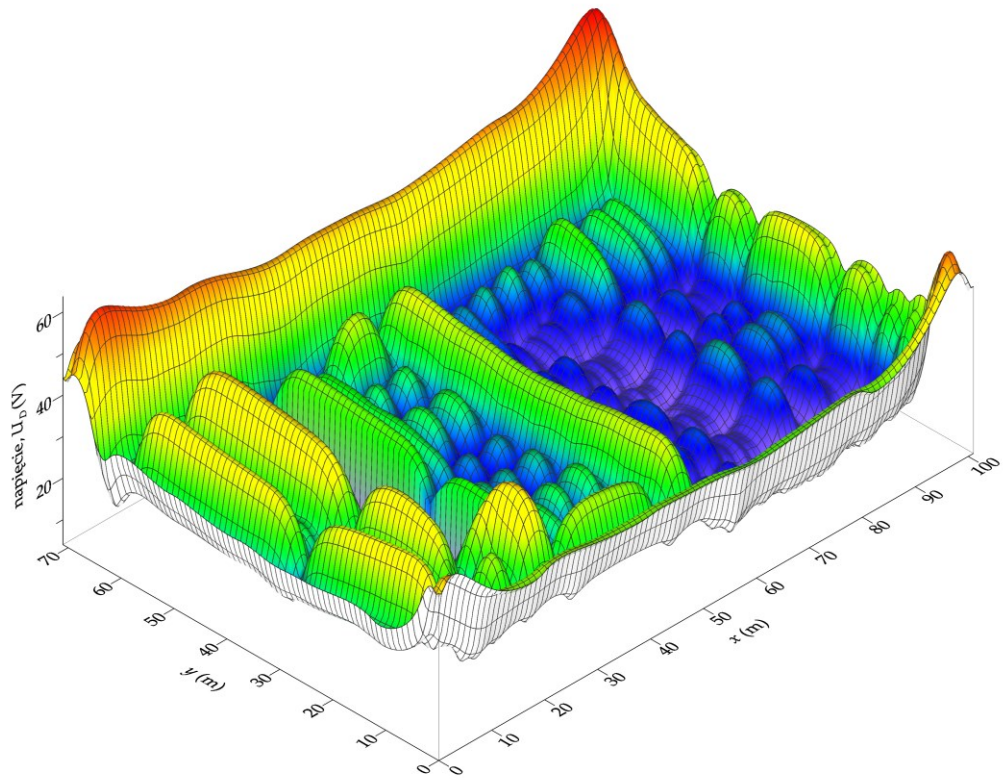


b)

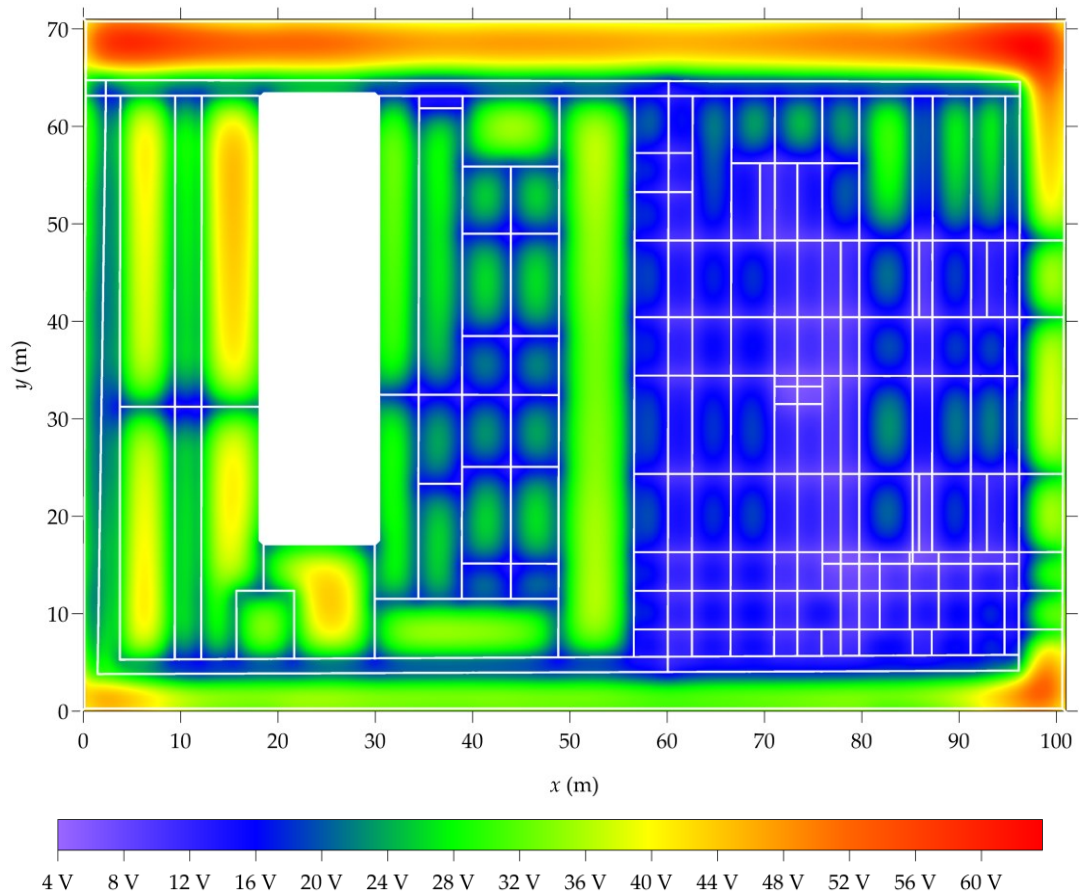


Rys. 8.14. Rozkłady napięcia dotykowego U_D dla uziomu stacji K z rysunku 8.4 w stanie istniejącym:
a) przestrzenny; b) płaski

a)

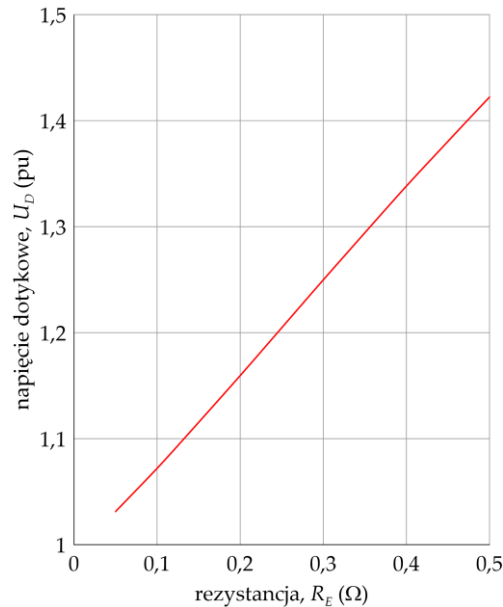


b)



Rys. 8.15. Rozkłady napięcia dotykowego U_D dla uziomu stacji K z rysunku 8.4 w stanie docelowym dla rezystancji uziomu R_E stacji C wynoszącej $0,5\Omega$: a) przestrzenny; b) płaski

Wartość napięcia U_D w stanie docelowym zależna jest od rezystancji uziemienia R_E w stacji C. Ilustruje to rysunek 8.16, na którym przedstawiono wpływ tej rezystancji. Zależność ta jest liniowa, a krotności wzrostu napięć U_D zawierają się w przedziale od 1,03 do 1,42.



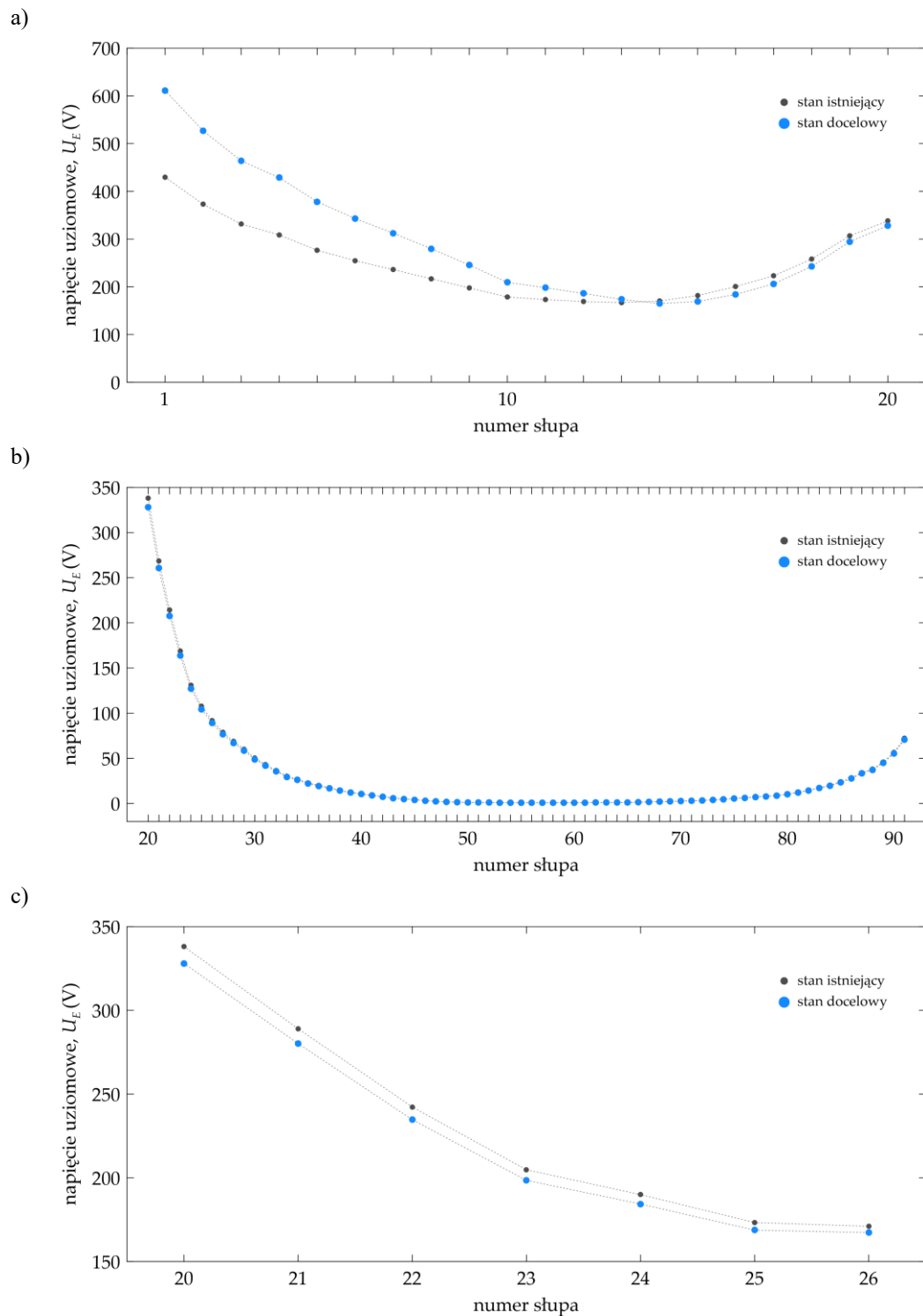
Rys. 8.16. Wpływ rezystancji R_E uziemienia w stacji C na wzrost napięcia dotykowego U_D w stacji K

8.5. Wynoszenie napięcia ze stacji K do sieci wysokiego i średniego napięcia

Jednofazowe zwarcie doziemne w rozdzielni 110 kV stacji K jest również przyczyną pojawienia się napięć uziomowych w innych miejscach sieci 110 kV i 15 kV. Są nimi konstrukcje wsporcze linii napowietrznych 110 kV, uziomy stacji M, P, C, a także uziomy stacji 15/0,4 kV zasilanych ze stacji K poprzez przyłączoną do niej sieć średniego napięcia. Wartości tych napięć są skutkiem rozptywu prądu zwarcia w rozdzielni 110 kV pomiędzy poszczególne elementy układu, a ich powstawanie określane jest również jako *wynoszenie/przenoszenie potencjału* (napięcia uziomowego ze stacji K).

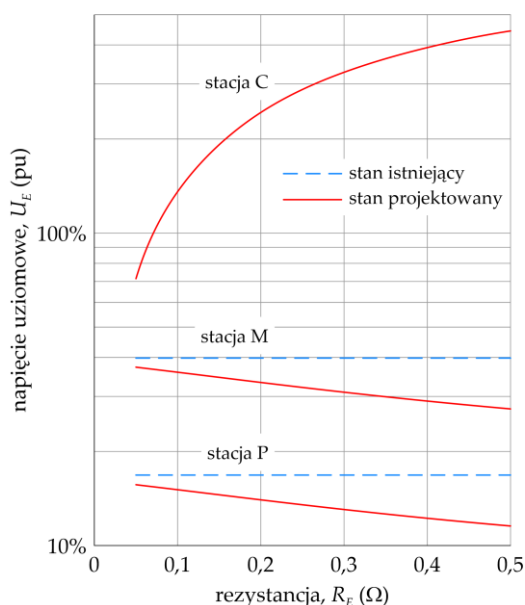
Na rysunku 8.17 przedstawiono wykresy napięć uziomowych kolejnych słupów linii LA, LB i LC dla stanu istniejącego i docelowego stacji K, które wyznaczono dla wartości rezystancji uziemienia $R_E = 0,5 \Omega$ w stacji C. Wartości napięć uziomowych są iloczynem wartości prądów zwarciovych wpływających do uziomów słupów (rys. 8.13) i wartości rezystancji ich uziemień (rys. 8.2a). Dlatego wnioski które wynikają z rysunku 8.17 są analogiczne do wniosków dotyczących rysunku 8.13. Wartości napięć uziomowych początkowych słupów dwutorowej linii LA (do słupa nr 13 licząc od stacji K) są większe dla stanu docelowego. Dołączenie linii kablowej

KA praktycznie nie wpływa na wartości napięć dla kolejnych uziomów słupów linii LA oraz uziomów słupów linii LB (rys. 8.17b), natomiast nieznacznie obniża wartości napięć uziomów słupów linii LC (rys. 8.17c).



Rys. 8.17. Wpływ połączenia linią kablową stacji K ze stacją C na napięcia uziomowe kolejnych słupów linii LA (a), LB (b) i LC (c)

Zwarcie w stacji K powoduje powstawanie napięć uziomowych w pozostałych stacjach 110 kV. Przedstawia to rysunek 8.18, na którym pokazano wpływ rezystancji R_E uziemienia w stacji C na napięcia uziomowe U_E w stacjach M, P i C wyniesione ze stacji K. Jak można oczekiwać, planowane przyłączenie linii kablowej 110 kV do stacji K przyczynia się do obniżenia napięć wyniesionych ze stacji K do stacji M i P w stopniu zależnym od wartości rezystancji R_E . Jednocześnie należy podkreślić, że napięcie wyniesione do stacji C może mieć wartość nawet kilkukrotnie większą niż napięcie uziomowe w stacji K. Przyczyną tego jest to, że prąd zwarciový odpływający ze stacji K żyłami powrotnymi kabli 110 kV w całości wypływa z tych żył w stacji C. Natomiast w przypadku linii napowietrznych prądy zwarciový odpływające ze stacji K rozplývają się do kolejnych uziomów słupów, w efekcie czego do stacji M i P dopływa ich niewielka część.



Rys. 8.18. Wpływ rezystancji R_E uziemienia w stacji C na napięcia uziomowe U_E w stacjach M, P i C wyniesione ze stacji K

Na rysunku 8.19 przedstawiono wyniki analizy napięć wyniesionych ze stacji K do sieci 15 kV, które stanowią wartości napięć uziomowych w poszczególnych stacjach 15/0,4 kV. Wartości te wyznaczono dla stanu istniejącego oraz dla stanu docelowego przy rezystancji uziemienia $R_E = 0,5 \Omega$ w stacji C.

Największe napięcia wyniesione (tabela 8.1) występują w pierwszych stacjach (S01, S14, S16, S04 oraz S52) od strony zasilania. W stanie istniejącym wynoszą one od 81 V (stacja S04) do 348 V (stacja S52), co stanowi odpowiednio 18,9% oraz 80,9% napięcia uziomowego 430 V występującego w stacji K (GPZ 110/15 kV). W kolejnych stacjach wartości napięć wyniesionych maleją w miarę oddalania się od stacji K, osiągając w głębi sieci SN wartości nawet poniżej 1 V.

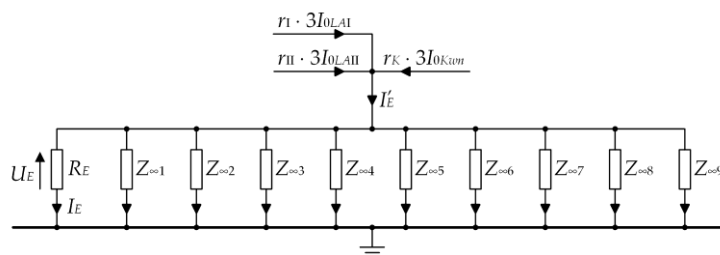
Tabela. 8.1. Największe wartości napięć uziomowych wyniesionych do sieci 15 kV ze stacji K

Uziom stacji	Stan istniejący		Stan docelowy	
	U_E (V)	U_E (%)	U_E (V)	U_E (%)
GPZ (110/15 kV)	430	100,0	611	100,0
S01	170	39,5	242	39,6
S14	299	69,5	425	69,6
S16	255	59,3	364	59,6
S04	81	18,8	115	18,8
S52	348	80,9	496	81,2

W stanie docelowym wartości napięć wyniesionych są większe (rys. 8.19, tabela 8.1), przy czym wzrost ten jest jednakowy we wszystkich stacjach 15/0,4 kV i wynosi około 1,42 razy. Natomiast względne wartości napięć wyniesionych odniesionych do napięcia uziomowego w stacji K, są takie same jak w stanie istniejącym.

8.6. Analiza rozptyłu prądu zwarcia w stacji K według metod normatywnych

Wybrane wyniki przedstawionych poprzednio obliczeń zwarciovych, porównano z wynikami otrzymanymi przy zastosowaniu metody proponowanej w normie [122]. W metodzie normatywnej analizuje się rozptył prądu I'_E (rys. 8.20) w układzie uziomowym stacji K, który współtworzą krata uziomowa o rezystancji R_E oraz impedancje ekwiwalentne $Z_{\infty 1} \dots Z_{\infty 9}$ pozostałych dróg przepływu prądu zwarciovego: $Z_{\infty 1}, Z_{\infty 2}$ – w przewodach odgromowych toru 1 i 2 linii LA, $Z_{\infty 3} \dots Z_{\infty 8}$ – w żyłach powrotnych linii kablowych średniego napięcia, $Z_{\infty 9}$ – w żyłach powrotnych linii kablowej wysokiego napięcia.



Rys. 8. 20. Schemat rozptyłu prądu uziomowego I'_E w układzie uziomowym stacji K

R_E – rezystancja kraty uziomowej; $Z_{\infty 1}, Z_{\infty 2}$ – zespolone impedancje ekwiwalentne przewodów odgromowych toru 1 i 2 linii LA; $Z_{\infty 3} \dots Z_{\infty 8}$ – zespolone impedancje ekwiwalentne żył powrotnych linii kablowych średniego napięcia; $Z_{\infty 9}$ – zespolone impedancja ekwiwalentna żył powrotnych linii kablowej wysokiego napięcia

Schemat na rysunku 8.20 jest podstawą zarówno do wyznaczenia wartości prądów zwarciovych w wymienionych powyżej elementach, jak i napięcia uziomowego:

$$U_E = I'_E Z_E \quad (8.3)$$

gdzie Z_E jest wypadkową impedancją układu uziomowego:

$$Z_E = \frac{1}{\frac{1}{R_E} + \sum_{i=1}^9 \frac{1}{Z_{\infty i}}} \quad (8.4)$$

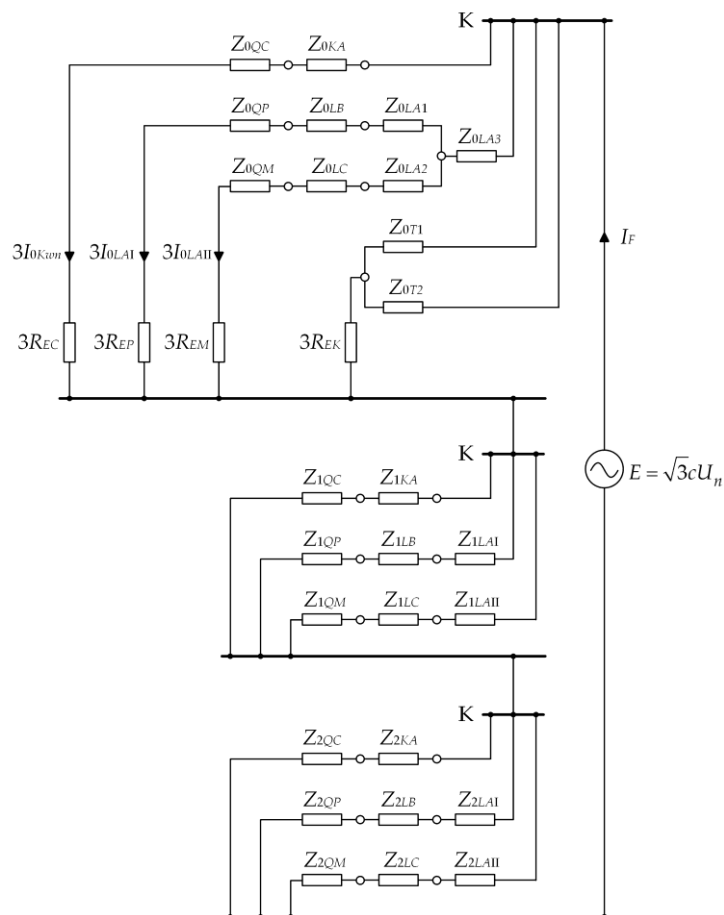
Prąd uziomowy I'_E jest sumą potrojonych wartości prądów składowych symetrycznych zerowych dopływających od źródeł prądów zwarciovych (stacje P, M, C) do miejsca zwarcia (stacja K), pomnożonych przez odpowiednie współczynniki redukcyjne [122]:

$$I'_E = r_I \cdot 3I_{0LAI} + r_{II} \cdot 3I_{0LAI} + r_K \cdot 3I_{0Kwn} \quad (8.5)$$

gdzie: $3I_{0LAI}$ – potrojona wartość prądu składowej symetrycznej zerowej dopływająca od stacji P; $3I_{0LAI}$ – potrojona wartość prądu składowej symetrycznej zerowej dopływająca od stacji M; $3I_{0Kwn}$ – potrojona wartość prądu składowej symetrycznej zerowej dopływająca od stacji C; r_I – współczynnik redukcyjny toru 1 linii LA; r_{II} – współczynnik redukcyjny toru 2 linii LA; r_K – współczynnik redukcyjny linii kablowej KA.

Wyznaczenie prądów $3I_{0LAI}, 3I_{0LAI}, 3I_{0Kwn}$

Prądy zerowe we wzorze (8.5) wyznaczono wg normy PN-EN 60909-0 [86, 123], na podstawie schematu zastępczego przedstawionego na rysunku 8.21. Wartości impedancji i rezystancji elementów tego schematu przedstawiono w tabeli 8.2. Wyznaczono je w oparciu o dane przedstawione na rysunku 8.1 i w tabeli 8.3.



Rys. 8. 21. Schemat zwarcia jednofazowego w stacji K do wyznaczenie prądów $3I_{0LAI}$, $3I_{0LAII}$, $3I_{0Kwn}$

Tabela 8.2. Wartości impedancji i rezystancji elementów schematu zastępczego z rys. 8.21

Element schematu		Wartość impedancji dla składowej symetrycznej	
		zerowej $Z_{0...} (\Omega)$	zgodnej i przeciwnej $Z_{1...} = Z_{2...} (\Omega)$
QP – zastępczy system elektroenergetyczny w stacji P		$j7,953$	$j5,267$
QM – zastępczy system elektroenergetyczny w stacji M		$j10,714$	$j7,545$
QC – zastępczy system elektroenergetyczny w stacji C		$j12,769$	$j9,321$
LAI – tor 1 linii napowietrznej LA		–	$0,601 + j1,901$
$LAII$ – tor 2 linii napowietrznej LA		–	$0,601 + j1,901$
LAI –	impedancje w schemacie zastępczym linii LA dla składowej symetrycznej zerowej	$0,600 + j2,323$	–
$LA2$ –		$0,600 + j2,323$	
$LA3$ –		$1,188 + j2,563$	
LB – linia napowietrzna LB		$5,775 + j17,951$	$2,110 + j6,814$
LC – linia napowietrzna LC		$0,534 + j1,660$	$0,195 + j0,630$
KA – linia kablowa KA		$0,481 + j0,188$	$0,171 + j0,329$
$T1, T2$ – transformatory T1, T2		$j74,391$	$j82,656$
REK – rezystancja uziomu stacji K		0,468	
REP – rezystancja układu uziomowego w stacji P		0,087	
REM – rezystancja układu uziomowego w stacji M		0,102	
REC – rezystancja układu uziomowego w stacji C		0,05÷0,5	

Tabela 8.3. Wartości impedancji jednostkowych linii napowietrznych i kablowych 110 kV
(wyznaczone w programie EMTP-ATP)

Linia	Wartość impedancji dla składowej symetrycznej	
	zerowej Z_0 (Ω/km)	zgodnej i przeciwnej $Z_1 = Z_2$ (Ω/km)
LAI – tor 1 linii napowietrznej LA	0,371 + j1,015	0,125 + j0,395
LAI – tor 2 linii napowietrznej LA		
LAI-LAI – tory 1 i 2 linii napowietrznej LA	0,247 + j0,532	–
LB, LC – linia napowietrzna LB, LC	0,341 + j1,059	0,125 + j0,402
KA – linia kablowa KA	0,203 + j0,079	0,072 + j0,139

Wyznaczenie współczynników redukcyjnych linii napowietrznych r_I , r_{II}

Współczynniki redukcyjne linii napowietrznych obliczono wykorzystując zamieszczone w normach [122, 124] następujące zależności:

$$r_I = r_{II} = 1 - \frac{Z'_{om}}{Z'_{ow}} \quad (8.6)$$

gdzie:

Z'_{ow} – impedancja jednostkowa własna przewodu odgromowego (Ω/m);

$$Z'_{ow} = \frac{R'_o}{n} + \frac{\omega\mu_0}{8} + j \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \left(\frac{\mu_r}{4n} + \ln \frac{\delta}{r_e} \right) \quad (8.7)$$

Z'_{om} – impedancja jednostkowa wzajemna pomiędzy przewodem odgromowym a fazowym (Ω/m);

$$Z'_{om} = \frac{\omega\mu_0}{8} + j \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln \frac{\delta}{d_{oL}} \quad (8.8)$$

$$\delta = \frac{1,851}{\sqrt{\frac{\omega\mu_0}{\rho}}} \quad (\text{m}) \quad (8.9)$$

R'_o – rezystancja jednostkowa przewodu odgromowego (Ω/m);

n – liczba przewodów odgromowych;

ω – pulsacja prądu (rad/s);

μ_0 – przenikalność magnetyczna próżni ($4\pi \cdot 10^{-7}$ H/m);

μ_r – względna przenikalność magnetyczna materiału, z którego wykonany jest przewód odgromowy;

ρ – rezystywność gruntu ($\Omega \cdot \text{m}$);

r_e – promień ekwiwalentny przewodów odgromowych (m):

- dla jednego przewodu: $r_e = r_o$,
- dla dwóch przewodów: $r_e = \sqrt{r_o d_{oo}}$;

- r_o – promień przewodu odgromowego (m);
 d_{oo} – odległości pomiędzy przewodami odgromowymi (m);
 d_{oL} – średnia odległość geometryczna pomiędzy przewodem odgromowym (przewodami odgromowymi) a przewodami fazowymi (L1, L2, L3):

- dla jednego przewodu: $d_{oL} = \sqrt[3]{d_{oL1}d_{oL2}d_{oL3}}$,
- dla dwóch przewodów: $d_{oL} = \sqrt[6]{d_{o1L1}d_{o1L2}d_{o1L3}d_{o2L1}d_{o2L2}d_{o2L3}}$.

Przyjmując układ przewodów linii LA dla typowego słupa linii 110 kV OS24P oraz zakładając rezystywności gruntu $\rho = 200 \Omega \cdot \text{m}$ otrzymuje się następującą wartość współczynników redukcyjnych:

$$r_I = r_{II} = 0,5835 - j0,1541$$

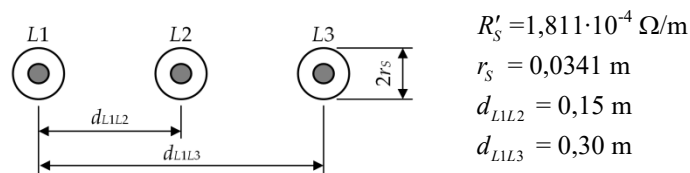
Wyznaczenie współczynnika redukcyjnego linii kablowej r_K

Współczynnik redukcyjny linii kablowej obliczono również wykorzystując zamieszczoną w normie [124] poniższą zależność:

$$r_K = \frac{R'_S}{R'_S + 3 \frac{\omega \mu_0}{8} + j3 \frac{\omega \mu_0}{2\pi} \ln \frac{\delta}{\sqrt[3]{r_S d_{L1L2} d_{L1L3}}}} \quad (8.10)$$

gdzie:

- R'_S – rezystancja jednostkowa żyły powrotnej (Ω/m);
 r_S – średni promień żyły powrotnej (m);
 d_{L1L2}, d_{L1L3} – odległości (m) pomiędzy środkami żył roboczych faz L1, L2, L3 (rys. 8.22).



Rys. 8.22. Konfiguracja linii kablowej KA 110 kV z kablami XRUHKXS 800mm² + 95 mm²

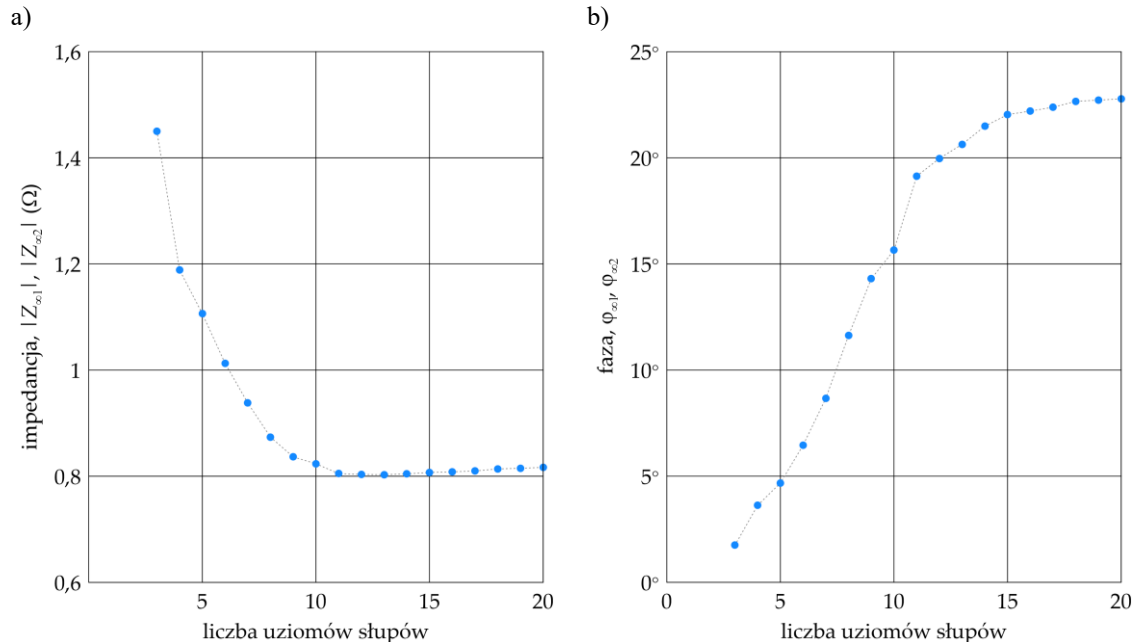
Dla konfiguracji linii kablowej KA przedstawionej na rysunku 8.22 oraz założonej rezystywności gruntu $\rho = 200 \Omega \cdot \text{m}$, wartość współczynnika redukcyjnego r_K wynosi:

$$r_K = 0,0186 - j0,0994$$

Impedancje ekwiwalentne $Z_{\infty 1} \dots Z_{\infty 9}$

Normy [122, 123, 124] pozwalają efektywnie wyznaczyć wartości prądu I'_E oraz odpowiednich współczynników redukcyjnych, jednak brak jest w tych dokumentach jakichkolwiek metod obliczania impedancji ekwiwalentnych dróg rozptywu prądu zwarciovego w liniach napowietrznych i kablowych. Jedynie norma [122] zawiera sugestię, że dla linii napowietrznych impedancja Z_{∞} jest wypadkową impedancją struktury drabinkowej, uwzględniającą kilka (ang. *several*) pierwszych uziomów słupów. Tym samym należy uznać, że normatywny sposób wyznaczania rozptywu prądu zwarciovego jest raczej mało użyteczny. Jednak w celu przeprowadzenia analizy porównawczej metody symulacyjnej i metody normatywnej, przeprowadzono badania tych impedancji, a ich wyniki przedstawiono poniżej.

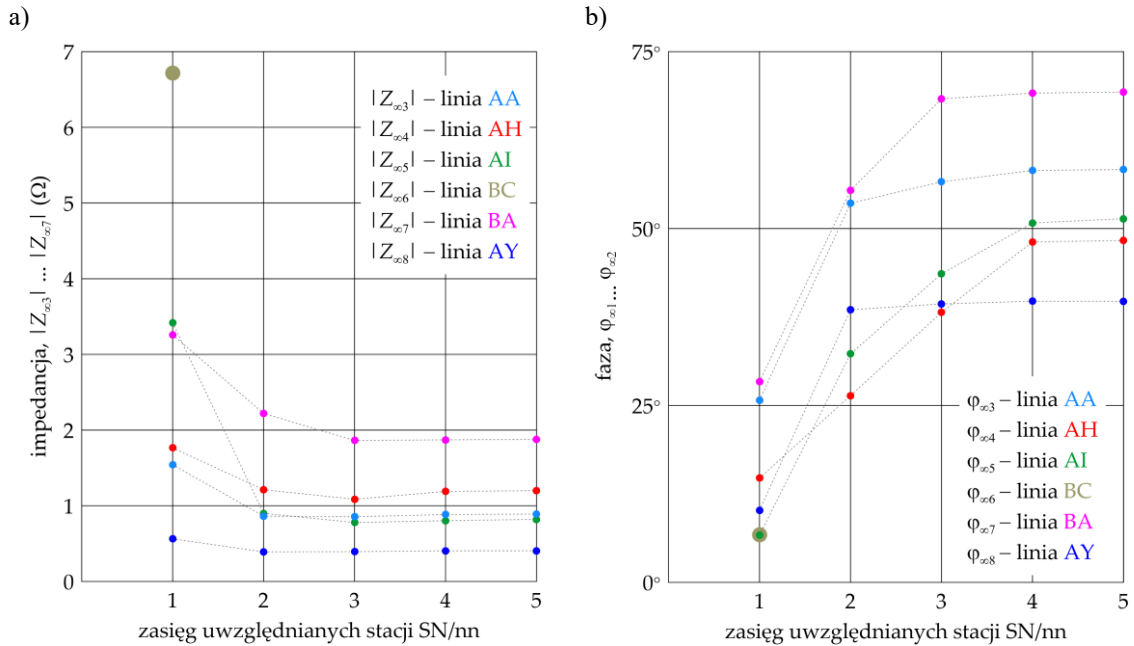
Impedancje ekwiwalentne $Z_{\infty 1}$, $Z_{\infty 2}$ przewodów odgromowych linii napowietrznych, wyznaczono jako impedancje zastępcze struktur drabinkowych, utworzonych z odcinków przewodów odgromowych pomiędzy uziomami kolejnymi słupów. Na rysunku 8.23 przedstawiono moduły i fazy tych impedancji w zależności od liczby uwzględnianych uziomów pomiędzy słupami 1÷20. Z przedstawionych wykresów wynika, że wartości impedancji ustalają się dla liczby uwzględnianych słupów większej niż 10. Ponadto wartości impedancji $Z_{\infty 1} = Z_{\infty 2}$, ponieważ na odcinku do słupa nr 20 oba przewody odgromowe są połączone równolegle.



Rys. 8.23. Zależności modułów (a) i faz (b) impedancji drabinkowych przewodów odgromowych toru 1 ($Z_{\infty 1}$) i toru 2 ($Z_{\infty 2}$) linii napowietrznej LA

Impedancje ekwiwalentne $Z_{\infty 3} \dots Z_{\infty 8}$ żył powrotnych linii kablowych SN są bardziej złożone do oszacowania, ponieważ żyły te tworzą sieć zamkniętą, pomimo promieniowego układu pracy linii AA...AY. Z tego powodu wyznaczono wartości tych

impedancji dla struktur drabinkowych utworzonych z odcinków żył powrotnych przyłączonych do kolejnych uziomów stacji SN/nn, zakładając liczbę uwzględnianych uziomów (zasięg stacji) od strony szyn SN stacji K nie większą niż 5. Zależności modułów i faz tych impedancji przedstawiono na rysunku 8.24. Wynika z nich, że wystarczające jest uwzględnienie tylko trzech najbliższych stacji, ponieważ dla większych zasięgów wartości impedancji zmieniają się nieznacznie.



Rys. 8.24. Zależności modułów (a) i faz (b) impedancji ekwiwalentnych linii średnich napięć od zasięgu uwzględnianych stacji SN/nn

Odmianą specyfiką cechuje się impedancja $Z_{\infty 9}$ żył powrotnych linii kablowej KA wysokiego napięcia, bowiem żyły te są skrzyżowane i połączone tylko do uziomu stacji K oraz stacji C. Impedancja $Z_{\infty 9}$ może być wyrażona w następującej postaci:

$$Z_{\infty 9} = \frac{1}{3}(Z_{wK} + 2Z_{mK}) + R_{EC} \quad (8.11)$$

gdzie: Z_{wK} – impedancja własna żyły powrotnej kabla WN, Z_{mK} – uśredniona impedancja wzajemna pomiędzy żyłami powrotnymi kabli WN; R_{EC} – rezystancja uziemienia stacji C.

Do obliczenia impedancji $Z_{\infty 9}$ przyjęto wyznaczone w programie EMTP-ATP wartości jednostkowe $Z'_{wK} = (0,2303 + j0,6628) \Omega/\text{km}$ i $Z'_{mK} = (0,0493 + j0,5561) \Omega/\text{km}$. Wartość impedancji $Z_{\infty 9} = (0,3099 + j1,4029) \Omega$ dla rezystancji $R_{EC} = 0,05 \Omega$ oraz $Z_{\infty 9} = (0,7599 + j1,4029) \Omega$ dla rezystancji $R_{EC} = 0,5 \Omega$.

Wyniki analizy porównawczej

W tabeli 8.4 przedstawiono wyniki obliczeń wybranych wielkości zwarciovych, wyznaczonych przy zastosowaniu zaproponowanych w rozprawie modeli oraz metody normatywnej. Wyniki te dotyczą stanu istniejącego (SI) oraz planowanego połączenia stacji K linią kablową ze stacją C dla dwóch wariantów: SD1 – $R_{EC} = 0,05 \Omega$ oraz SD2 – $R_{EC} = 0,5 \Omega$.

Tabela. 8.4. Porównanie wybranych wielkości zwarciovych wyznaczonych metodą symulacyjną oraz metodą normatywną

Parametr	Metoda symulacyjna			Metoda normatywna		
	SI	SD1	SD2	SI	SD1	SD2
I_F (A)	$9026 \cdot e^{-j75^\circ}$	$15087 \cdot e^{-j76^\circ}$	$14939 \cdot e^{-j76^\circ}$	$9373 e^{-j82^\circ}$	$15544 \cdot e^{-j84^\circ}$	$15535 \cdot e^{-j83^\circ}$
$3I_{0LAI}$ (A)	$4520 \cdot e^{j111^\circ}$	$4352 \cdot e^{j110^\circ}$	$4422 \cdot e^{j110^\circ}$	$4667 \cdot e^{-j82^\circ}$	$4495 \cdot e^{-j82^\circ}$	$4505 \cdot e^{-j83^\circ}$
$3I_{0LAII}$ (A)	$2435 \cdot e^{j108^\circ}$	$2346 \cdot e^{j107^\circ}$	$2383 \cdot e^{j106^\circ}$	$2372 \cdot e^{-j74^\circ}$	$2289 \cdot e^{-j74^\circ}$	$2294 \cdot e^{-j75^\circ}$
$3I_{0Kwn}$ (A)	–	$6401 \cdot e^{j103^\circ}$	$6119 \cdot e^{j106^\circ}$	–	$6543 \cdot e^{-j88^\circ}$	$6489 \cdot e^{-j84^\circ}$
$ U_E $ (V)	430	443	611	470	452	457

SI – stan istniejący

SD1 – stan docelowy dla $R_{EC} = 0,05 \Omega$

SD2 – stan docelowy dla $R_{EC} = 0,5 \Omega$

Z tabeli 8.4 wynika, że wartości prądu zwarcia I_F otrzymane przy zastosowaniu metody normatywnej są około 4% większe. Natomiast wartości prądów $3I_{0LAI}$ oraz $3I_{0LAII}$ otrzymane metodą normatywną różnią się około $\pm 3\%$. Większe różnice dotyczą wartości prądów $3I_{0Kwn}$ – nawet około +6% dla wariantu SD2.

Można więc stwierdzić, że wyniki otrzymywane z metody normatywnej w zakresie obliczania prądu zwarcia i jego rozptywu są zadowalające. Niestety, stwierdzenie to nie jest prawdziwe dla wartości napięć uziomowych U_E . O ile w wariantcie SI oraz SD1 wartości napięć uziomowych są większe odpowiednio o około 9% i 2% w stosunku do wartości pochodzących z metody symulacyjnej, to w wariantcie SD2 wartość ta jest zaniżona aż o 25%. Pojawia się więc wątpliwość, co do zasadności założeń metody proponowanej w normie [122]. Biorąc również pod uwagę, że norma nie proponuje żadnego sposobu wyznaczania impedancji ekwiwalentnych, to można stwierdzić, że zastosowanie dla oceny zagrożenia porażeniowego zaawansowanych modeli i metod symulacji – takich jak przedstawione w niniejszej dysertacji – jest niezbędne.

9

Podsumowanie

Rozprawa stanowi istotny wkład w dziedzinie modelowania i analizy układów elektroenergetycznych w zakresie zwarciovych stanów zakłóceń i towarzyszących im zagrożeń porażeniowych. Zaproponowano w niej kompleksową metodę analizy skutków zwarć doziemnych w aspekcie zagrożenia porażeniowego w stacjach elektroenergetycznych, której oryginalność polega na zastosowaniu zaawansowanych modeli polowych i obwodowych elementów tworzących układ uziomowy.

Opracowany na gruncie teorii pola elektromagnetycznego model uziomu stacji, umożliwia wyznaczenie jego rezystancji, która jest jednym z podstawowych czynników warunkujących poprawne określenie rozptywu prądu zwarcia. Z drugiej strony model uziomu umożliwia również wyznaczenie rozkładów potencjałów i napięć dotykowych wywołanych zakłóceniem zwarciovym na obszarze stacji.

Opracowane modele transformatorów umożliwiają określenie impedancji dróg powrotnych przepływu prądów zwarciovych w transformatorze, a także możliwe jest ich zastosowanie w programie EMTP-ATP, niezależnie od zaimplementowanych w nim modeli domyślnych. Zaproponowano również metodę obliczania rezystancji i indukcyjności w sformułowanych równaniach matematycznych, wyrażających związki pomiędzy napięciami na zaciskach uzwojeń i prądami do nich dopływającymi. Metoda ta bazuje na wykorzystaniu danych konstrukcyjnych transformatorów trójuzwojeniowych i dwuuzwojeniowych o najczęściej spotykanych w praktyce konfiguracjach.

Zaproponowane wielofazowe modele napowietrznych i kablowych linii elektroenergetycznych uwzględniają istotne czynniki determinujące rozptyw prądu zwarcia w stacji, a którymi są między innymi: sprzężenia magnetyczne i pojemnościowe pomiędzy przewodami linii napowietrznych i żyłami linii kablowych, podłużne parametry elektryczne tych linii, niejednorodność ich struktury w sensie długości poszczególnych odcinków i zróżnicowania rezystancji przyłączonych do nich uziomów, skończona długość linii i ich powiązanie z innymi elementami systemu elektroenergetycznego. Jest to możliwe przez zaimplementowanie tych modeli w programie *ElectroMagnetic Transients Program*

(EMTP-ATP), dzięki opracowanym i przedstawionym w rozprawie algorytmom, które zrealizowano w środowisku obliczeniowym MATLAB. Należy podkreślić, że stanowi to znaczące rozszerzenie możliwości obliczeniowych programu EMTP-ATP w zakresie analizy rozplądów prądów zwarciovych i wywołanych nimi skutków w stacjach oraz w liniach elektroenergetycznych.

Obok modeli wielofazovych opracovano również uproszczone modele linii elektroenergetycznych, które znajdują zastosowanie do badania wpływu wybranych parametrów na wartości impedancji powrotnych w wyidealizovanych strukturach jednorodnych.

Zaproponowane w rozprawie modele zastosovano w badaniach i analizach skutków zwarć doziemnych w rzeczywistych sieciach elektroenergetycznych wysokiego i średniego napięcia. Badania te przeprowadzovno wielovariantovno i porównavczo, zarówno w odniesieniu do stanu istniejącego i docelowego sieci wysokiego napięcia, jak i w odniesieniu do metody proponovanej w dokumentach normalizacyjnych. Kompleksovosc zaproponovanej metody umożliwia wyznaczenie napięć uziomovych i dotyvovych nie tylko na terenie stacji, w której rozvważa się zwarcie, ale dzięki zaawansovonym modelom linii elektroenergetycznych możliwe jest wyznaczenie napięć przeniesionych na inne uziomy i wyznaczenie prądów w przewodach odgromovych czy żyłach powrotnych kabli.

Przeprowadzovna analiza porównavcza w odniesieniu do metody normativnej budzi wątpliwośc co do zasadności proponovanych w niej założeń, a także wykazuje jej słabą efektywnośc ze względu na brak propozycji wyznaczenia impedancji ekwiwvulentnych dróg rozplądov prądu zwarciovego.

Biorąc powyższe pod uwagę można stwierdzić, że zastosovanie dla oceny zagrożenia porażeniovego zaawansovanych modeli i metod symulacji – takich jak przedstawione w niniejszej dysertacji – jest niezbędvne, a tym samym poprawna ocena bezpieczeństwa porażeniovego w stacjach elektroenergetycznych uwarunkovana jest zastosovaniem tych modeli i metod w wyznaczeniu rozplądów prądów zwarciovych.

Załącznik – metoda obliczania parametrów transformatorów

W pierwszej części niniejszego załącznika (Z.1) przedstawiono sposób wyznaczenia poszczególnych geometrycznych parametrów konstrukcyjnych transformatora trójzwojeniowego, jak również parametrów obwodu elektrycznego oraz magnetycznego. W drugiej części załącznika (Z.2) przedstawiono sposób wyznaczenia charakterystycznych parametrów modelu transformatora. Procedura wyznaczania parametrów dla transformatora dwuzwojeniowego opiera się na identycznych założeniach jak dla transformatora trójzwojeniowego z tą różnicą, iż w przedstawionych algorytmach obliczenia poszczególnych parametrów odnosić będą się do uzwojenia górnego H i dolnego L napięcia lub par uzwojeń H – L.

Poniżej zawarto wykaz oznaczeń wykorzystanych we wzorach i obliczeniach przedstawianych w załączniku:

- a – współczynnik zależny od rodzaju stosowanej blachy oraz od wykorzystania przekroju kołowego kolumny ($a = 4,2 \div 4,8$)
- a_1 – szerokość promieniowa uzwojenia górnego napięcia H (cm)
- a_2 – szerokość promieniowa uzwojenia dolnego napięcia L (cm)
- a_3 – szerokość promieniowa uzwojenia wyrównawczego T (cm)
- A – obciążenie liniowe transformatora (A/cm)
- B_j – założona indukcja w jarzmie rdzenia (Gs)
- B_k – założona indukcja w kolumnie rdzenia (Gs)
- c_1 – odstęp od uzwojeń do jarzma (cm)
- c_2 – grubość pierścienia prasującego uzwojenia (cm)
- d_{12} – szczelina między uzwojeniami H i L (cm)
- d_{23} – szczelina między uzwojeniami L i T (cm)
- d_{p12} – zredukowana szerokość szczeliny między parą uzwojeń H-L (cm)
- d_{p13} – zredukowana szerokość szczeliny między parą uzwojeń H-T (cm)
- d_{p23} – zredukowana szerokość szczeliny między parą uzwojeń L-T (cm)
- D_k – średnica kolumny (cm)
- g – odległość między uzwojeniami sąsiednich kolumn (cm)
- i_r – odległość od rdzenia do uzwojenia wyrównawczego T (cm)
- j_p – założona gęstość prądu w uzwojeniach (A/mm^2)
- I_0 – prąd biegu jałowego (A)
- I_{rH} – prąd znamionowy uzwojenia H (A)
- I_{rL} – prąd znamionowy uzwojenia L (A)
- I_{rT} – prąd znamionowy uzwojenia T (A)
- k_i – współczynnik izolacji blachy
- k_{p0} – współczynnik strat dodatkowych w żelazie (stali) dla mocy czynnej

	magnesującej
k_{R12}	– współczynnik Rogowskiego dla par uzwojeń H-L
k_{R13}	– współczynnik Rogowskiego dla par uzwojeń H-T
k_{R23}	– współczynnik Rogowskiego dla par uzwojeń L-T
k_{s0}	– współczynnik strat dodatkowych w żelazie (stali) dla mocy biernej magnesującej
k_{sd}	– współczynnik strat dodatkowych
k_{uH}	– współczynnik wypełnienia uzwojenia górnego napięcia H
k_{uL}	– współczynnik wypełnienia uzwojenia dolnego napięcia L
k_{uT}	– współczynnik wypełnienia uzwojenia wyrównawczego T
k_z	– współczynnik wykorzystania przekroju kołowego kolumny
l_{sr1}	– średnia długość zwojów uzwojenia górnego napięcia H (m)
l_{sr2}	– średnia długość zwojów uzwojenia dolnego napięcia L (m)
l_{sr3}	– średnia długość zwojów uzwojenia wyrównawczego T (m)
l_{sr12}	– średni obwodu szczeliny pomiędzy parą uzwojeń H-L (cm)
l_{sr13}	– średni obwodu szczeliny pomiędzy parą uzwojeń H-T (cm)
l_{sr23}	– średni obwodu szczeliny pomiędzy parą uzwojeń L-T (cm)
l_{ur12}	– zastępcza przeciętna długości linii sił strumienia rozproszenia między parą uzwojeń H-L (cm)
l_{ur13}	– zastępcza przeciętna długości linii sił strumienia rozproszenia między parą uzwojeń H-T (cm)
l_{ur23}	– zastępcza przeciętna długości linii sił strumienia rozproszenia między parą uzwojeń L-T (cm)
L_j	– długość jarzma (cm)
L_k	– wysokość kolumny (cm)
L_u	– wysokość uzwojenia (cm)
L_{sH}	– indukcyjność uzwojenia strony górnego napięcia związana ze strumieniem rozproszenia (H)
L_{sL}	– indukcyjność uzwojenia strony dolnego napięcia związana ze strumieniem rozproszenia (H)
L_{sT}	– indukcyjność uzwojeń strony uzwojenia wyrównawczego związana ze strumieniem rozproszenia (H)
m_j	– masa jarzm, (kg)
m_k	– masa kolumn (kg)
m_{z1}	– masa uzwojenia górnego napięcia H (kg)
m_{z2}	– masa uzwojenia dolnego napięcia L (kg)
m_{z3}	– masa uzwojenia wyrównawczego T (kg)
M	– rozstawienie osi kolumn (cm)
R_H	– rezystancja uzwojenia górnego napięcia (H) Ω
R_L	– rezystancja uzwojenia dolnego napięcia (L) Ω
R_T	– rezystancja uzwojenia wyrównawczego T (Ω)
s_1	– przekrój uzwojenia górnego napięcia H (mm^2)

- s_2 – przekrój uzwojenia górnego napięcia L (mm^2)
 s_3 – przekrój uzwojenia wyrównawczego T (mm^2)
 S_j – przekrój żelaza jarzma (cm^2)
 S_k – przekrój żelaza kolumny (cm^2)
 S_{rH} – znamionowa moc pozorna uzwojeń górnego napięcia H (kVA)
 S_{rL} – znamionowa moc pozorna uzwojeń dolnego napięcia L (kVA)
 S_{rT} – znamionowa moc pozorna uzwojeń wyrównawczych T (kVA)
 S_{typ} – moc typowa transformatora (kVA)
 T – szerokość okna (cm)
 u_{kHL} – napięcia zwarcia par uzwojeń H-L (%)
 u_{kHT} – napięcia zwarcia par uzwojeń H-T (%)
 u_{kLT} – napięcia zwarcia par uzwojeń L-T (%)
 U_{rH} – znamionowe napięcie uzwojeń górnego napięcia H (V)
 U_{rL} – znamionowe napięcie uzwojeń dolnego napięcia L (V)
 U_{rT} – znamionowe napięcie uzwojeń wyrównawczych T (V)
 X_{zHL} – reaktancja indukcyjna zwarcia par uzwojeń H-L (Ω)
 X_{zHT} – reaktancja indukcyjna zwarcia par uzwojeń H-T (Ω)
 X_{zLT} – reaktancja indukcyjna zwarcia par uzwojeń L-T (Ω)
 X_{zHLs} – reaktancja indukcyjna zwarcia par uzwojeń H-L sprowadzona na stronę górnego napięcia H (Ω)
 X_{zHTs} – reaktancja indukcyjna zwarcia par uzwojeń H-T sprowadzona na stronę górnego napięcia H (Ω)
 X_{zLTs} – reaktancja indukcyjna zwarcia par uzwojeń L-T sprowadzona na stronę górnego napięcia H (Ω)
 z_H – liczba zwojów uzwojenia górnego H
 z_L – liczba zwojów uzwojenia dolnego L
 z_T – liczba zwojów uzwojenia wyrównawczego T

 β – współczynnik powiększenia przekroju jarzma ($\beta = 1,0 \div 1,2$)
 γ – ciężar właściwy blach (kg/dm^3)
 γ_u – konduktywność przewodnika, z którego wykonane są uzwojenia transformatora $\left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right)$

 ΔP_0 – całkowite straty jałowe (W)
 ΔP_{0j} – straty w jarzmach (W)
 ΔP_{0k} – straty w kolumnach (W)
 ΔP_j – stratność blach transformatorowych w jarzmie dla danej B_j (W/kg)
 ΔP_k – stratność blach transformatorowych w kolumnie dla danej B_k (W/kg)
 ΔP_{HL} – straty obciążeniowe par uzwojeń H-L (W)
 ΔP_{HT} – straty obciążeniowe par uzwojeń H-T (W)
 ΔP_{LT} – straty obciążeniowe par uzwojeń L-T (W)

- ΔS_0 – całkowite straty jałowe mocy pozornej (VA)
- ΔS_j – stratność pozorna blach transformatorowych w jarzmie dla danej B_j (VA/kg)
- ΔS_k – stratność pozorna blach transformatorowych w kolumnie dla danej B_k (VA/kg)
- η – współczynnik zależny od liczby schodków i kanałów chłodzących w rdzeniu ($\eta = 0,85 \div 0,92$)
- λ_k – permeancja kolumny (H)
- μ_r – względna przenikalność magnetyczna (dla określonej indukcji)

Z.1. Obliczanie wymiarów geometrycznych transformatora trójuzwojeniowego

Moce znamionowe transformatorów ujmowane w typoszeregach odnoszą się w większości przypadków do transformatorów dwuuzwojeniowych. W przypadku transformatorów trójuzwojeniowych podawana jest oddzielnie moc każdego z uzwojeń, przy czym moce te mogą być na ogół różne. W celu porównania wielkości (gabarytu) transformatorów trójuzwojeniowych z transformatorami typowymi posiadającymi dwa uzwojenia konieczna jest znajomość ich mocy określającej typ (tzw. *mocy typowej* lub *mocy gabarytowej*), która jest miarodajna przy określaniu wymiarów transformatora i wyraża się zależnością [85]:

$$S_{typ} = \frac{S_{rH} + S_{rL} + S_{rT}}{2} \quad (Z.1)$$

W przypadku transformatora trójuzwojeniowego za moc znamionową transformatora przyjęto uważać największą spośród mocy trzech uzwojeń, czyli *de facto* moc uzwojenia górnego napięcia. Należy mieć jednak na uwadze, że dla transformatora trójuzwojeniowego należy rozróżniać moc znamionową transformatora i moc znamionową poszczególnych uzwojeń.

Obliczenia obwodu magnetycznego transformatora

Obliczenie obwodu magnetycznego transformatora sprowadza się do: 1) ustalenia kształtu i wymiarów kolumny, 2) ustalenia kształtu i wymiarów jarzma, 3) obliczenia wysokości kolumny, 4) ustalenia odstępów między osiami kolumn oraz obliczeniowej długości jarzm, 5) obliczenia strat w żelazie oraz 6) obliczenia prądu stanu jałowego.

Obliczenia przekroju kolumny sprowadzają się do wyznaczenia średnicy D_k koła opisanego na kolumnie (średnicy kolumny) oraz powierzchni przekroju żelaza kolumny. Obliczenie tych wartości oparte jest na wzorach półempirycznych oraz na danych statystycznych zaczerpniętych z praktyki. Ze względu na fakt, że w transformatorach kolumnowych najkorzystniejszym kształtem przekroju kolumny jest

tw. kształt kołowy (wieloschodkowy), można wyrazić średnice kolumny zgodnie z zależnością (wzór Kehsego):

$$D_k = a \sqrt[4]{S_{typ}} \quad (Z.2)$$

Przekrój żelaza kolumny wynosi:

$$S_k = \frac{\pi D_k^2}{4} k_z \quad (Z.3)$$

gdzie: $k_z = \eta k_i$

W przypadku obliczania przekroju jarzma S_j , w celu zmniejszenia strat w żelazie oraz ograniczenia prądu magnesującego, przyjmuje się często indukcje w jarzmiem mniejsze niż w kolumnie, co określa współczynnik zwiększenia przekroju jarzma β przyjmowany w granicach 1÷1,2, zgodnie z zależnością:

$$\frac{B_k}{B_j} = \frac{S_j}{S_k} = \beta \quad (Z.4)$$

W celu obliczenia wysokości kolumny można posłużyć się zależnością:

$$L_k = \frac{\frac{S_{typ}}{3} 10^9}{0,872 A B_k D_k^2 k_z} \quad (Z.5)$$

Na każdej kolumnie należy umieścić potrzebną liczbę zwojów pierwotnych, wtórnych oraz wyrównawczych o określonych przekrojach, przez które (przy obciążeniu znamionowym transformatora będą płynęły prądy znamionowe). Dla wyznaczonego obciążenia liniowego A można wyznaczyć za pomocą wzoru:

$$E = 4,44 f z B_k \frac{\pi D_k^2}{4} k_z 10^{-8} \quad (Z.6)$$

odpowiednią ilość zwojów uzwojenia wyrównawczego (Z.7), wtórnego (Z.8) oraz pierwotnego (Z.9):

$$z_T = \frac{U_{rT} 10^8}{4,44 f B_k S_k} \quad (Z.7)$$

$$z_L = \frac{U_{rL} 10^8}{4,44 f B_k S_k} \quad (Z.8)$$

$$z_H = z_L \frac{U_{rH}}{\sqrt{3} U_{rL}} \quad (Z.9)$$

oraz prąd znamionowe płynący w tych uzwojeniach (Z.10)÷(Z.12):

$$I_{rT} = \frac{S_{rT}}{3U_{rT}} \quad (\text{Z.10})$$

$$I_{rL} = \frac{S_{rL}}{\sqrt{3}U_{rL}} \quad (\text{Z.11})$$

$$I_{rH} = \frac{S_{rH}}{\sqrt{3}U_{rH}} \quad (\text{Z.12})$$

W celu wyznaczenia wysokości uzwojenia L_u należy założyć odległości krańcowe od jarzm z pewnym nadmiarem c_1 oraz uwzględnić grubość pierścienia prasującego uzwojenia c_2 :

$$L_u = L_k - 2(c_1 + c_2) \quad (\text{Z.13})$$

Zakładając określoną gęstość prądu j_p w uzwojeniach oraz współczynniki wypełnienia uzwojeń k_{uH} , k_{uL} , k_{uT} otrzymuje się szerokość promieniową uzwojeń strony górnego napięcia H (Z.14), dolnego napięcia L (Z.15) oraz uzwojenia wyrównawczego T (Z.16):

$$a_1 = \frac{z_H I_{rH}}{j_p k_{uH} L_u} \quad (\text{Z.14})$$

$$a_2 = \frac{z_L I_{rL}}{j_p k_{uL} L_u} \quad (\text{Z.15})$$

$$a_3 = \frac{z_T I_{rT}}{j_p k_{uT} L_u} \quad (\text{Z.16})$$

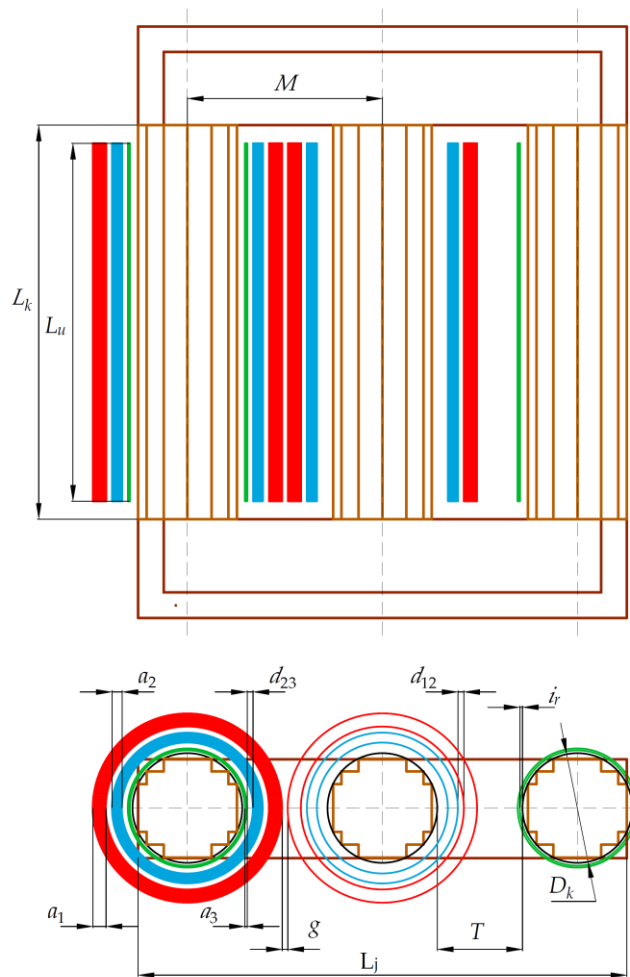
Uwzględniając założoną odległość i_r od rdzenia do uzwojenia wyrównawczego T, odległości g między uzwojeniami sąsiednich kolumn oraz szczeliny d_{12} między uzwojeniami H i L oraz d_{23} między uzwojeniami L i T można obliczyć szerokość okna T_o :

$$T_o = 2(i_r + a_1 + d_{12} + d_{23} + a_2) + g \quad (\text{Z.17})$$

oraz rozstawienie kolumn M :

$$M = D_k + T_o \quad (\text{Z.18})$$

Charakterystyczne wymiary transformatora przedstawione zostały na rysunku Z.1.



Rys. Z.1. Charakterystyczne wymiary transformatora

Długość obliczeniowa jarzm L_j niezbędna do obliczenia strat w żelazie jarzma wyraża się zależnością:

$$L_j \approx 2M + 0,9D_k \quad (Z.19)$$

Wyznaczenie kształtu i wymiarów kolumny oraz jarzma transformatora (rysunek Z.1) umożliwia wyznaczenie strat w żelazie transformatora, które można obliczyć znając masę kolumn (Z.20) oraz masę jarzma (Z.21).

$$m_k = 3 S_k L_k \gamma 10^{-3} \quad (Z.20)$$

$$m_j = 2 S_j L_j \gamma 10^{-3} \quad (Z.21)$$

Dla tak określonych parametrów kolumn oraz jarzm, straty ΔP_{0j} w jarzmach oraz w ΔP_{0k} w kolumnach, z uwzględnieniem stratności blach transformatorowych ΔP_j w jarzmie oraz ΔP_k w kolumnie, wyrażają się zależnością:

$$\Delta P_{0k} = \Delta P_k m_k \quad (Z.22)$$

$$\Delta P_{0j} = \Delta P_j m_j \quad (Z.23)$$

Całkowite straty jałowy ΔP_0 wynoszą wówczas:

$$\Delta P_0 = k_{p0} (\Delta P_{0k} + \Delta P_{0j}) 10^{-3} \quad (\text{Z.24})$$

przy czym współczynnik k_{p0} strat dodatkowych w żelazie uwzględnia straty dodatkowe w rdzeniu i zawiera się w zakresie $1,07 \div 1,15$.

Znając całkowite straty jałowe mocy pozornej ΔS_0 :

$$\Delta S_0 = k_{s0} (\Delta S_k m_k + \Delta S_j m_j) 10^{-3} \quad (\text{Z.25})$$

można wyznaczyć prąd biegu jałowego I_0 :

$$I_0 = \frac{\Delta S_0}{\sqrt{3} \frac{U_{rH}}{1000}} \quad (\text{Z.26})$$

lub wyrażony w procentach jako I_{0p} :

$$I_{0p} = \frac{I_0}{I_{rH}} 100\% \quad (\text{Z.27})$$

Wartości współczynnika k_{s0} odbiega w większym stopniu od jedności niż odpowiadający mu współczynnik k_{p0} stosowany przy obliczeniu strat mocy czynnej w stali. Wynika to m.in. z większej wartości mocy biernej magnesującej dla niekorzystnych kątów zaplatania rdzenia ($55^\circ \div 90^\circ$) oraz indukcji w kolumnie rdzenia [84].

Obliczenia obwodu elektrycznego transformatora

Obliczenie obwodu elektrycznego transformatora sprowadza się do: 1) dokładnego ustalenia liczby zwojów każdego z uzwojeń, 2) obliczenia przekrojów przewodów każdego z uzwojeń, 3) ostatecznego ukształtowania uzwojeń (ustalenia wymiarów przewodów, izolacji, rodzaju uzwojeń oraz podziału uzwojeń na poszczególne cewki), 4) obliczenia ciężarów i strat w miedzi, napięcia zwarcia oraz grzania się uzwojeń, 5) sprawdzenia dynamicznej wytrzymałości uzwojeń, 6) Sprawdzenia dielektrycznej wytrzymałości uzwojeń przy napięciach udarowych.

Znając wyznaczoną w z zależności (Z.7)÷(Z.9) liczbę zwojów z_T , z_L oraz z_H dla poszczególnych uzwojeń transformatora trójuzwojeniowego oraz prądy znamionowe I_{rT} , I_{rL} oraz I_{rH} płynące w tych uzwojeniach (Z.10)÷(Z.12) można wyznaczyć przekroje s przewodów, z których wykonane zostaną uzwojenia transformatora:

$$s_3 = \frac{I_{rT}}{\frac{j_p}{100}} \quad (\text{Z.28})$$

$$s_2 = \frac{I_{rL}}{\frac{j_p}{100}} \quad (\text{Z.29})$$

$$s_1 = \frac{I_{rH}}{\frac{j_p}{100}} \quad (\text{Z.30})$$

oraz średnie długości zwojów l_{sr} poszczególnych uzwojeń:

$$l_{sr3} = \pi(D_k + 2i_r + 2a_3)10^{-2} \quad (\text{Z.31})$$

$$l_{sr2} = \pi(D_k + 2i_r + 2a_3 + 2d_{23} + 2a_2)10^{-2} \quad (\text{Z.32})$$

$$l_{sr1} = \pi(D_k + 2i_r + 2a_3 + 2d_{23} + 2a_2 + 2d_{12} + 2a_1)10^{-2} \quad (\text{Z.33})$$

Znając przekroje oraz średnie długości zwojów można wyznaczyć masę poszczególnych uzwojeń:

$$m_{z3} = 3z_T \frac{S_3}{10^6} l_{sr3} 8933 \quad (\text{Z.34})$$

$$m_{z2} = 3z_L \frac{S_2}{10^6} l_{sr2} 8933 \quad (\text{Z.35})$$

$$m_{z1} = 3z_H \frac{S_1}{10^6} l_{sr1} 8933 \quad (\text{Z.36})$$

Znajomość wyznaczonych ze wzorów (Z.34)÷(Z.36) mas uzwojeń umożliwia wyznaczenie strat obciążeniowych ΔP , które wywołane przepływem prądu obciążenia przez uzwojenia transformatora obejmują: straty podstawowe w uzwojeniach, straty dodatkowe w uzwojeniach oraz straty dodatkowe poza uzwojeniami (straty w kadzi wywołane przez pole rozproszenia). Wartość współczynników strat dodatkowych k_{sd} ($k_{sd} > 1$) zależna jest od wymiaru przewodu, sposobu wykonania uzwojenia, częstotliwości oraz materiału uzwojeń [83]. Dla przyjętej gęstości prądu j_p straty obciążeniowe pomiędzy poszczególnymi parami uzwojeń transformatora trójuzwojeniowego wyrażają się zależnościami:

$$\Delta P_{HL} = k_{sd} \cdot 2,4 \cdot \left(\frac{j_p}{100} \right)^2 (m_{z1} + m_{z2})10^{-3} \quad (\text{Z.37})$$

$$\Delta P_{HT} = k_{sd} \cdot 2,4 \cdot \left(\frac{j_p}{100} \right)^2 (m_{z1} + m_{z3})10^{-3} \quad (\text{Z.38})$$

$$\Delta P_{LT} = k_{sd} \cdot 2,4 \cdot \left(\frac{j_p}{100} \right)^2 (m_{z2} + m_{z3})10^{-3} \quad (\text{Z.39})$$

Znając liczbę zwojów z , przekroje s , średnie długości zwojów l_{sr} oraz konduktywność przewodnika γ_u można wyznaczyć rezystancje R poszczególnych uzwojeń :

$$R_T = \frac{l_{sr3} z_T}{\gamma_u \cdot 10^6 s_3 10^{-6}} \quad (\text{Z.40})$$

$$R_L = \frac{l_{sr2} z_L}{\gamma_u \cdot 10^6 s_2 10^{-6}} \quad (\text{Z.41})$$

$$R_H = \frac{l_{sr1} z_H}{\gamma_u \cdot 10^6 s_1 10^{-6}} \quad (\text{Z.42})$$

Współczynnik Rogowskiego $k_R = \{k_{R12}, k_{R13}, k_{R23}\}$ [83, 85] uwzględniający rzeczywisty przebieg linii sił strumienia rozproszenia, skojarzony z długością (wysokością) uzwojenia L_u , wymiarami – grubością – szerokości promieniowej uzwojeń (a_1, a_2, a_3) oraz szczeliną międzyuzwojeniową (d_{12}, d_{23}) [83] dla poszczególnych par uzwojeń, w przypadku uproszczonych obliczeń, można wyrazić wzorem:

$$k_{R12} = 1 - \frac{a_1 + a_2 + d_{12}}{\pi \cdot L_u} \quad (\text{Z.43})$$

$$k_{R13} = 1 - \frac{a_1 + a_2 + a_3 + d_{12} + d_{23}}{\pi \cdot L_u} \quad (\text{Z.44})$$

$$k_{R23} = 1 - \frac{a_2 + a_3 + d_{23}}{\pi \cdot L_u} \quad (\text{Z.45})$$

przy czym według uproszczonego wzoru W. Rogowskiego $k_R < 1$.

Wprowadzając pojęcia: średniego obwodu szczeliny l_{sr} pomiędzy poszczególnymi parami uzwojeń, wyznaczonego jako:

$$l_{sr12} = \frac{1}{2}(l_{sr1} + l_{sr2}) \quad (\text{Z.46})$$

$$l_{sr13} = \frac{1}{2}(l_{sr1} + l_{sr3}) \quad (\text{Z.47})$$

$$l_{sr23} = \frac{1}{2}(l_{sr2} + l_{sr3}) \quad (\text{Z.48})$$

oraz zastępczej przeciętnej długości L_{ur} linii sił strumienia rozproszenia między parami uzwojeń:

$$L_{ur12} = \frac{L_u}{k_{R12}} \quad (\text{Z.49})$$

$$L_{ur13} = \frac{L_u}{k_{R13}} \quad (Z.50)$$

$$L_{ur23} = \frac{L_u}{k_{R23}} \quad (Z.51)$$

a także zredukowanej szczeliny d_p między parami uzwojeń:

$$d_{p12} = d_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3} \quad (Z.52)$$

$$d_{p13} = d_{12} + d_{23} + \frac{a_1 + a_3}{3} \quad (Z.53)$$

$$d_{p23} = d_{23} + \frac{a_2 + a_3}{3} \quad (Z.54)$$

można wyznaczyć reaktancję indukcyjną zwarcia X_z [85] określoną pomiędzy wybranymi parami uzwojeń transformatora trójuzwojeniowego, która dla częstotliwości $f = 50$ Hz wynosi:

$$X_{zHL} = 7,9 \cdot f \cdot z_H^2 \cdot \frac{100 \cdot l_{sr12}}{l_{ur12}} \cdot d_{p12} \cdot 10^{-8} \quad (Z.55)$$

$$X_{zHT} = 7,9 \cdot f \cdot z_H^2 \cdot \frac{100 \cdot l_{sr13}}{l_{ur13}} \cdot d_{p13} \cdot 10^{-8} \quad (Z.56)$$

$$X_{zLT} = 7,9 \cdot f \cdot z_L^2 \cdot \frac{100 \cdot l_{sr23}}{l_{ur23}} \cdot d_{p23} \cdot 10^{-8} \quad (Z.57)$$

Zgodnie z [85] dla dużych jednostek nie jest konieczne zwiększanie współczynnika obliczeniowego i przyjęcia go jako 7,9 jest wystarczające. Ponadto nieuwzględnianie we wzorach (Z.55)÷(Z.57) współczynników Rogowskiego (k_{R12} , k_{R13} oraz k_{R23}) uwzględnia niedokładność obliczeń i montażu elementów transformatora.

Wyznaczone na podstawie powyższej procedury oporności indukcyjne zwarcia X_z dla wyznaczenia parametrów modelu transformatora powinny zostać odniesione do jednego poziomu napięcia. Ze względu na to, że parametry X_{zHL} oraz X_{zHT} odniesione są do strony H napięcia transformatora, również na tą stronę przeliczono parametr X_{zLT} . Dla czytelności zapisu wprowadzono oznaczenie $X_{z(\cdot)_s}$ oznaczające parametry oporności indukcyjnej zwarcia przeliczone (sprowadzone) na stronę górnego napięcia H, co można zapisać odpowiednio jako:

$$X_{zHLs} = X_{zHL} \quad (Z.58)$$

$$X_{zHTs} = X_{zHT} \quad (Z.59)$$

$$X_{zLTs} = X_{z23} \cdot \left(\frac{z_H}{z_L} \right)^2 \quad (Z.60)$$

Po wyznaczeniu oporności indukcyjnej zwarcia par uzwojeń możliwe jest wyznaczenie napięć zwarcia transformatora trójzwojeniowego dla poszczególnych par uzwojeń, zgodnie ze wzorami:

$$U_{kHL} = I_{nH} \cdot \frac{X_{zHL}}{\frac{U_{rH}}{\sqrt{3}}} \cdot 100\% \quad (\text{Z.61})$$

$$U_{kHT} = I_{nH} \cdot \frac{X_{zHT}}{\frac{U_{rH}}{\sqrt{3}}} \cdot 100\% \quad (\text{Z.62})$$

$$U_{kLT} = I_{nL} \cdot \frac{X_{zLT}}{\frac{U_{rL}}{\sqrt{3}}} \cdot 100\% \quad (\text{Z.63})$$

Z.2. Wyznaczenie parametrów modelu transformatora trójzwojeniowego

Indukcyjność uzwojenia strony górnego napięcia H, strony dolnego napięcia L oraz strony uzwojenia wyrównawczego T związane ze strumieniem rozproszenia można wyznaczyć z następujących zależności:

$$L_{sH} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(X_{zHLs} + X_{zHTs} - X_{zLTs})}{100\pi} \quad (\text{Z.64})$$

$$L_{sL} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(X_{zHLs} + X_{zLTs} - X_{zHTs})}{100\pi} \cdot \left(\frac{1}{\mathfrak{G}_{HL}} \right)^2 \quad (\text{Z.65})$$

$$L_{sT} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(X_{zHTs} + X_{zLTs} - X_{zHLs})}{100\pi} \cdot \left(\frac{1}{\mathfrak{G}_{HT}} \right)^2 \quad (\text{Z.66})$$

Permeancja kolumny λ_k wyrażona [6] dla obliczonego przekrój żelaza kolumny S_k określana jest zależnością:

$$\lambda_k = \mu_r \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot \frac{S_k}{\frac{L_k}{100}} \quad (\text{Z.67})$$

Na podstawie zależności (Z.67) oraz liczby zwojów z_H można wyznaczyć indukcyjność uzwojenia strony górnego napięcia związana ze strumieniem głównym:

$$L_H = z_H^2 \cdot \frac{2}{3} \cdot \lambda_k \quad (\text{Z.68})$$

oraz indukcyjności wzajemne dwóch uzwojeń strony górnego napięcia, znajdujących się na różnych kolumnach:

$$M_H = z_H^2 \cdot \frac{1}{3} \cdot \lambda_k \quad (\text{Z.69})$$

Podobnie jak miało to miejsce, w niniejszej części załącznika przedstawiono podejście ogólne odnosząc się do transformatora trójuzwojeniowego. W przypadku parametrów modelu transformatorów dwuuzwojeniowych zaprezentowane powyżej zależności upraszczają się do uzwojeń H, L bądź pary uzwojeń H – L. Tak wyznaczone wartości przedstawionych powyżej parametrów można zastosować do zależności opisanych równaniami ogólnymi w rozdziale 5.2 oraz 5.3.

Bibliografia

- [1] Acharya J., Xu W.: *Ground potential rise of multi-grounded neutral and shield wires in joint systems*, Electric Power Systems Research, Vol. 80, pp. 1074-1081, 2010
- [2] Acharya J. R., Wang Y., Xu W.: *Temporary Overvoltage and GPR Characteristics of Distribution Feeders With Multigrounded Neutral*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, No. 2, pp. 1036-1044, April 2010
- [3] Ametani A.: *A General Formulation of Impedance and Admittance of Cables*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-99, no. 3, pp. 902-910, May 1980
- [4] Amin F., Rasel M., Islam S., *Modeling and Performance Analysis of Grounding System of a Grid Substation*, 2021 International Conference on Science & Contemporary Technologies (ICSCT), Dhaka, Bangladesh, 2021, pp. 1-6
- [5] ANSYS Inc., <http://www.ansys.com/>, dostęp: 14.04.2023
- [6] Bajorek Z.: *Modelowanie matematyczne transformatorów trójfazowych przy pracy niesymetrycznej*, PWN, Warszawa, 1983
- [7] Beldowski T., Markiewicz H.: *Stacje i urządzenia elektroenergetyczne*, WNT, Warszawa, 1998
- [8] Bendito E., Carmona A., Encinas A. M., Jimenez M. J.: *The extremal charges method in grounding grid design*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 1, pp. 118-123, Jan. 2004
- [9] Bernstein T.: *Electrical shock hazards and safety standards*, IEEE Transactions on Education, Vol. 34, No. 3, pp. 216-222, Aug. 1991
- [10] Biegelmeier G.: *Kriterien für konventionelle Vereinbarungen über vertretbare Risiken beim Schutz gegen schädlichen elektrischen Schlag bei Wechselstrom 50/60 Hz (Criteria for conventional agreements on tolerable risks of protection against harmful electric shock for alternating current 50/60 Hz)*, Elektrotechnik & Informationstechnik 123/6, pp. 571–583, 2006
- [11] Biegelmeier G., Rotter K.: *Elektrische Widerstände und Ströme im menschlichen Körper*, Elektrotechnik und Maschinenbau, 88. Jahrgang (Heft 3), 1971, pp. 104–114
- [12] Bikić K. C., Gazdović M., Franjo Kelemen F., Lojpur A.: *Transferred Voltages due to Single Phase Earth Fault on Power Transformers*, Procedia Engineering, Vol. 202, pp. 305-311, 2017, ISSN 1877-7058
- [13] Bonda P. R., Mishra M. K.: *Optimized Design of Earthing System for Substations with High Soil Resistivity and Limited Plot Area*, 20th National Power Systems Conference (NPSC), Tiruchirappalli, India, pp. 1-6, 2018
- [14] Bridges J. E.: *An Investigation on Low-Impedance Low-Voltage Shocks*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, no. 4, pp. 1529-1537, April 1981
- [15] BS 7430+A1-2015: *Code of practice for protective earthing of electrical installations*
- [16] Buba S. D., Wan Ahmad W. F., Kadir A. M. Z. A., Gomes C., Jasni J., Osman M.: *Effect of earth grid conductor spacing on the safety criteria of substation earthing*, 2014 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Kuching, Malaysia, pp. 134-139, 2014

- [17] Caetano C. E. F., Batista R., Paulino J. O. S., Boaventura W. C., Lopes I. J. S., Cardoso E. N.: *A Simplified Method for Calculating the Impedance of Vertical Grounding Electrodes Buried in a Horizontally Stratified Multilayer Ground*, 2018 34th International Conference on Lightning Protection (ICLP), Rzeszow, Poland, 2018, pp. 1-7
- [18] Cai Y., Zhou K., Yang L., Li C., Zhang R., Zhao L.: *The Analysis of the Reasons for the Disconnection of Overhead Ground Wire*, 2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), Beijing, China, 2019, pp. 662-666
- [19] Carson J. R.: *Wave propagation in overhead wires with ground return*, Bell System Technical Journal, Vol. 5, No. 4, pp. 539-554, Oct. 1926
- [20] Carter A. O., Morley R.: *Electric current flow through human skin at power frequency voltages*, British Journal of Industrial Medicine, Vol. 26, 3 pp. 217-23, 1969,
- [21] Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation: *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*. East Pittsburgh, Pennsylvania: Westinghouse Electric Corporation, 1950
- [22] Chase S., Sawai S., Kathe A.: *Analyzing faulted transmission lines: Phase components as an alternative to symmetrical components*, 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), College Station, TX, USA, pp. 1-19
- [23] Chinen K., Kinjo I., Zamami A., Irei K., Nagayama K.: *New equivalent-electrical circuit model and a practical measurement method for human body impedance*, Biomedical materials and engineering, 26 Suppl 1:S779-86, 2015
- [24] Clem J. E.: *Reactance of transmission lines with ground return*, AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-50, pp. 901-918, Sept. 1931
- [25] Colella P., Pons E., Tommasini R.: *MV ground fault current distribution: An analytical formulation of the reduction factor*, 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Milan, Italy, 2017, pp. 1-6
- [26] COMSOL Inc., *COMSOL Multiphysics*, <https://www.comsol.com/>, dostęp: 14.04.2023
- [27] Copîndean R., Holonec R., Dragan F., Muresan C.: *Method for Body Impedance Measurement*, 6th International Conference on Advancements of Medicine and Health Care through Technology, 17-20 October 2018, Cluj-Napoca, Romania, IFMBE Proceedings, Vol 71. Springer, Singapore
- [28] Crisafulli C. A., Spoor D. J.: *A case study on the appropriate selection of optical ground wire*, Proceedings of the Australasian Universities Power Engineering Conference, Sydney NSW, Australia, 14-17, December 2008, pp. 1-5
- [29] Cvetković N. N., Jovanović D. B., Ristić A. T., Stojanović M. S., Krstić D. D.: *Comparison of different models for determining the grounding rod resistance*, Journal – Electrotechnica & Electronica (E+E), Vol. 50 (9-10), 2015, pp. 35-39
- [30] CYME International T&D Inc., *CYMGRED, Substation Grounding Program*, <https://www.cyme.com/software/cymgrd/>, dostęp: 14.04.2023
- [31] Czapp S.: *Ocena stanu instalacji uziemiającej w stacjach elektroenergetycznych wysokiego napięcia*, INPE Informacje o Normach i Przepisach Elektrycznych, miesięcznik Stowarzyszenia Elektryków Polskich, Nr 145 (Rok XVII), str. 3-38, październik 2011

- [32] Czapp S., Dobrzyński K., Klucznik J., Lubośny Z., *Computer-aided Analysis of Induced Sheath Voltages in High Voltage Power Cable System*, The 10th International Conference on Digital Technologies 2014, 2014, pp. 44-50
- [33] Dalziel C. F.: *A Study of the Hazards of Impulse Currents [includes discussion]*, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Part III: Power Apparatus and Systems, Vol. 72, No. 5, pp. 1032-1043, Oct. 1953
- [34] Dalziel C. F.: *Analysis of Short Circuits for Distribution Systems*, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 61, No. 10, pp. 757-764, Oct. 1942
- [35] Dalziel C. F.: *Effects of Electric Shock on Man*, IRE Transactions on Medical Electronics, Vol. PGME-5, pp. 44-62, July 1956
- [36] Dalziel C. F.: *Effect of Wave Form on Let-Go Currents*, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 62, No. 12, pp. 739-744, Dec. 1943
- [37] Dalziel C. F.: *The Threshold of Perception Currents [includes discussion]*, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Part III: Power Apparatus and Systems, Vol. 73, No. 2, pp. 990-996, Jan. 1954
- [38] Dalziel C. F.: *Transistorized ground-fault interrupter reduces shock hazard*, IEEE Spectrum, Vol. 7, No. 1, pp. 55-62, Jan. 1970
- [39] Dalziel C. F., Lagen J. B., Thurston J. L.: *Electric Shock*, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 60, No. 12, pp. 1073-1079, Dec. 1941
- [40] Dawalibi F.: *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./Apr. 1980
- [41] Dawalibi F., Bouchard M., Mukhedkar D.: *Survey on Power System Grounding Design Practices*, in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 4, pp. 1396-1405, July 1980
- [42] Dawalibi F., Niles G. B.: *Measurements and computations of fault current distribution on overhead transmission lines*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 3, pp. 553-560, March 1984
- [43] De Santis V., Beeckman P. A., Lampasi D. A., Feliziani M.: *Assessment of Human Body Impedance for Safety Requirements Against Contact Currents for Frequencies up to 110 MHz*, IEEE Transactions on Biomedical Engineering, Vol. 58, No. 2, pp. 390-396, Feb. 2011
- [44] Desieno C., Marchenko P., Vassell G.: *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
- [45] Duda D., Szadkowski M.: *Ochrona przeciwprzepięciowa osłon kabli WN w różnych układach połączeń żył powrotnych*, Przegląd Elektrotechniczny, R.90, Nr 10/2014, str. 37-40
- [46] Dunki-Jacobs J. R., St Pierre C.: *The function and composition of the global industrial grounding system*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 42, No. 1, pp. 172-185, Jan.-Feb. 2006
- [47] El-Sherif N., Kennedy S. P.: *A design guide to neutral grounding of industrial power systems*, 2017 Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC), Calgary, AB, Canada, 2017, pp. 151-162
- [48] Endrenyi J.: *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

- [49] Enns M. K.: *Neutral impedances in fault analysis*, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, pp. 274-279, May 1998
- [50] Fortescue C. L.: *Method of Symmetrical Components Applied to the Solution of Polyphase Networks*, *AIEE. Trans.*, Vol. 37, pp. 1027, 1918
- [51] Freiberger H.: *Der elektrische Widerstand des menschlichen Körpers gegen technischen Gleich- und Wechselstrom*, Springer, Berlin 1934
- [52] Freschi F., Guerrisi A., Tartaglia M., Mitolo M.: *Numerical Simulation of Heart-Current Factors and Electrical Models of the Human Body*, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 49, No. 5, pp. 2290-2299, Sept.-Oct. 2013
- [53] Freschi F., Mitolo M.: *Currents Passing Through the Human Body: The Numerical Viewpoint*, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 53, No. 2, pp. 826-832, March-April 2017
- [54] **Gajdzica J.**, Nowak W., Szpyra W., Tarko R.: *Analiza prądów płynących w uziemieniach stacji elektroenergetycznych w czasie zwarć jednofazowych*, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, ISSN 2353-1290, 2018 nr 60, str. 23–26
- [55] **Gajdzica J.**, Nowak W., Szpyra W., Tarko R.: *Modelling and Analysis of Currents Flowing in High Voltage Power Substations During Ground Short - Circuits*, 2018 14th Selected Issues of Electrical Engineering and Electronics (WZEE), Szczecin, Poland, 2018, pp. 1-4
- [56] Gawor P.: *Model rezystancji ciała człowieka w przypadku rażenia prądem stałym w niekorzystnych warunkach środowiskowych podziemi kopalń*, *Zeszyty Naukowe. Górnictwo/Politechnika Śląska*, str. 355-363, Gliwice 2003
- [57] Gawor P.: *Wpływ niekorzystnych zmian impedancji ciała człowieka na ryzyko porażenia prądem przemiennym*, *Konferencja Naukowa Górnictwo Zrównoważonego Rozwoju 2008*, *Zeszyty Naukowe. Górnictwo/Politechnika Śląska*, str. 253-263, 2008
- [58] Gierlotka S.: *Elektropatologia porażenia prądem elektrycznym oraz bezpieczeństwo pracy przy urządzeniach elektrycznych*, *Seria: Zeszyty dla elektryków – nr 12*, Medium, Warszawa 2015
- [59] Gierlotka S.: *Wpływ uciążliwości ergonomicznych występujących w kopalniach węgla kamiennego na impedancję elektryczną ciała człowieka*, *Zeszyty Naukowe. Górnictwo/Politechnika Śląska*, Gliwice 2002
- [60] Gierlotka S.: *Zmiany impedancji ciała człowieka pod wpływem napięcia i klimatu środowiska górniczego*, *Zeszyty Naukowe. Górnictwo/Politechnika Śląska*, str. 73-95, Gliwice 1995
- [61] Gooi H. B., Sebo S. A.: *Distribution of Ground Fault Currents Along Transmission Lines -- An Improved Algorithm*, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 3, pp. 663-670, March 1985
- [62] Guven A. N., Sebo S. A.: *Analysis of Ground Fault Current Distribution along Underground Cables*, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 1, No. 4, pp. 9-18, Oct. 1986
- [63] He B., Zhou Y., Li H., Ye T., Fan S., Wang X.: *Fault Identification of High-voltage Cable Sheath Grounding System Based on Ground Current Analysis*, 2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Wuhan, China, 2020, pp. 3248-3251
- [64] He J., Wu J., Zhang B., Zeng R.: *Fault Current-Division Factor of Substation Grounding Grid In Seasonal Frozen Soil*, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 28, No. 2, pp. 855–865, April 2013

- [65] Heyduk A., Boron S., Joostberens J., Pielot J.: *Empiryczny model impedancji ciała ludzkiego na potrzeby oceny zagrożenia niebezpiecznym dla zdrowia i życia porażeniem prądem elektrycznym*, Zeszyty Naukowe. Organizacja i Zarządzanie/Politechnika Śląska, str. 67-76, 2015
- [66] Høidalen H. K., Prikler L., Peñaloza F.: *ATPDRAW version 7.3 for Windows Users' Manual*, may 2021
- [67] Hoppel W., Marciniak R.: *Uziemienia w sieciach elektroenergetycznych*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2022
- [68] Hye Y. K., Yong K. M., Sunghyok K.: *A Method for Grounding Resistance Calculation of the Vertical Grounding Electrode*, SSRN Electronic Journal, September 16, 2022
- [69] IEC 60479-1:2018: *Effects of current on human beings and livestock - Part 1: General aspects*, International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 2018
- [70] IEC 60990:2016: *Methods of measurement of touch current and protective conductor current*, International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 2016
- [71] *IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV*, IEEE Std 575-2014 (Revision of IEEE Std 575-1988), pp. 1-83, 18 Sept. 2014
- [72] *IEEE Guide for Measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding Systems*, IEEE Std 81.2-1991, pp.1-112, 25 June 1992
- [73] *IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*, IEEE Std 81-2012 (Revision of IEEE Std 81-1983), pp.1-86, 28 Dec. 2012
- [74] *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, IEEE Std 80-2013 (Revision of IEEE Std 80-2000/ Incorporates IEEE Std 80-2013/Cor 1-2015), pp.1-226, 15 May 2015
- [75] International Council on Large Electric Systems, Working Group B1.18. TB 283: *Special Bonding of High Voltage Power Cables*, CIGRE, Paris, France, 2005
- [76] International Council on Large Electric Systems, Working Group B1.30. TB 531: *Cable Systems Electrical Characteristics*, CIGRE, Paris, France, 2013
- [77] International Council on Large Electric Systems, Working Group B1.50. TB 797: *Sheath Bonding Systems of AC Transmission Cables—Design, Testing, and Maintenance*, CIGRE, Paris, France, 2020
- [78] International Council on Large Electric Systems, Working Group B1.57. TB 815: *Update of Service Experience of HV Underground and Submarine Cable Systems*, CIGRE, Paris, France, 2020
- [79] International Council on Large Electric Systems, Working Group B2.56. TB 694: *Ground potential rise at overhead AC transmission line structures during power frequency faults*, CIGRE, Paris, France, 2017
- [80] Jardines A., Guardado J. L., Torres J., Chavez J. D., Hernandez M.: *A multiconductor transmission line model for grounding grids*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 60, pp. 24-33, 2014
- [81] Jellinek S.: *Der Elektrische Unfall: Skizziert für Ingenieur und Arzt*, Springer, Deuticke, Leipzig/Wien, 1927

- [82] Jellinek S.: *Elektropathologie: Die Erkrankungen durch Blitzschlag und elektrischen Starkstrom in klinischer und Forensischer Darstellung*, Verlag von Ferdinand Enke, Stuttgart, 1903
- [83] Jezierski E.: *Transformatory - podstawy teoretyczne*, PWT, wydanie I, Warszawa 1956
- [84] Jezierski E., Gałkiewicz T., Kopczyński Z., Kozłowska A., Narolski B.: *Budowa i obliczanie rdzeni transformatorów energetycznych*, WNT, Warszawa, 1979
- [85] Jezierski E., Gogolewski Z., Kopczyński Z., Szmit J.: *Transformatory. Budowa i projektowanie*, WNT, wydanie II, Warszawa, 1963
- [86] Kacejko P., Machowski J., Smolarczyk A., Pijarski P.: *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2022
- [87] Kanicki A.: *Zwarcia w sieciach elektroenergetycznych*, Łódź, 2001
- [88] Klucznik J.: *Obliczanie wartości prądów w przewodach odgromowych linii elektroenergetycznych*, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, 2017, ISBN 978-83-7348-70t-7
- [89] Klucznik J., Dobrzyński K.: *Obliczanie prądów w przewodach odgromowych w linii napowietrzno-kablowej*, XIX Konferencja Naukowa Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'19 (XIX, 12.06.2019-14.06.2019, Jastrzębia Góra, Polska
- [90] Klucznik J., Lubośny Z., Dobrzyński K.: *Calculations of Short-Circuit Current Flows in Earth Wires of HV Lines*. Acta Energetica 2016, Nr 1, str. 45–50
- [91] Krakowski M.: *Obwody ziemnopowrotne*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1979
- [92] Kyle U. G., Bosaeus I., De Lorenzo A. D. i inni: *Bioelectrical impedance analysis--part I: review of principles and methods*, Clinical Nutrition (Edinburgh, Scotland), 23(5), pp. 1226–1243
- [93] Lee C. H., Chang C. N.: *Computation of current-division factors and assessment of earth-grid safety at 161/69 kV indoor-type and outdoor-type substations*, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 152, pp. 837–848, November 2005
- [94] Lee C. H., Chang C. N., Wang Y. J.: *Calculation of fault current division factors and assessment of earth grid safety at an independent power producer station*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 31, pp. 639–650, 2009
- [95] Levey L.: *Calculation of Ground Fault Currents Using an Equivalent Circuit and a Simplified Ladder Network*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 8, pp. 2491-2497, Aug. 1982
- [96] Li Y., Dawalibi F.: *Advanced Practical Considerations of Fault Current Analysis in Power System Grounding Design*, Journal of International Council on Electrical Engineering, Vol. 2, No. 4, pp. 409–414, 2012
- [97] Liang X., Wang C.: *Factors Affecting Ground Potential Rise and Fault Currents Along Transmission Lines With Multigrounded Shield Wires*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 53, pp. 888–900, April 2017
- [98] Lin Y., Xu Z.: *Cable Sheath Loss Reduction Strategy Research Based on the Coupled Line Model*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 30, No. 5, pp. 2303-2311, Oct. 2015,
- [99] Loo K. H., Ukil A.: *Design of safety critical substation earthing system based on soil characteristics*, 2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Cincinnati, OH, USA, 2017, pp. 1-8

- [100] Malik N. H.: *A review of the charge simulation method and its applications*, IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. 24, No. 1, pp. 3-20, Feb. 1989
- [101] Mangione S.: *Ground-Fault Current Transfer at the Transition Station of a Combined Overhead-Cable Line A Parametric Analysis*, International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Setubal, Portugal, pp. 394-399, 2007
- [102] Mangione S., Mineo L.: *Safety Concerns on Ground Fault Application Transfer Phenomenon in HV Installations*, 2007 IEEE Symposium on Product Compliance Engineering, Oct. 2007
- [103] Markiewicz H.: *Bezpieczeństwo w elektroenergetyce*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa, 2017
- [104] Markiewicz H., Klajn A.: *Uziemienia i EMC. Układy uziomowe – Podstawowe zagadnienia konstrukcyjne*, Polskie Centrum Promocji Miedzi, Wrocław 2004
- [105] Meliopoulos A. P., Webb R. P., Joy E. B., Patel S.: *Computation Of Maximum Earth Current In Substation Switchyards*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102 , No. 9, pp. 3131–3139, Sept. 1983
- [106] Military Handbook: *Grounding, Bonding, and Shielding for Electronic Equipments and Facilities. Volume 1. Basic Theory*, Department of Defense, Washington, DC, USA, 1987
- [107] Mitolo M., Sutherland P. E., Natarajan R.: *Effects of High Fault Currents on Ground Grid Design*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 46, No. 3, pp. 1118-1124, May-June 2010
- [108] Mork B. A., Gonzalez F., Ishchenko D., Stuehm D. L., Mitra J.: *Hybrid Transformer Model for Transient Simulation—Part I: Development and Parameters*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 1, pp. 248-255, Jan. 2007
- [109] Mork B. A., Gonzalez F., Ishchenko D., Stuehm D. L., Mitra J.: *Hybrid Transformer Model for Transient Simulation—Part II: Laboratory Measurements and Benchmarking*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 1, pp. 256-262, Jan. 2007
- [110] Nahman J.: *Zero sequence currents and potentials during line tower earthfaults in the vicinity of power stations*, Electric Power System Research, Vol. 44(3), pp. 183–188, March 1998
- [111] Nahman J. M.: *Zero-sequence representation of nonuniform overhead lines*, Electric Power Systems Research, No. 25, pp. 65-72, 1992
- [112] Nahman J. M., Djordjevic V. B.: *Maximum Step Voltages of Combined Grid – Multiple Rods Ground Electrodes*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 3, July 1998
- [113] Nahman J. M., Djordjevic V. B., Salamon D. D.: *Grounding effects of HV and MV underground cables associated with urban distribution substations*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 1, pp. 111-116, Jan. 2002
- [114] Neamt L., Chiver O.: *A simple design method of unequal spacing arrangement for substation grounding grid*, IEEE Access, Vol. 9, pp. 141339-141346, 2021
- [115] Nichols N., Shipp D. D.: *Designing to Avoid Hazardous Transferred Earth Potentials*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. IA-18, No. 4, pp. 340–347, July 1982
- [116] Nor N. M., Haddad A., Griffiths H.: *Performance of earthing systems of low resistivity soils*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 4, pp. 2039-2047, Oct. 2006

- [117] Nowak W.: *Analityczny model oddziaływania linii elektroenergetycznej wysokiego napięcia na sieć trakcji kolejowej: rozprawa doktorska*, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Elektroniki, Kraków 1994
- [118] Nowak W., Jackowicz-Korczyński A., Flokrowska B.: *Komputerowa identyfikacja pól elektrycznych o częstotliwości sieciowej w otoczeniu obiektów elektroenergetycznych*, X symposium: Problemy Eksploatacji Układów Izolacyjnych wysokiego napięcia, Krynica, 27–30 września 2005
- [119] Nowak W., Szpyra W., Tarko R., Benesz M.: *Obliczenia prądów płynących w uziemieniach słupów w czasie zwarców jednofazowych w liniach wysokiego napięcia*, Przegląd Elektrotechniczny, R. 92, Nr. 6/2016, str. 205–208, 2016
- [120] Patzak B., Winter E., Reiter C.: *Die Elektropathologie in Wien - eine Sammlung zur Unfallverhütung*, Wien Med Wochenschr, 163 (17-18): pp. 420-425, 2013
- [121] PN-EN 50341-1:2013-03: *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne*
- [122] PN-EN 50522:2022-12: *Uziemienie instalacji elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV*
- [123] PN-EN 60909-0:2016-09: *Prądy zwarciove w sieciach trójfazowych prądu przemiennego – Część 0: Obliczanie prądów*
- [124] PN-EN 60909-3:2010: *Prądy zwarciove w sieciach trójfazowych prądu przemiennego -- Część 3: Prądy podwójnych, jednoczesnych i niezależnych, zwarców doziemnych i częściowe prądy zwarciove płynące w ziemi*
- [125] PN-HD 60364-5-54:2011: *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5–54: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego, Układy uziemiające i przewody ochronne*
- [126] Pollaczek F.: *Über das Feld einer unendlich langen wechselstromdurchflossenen Einfachleitung*, Elektrische Nachrichten-Technik, Vol. 3, pp. 339-360, 1926
- [127] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE): *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci*, 2022
- [128] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE): *Siatka uziemienia stacji elektroenergetycznej PSE S.A.*, październik 2022
- [129] Pons E., Colella P., Napoli R., Tommasini R.: *Impact of MV Ground Fault Current Distribution on Global Earthing Systems*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 51, No. 6, pp. 4961-4968, Nov.-Dec. 2015
- [130] Popovic L. M.: *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, Jan. 2000
- [131] Popovic L. M.: *Determination of the reduction factor for feeding cable lines consisting of three single-core cables*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 3, pp. 736-743, July 2003
- [132] Popovic L. M.: *Efficient reduction of fault current through the grounding grid of substation supplied by cable line*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 2, pp. 556-561, April 2000
- [133] Popovic L. M.: *Ground fault current distribution in stations supplied by a line composed of a cable and an overhead section*, European Transaction on Electrical Power 2007, Vol. 17, pp. 207–218, 2017

- [134] Popovic L. M.: *Ground Fault Current Distribution When a Ground Fault Occurs in HV Substations Located in an Urban Area*, *Progress in Electromagnetics Research B*, Vol. 59, pp. 167-179, 2014
- [135] Popovic L. M.: *Influence of Metal Installations Surrounding the Feeding Cable Line on the Ground Fault Current Distribution in Supplied Substations*, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 23 No. 4, pp. 2583–2590, Oct. 2008
- [136] Popovic L. M.: *Practical method for evaluating ground fault current distribution in station supplied by an unhomogeneous line*, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 2, pp. 722-727, April 1997
- [137] Popovic L. M.: *Practical method for evaluating ground fault current distribution in station, towers and ground wire*, *IEEE Transactions on Power Delivery* 1998, Vol. 13, No. 1, pp. 123-128, Jan. 1998
- [138] Popovic L. M.: *Reduction of the fault current passing through the grounding system of an HV substation supplied by cable line*, *Electrical Power and Energy Systems* 99, pp. 493–499, 2018
- [139] Purwadi A., Heryana N., Nugraha F. A., Basharah A. A., Hadisantoso P. C. D., Munir S. B., Dakhlan F. D.: *Testing and Diagnostics of Neutral Earthing Current on 500kV/150kV Inter Bus Transformer in Tasikmalaya EHV Main Sub Station*, *Procedia Technology*, Vol. 11, 2013, pp. 980-988, ISSN 2212-0173
- [140] Qi Z., Rao Z.: *Single-phase to ground fault current distribution in transmission system based on the improved double-side elimination method*, *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 11, No. 4, pp. 417–424, 2016
- [141] Qui L., Zhang L., Wang E., Zhu H., Xu X., Chen X.: *Investigation on Circulation Current Calculation and Grounding Methods of Multi-circuit Cables*, 2022 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Applications (ICHVE), Chongqing, China, 2022, pp. 1-4
- [142] Ramli S. S. M., Rosli N. D. S., Ishak N. H., Jamaludin N. F., Omar A. M. S., Ahmad N. D.: *Development of Apps Software for Designing High Voltage AC Substation Grounding System with Different Shapes of Grid with or without Rods*, 2021 6th IEEE International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE), Kedah, Malaysia, 2021, pp. 1-6
- [143] Reilly J. P.: *Applied Bioelectricity From Electrical Stimulation to Electropathology* (1st ed. 1998.), Springer Science+Business Media, New York, 1998
- [144] Rodrigo A. S., Akarawita N. M., Ambanwala A. M. P. B., Ariyapala D. N., Chaminda W. C.: *Safety in AC substation grounding systems under transient conditions: Development of design software*, 2013 IEEE 8th International Conference on Industrial and Information Systems, Peradeniya, Sri Lanka, 2013, pp. 185-190
- [145] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z późniejszymi zmianami dokonanymi przez Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. 2022 poz. 2007
- [146] Sarajcev P., Vujevic S.: *A review of methods for grounding grid analysis*, SoftCOM 2009 - 17th International Conference on Software, Telecommunications & Computer Networks, Hvar, Croatia, 2009, pp. 42-49

- [147] Schelkunoff A.: *The electromagnetic theory of coaxial transmission line and cylindrical shields*, Bell System Technical Journal, Vol. 13, pp. 532–579, 1934
- [148] Schembari M., Codino A., Catapano A., Lauria S.: *Fault current increase due to the progressive undergrounding of a HV subtransmission network*, 2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, Italy, 2015, pp. 1403-1408
- [149] Schwan H.: *Electrical impedance of the human body. Technical Report TR-2199*, U.S. Naval Weapons Laboratory, Dahlgren, 1968, VA, NTIS No. AD 842306
- [150] Sebo S. A.: *Zero-sequence current distribution along transmission lines*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, pp. 910-919, June 1969
- [151] SES & Technologies Ltd., <https://www.sestech.com>, dostęp 04.02.2023
- [152] Shahrtash S. M., Ramezani N.: *A Novel Method to Determine Earth Fault Split Factor For Grounding Grid Design of HV Substations*, 2006 International Conference on Power System Technology, Chongqing, China, 2006, pp. 1-5
- [153] Shalash N. A., Haidar Ahmed M. A., Sattar K. A.: *Grounding locations assessment of practical power system*, Energy and Power Engineering, Vol. 4, pp. 19–27, 2012
- [154] Sikorski, J., Szpak, S.: *Ocena zagrożenia porażeniowego w rejonie rozdzielni i stacji wysokiego napięcia, szczególnie o napięciu od 110 kV wzwyż*, Energetyka, Nr 10, str. 620(42)–623(45), 2001
- [155] Sikorski J., Szpak S., Wojciechowski A.: *Generowanie napięć uziomowych i dotykowych w rozległych układach uziomowych stacji wysokich napięć przez prądy zwarć doziemnych*, Energetyka, Nr 10-11, str. 718–723, październik-listopad 2003
- [156] Silva D. T., Silvino J. L., Paulino J. O., de Melo J. C. D.: *Fault location on overhead power transmission lines by measuring currents from shield wires*, 2010 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications - INDUSCON 2010, Sao Paulo, Brazil, 2010, pp. 1-6
- [157] Sima W., Wu P., Yuan T., Yang Q., Zhu B., Ai L.: *A method for the interpretation of soil structure in the vicinity of grounding system*, 2014 ICHVE International Conference on High Voltage Engineering and Application, Poznan, Poland., pp. 1-4, 2014
- [158] Skliński R.: *Rozpowszechnione obecnie metody i zakres badania układów uziomowych stacji elektroenergetycznych*, Przegląd Elektrotechniczny, R.83, Nr 2/2007, str. 113–118, 2007
- [159] Sobierajski M., Rojewski W.: *The Effect of Phase-to-earth Faults on the Operating Conditions of a Separated 110 kV Grid Normally Operated with Effectively Earthed Neutral, and Temporarily Supplied from a Compensated 110 kV Grid*, Acta Energetica, No. 2 (23), pp. 114–124, 2015
- [160] Sobral A., Moura A., Carvalho M.: *Technical Implementation of cross bonding on underground high voltage lines projects.*, 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, Paper No 0499, 6-9 June 2011
- [161] Sobral S. T., Costa V. S., Campos M. S., Goldman B., Mukhedkar D.: *Dimensioning of nearby substations interconnected ground system*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 4, pp. 1604-1614, Oct. 1988

- [162] Sobral S. T., Fleury V. G. P., Villalba J. R., Mukhedkar D.: ‘*Decoupled method for studying large interconnected grounding systems using microcomputers—I.Fundamentals*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 4, pp. 1536-1544, Oct. 1988
- [163] Soni M., George A.: *Comparative Analysis of Equal and Unequal Grounding Grid Configurations by Compression Ratio and Least Square Curve Fitting Techniques*, Energy Engineering 2023, 120(3), pp. 597–616
- [164] Talaat M., Farahat M. A., Osman M. G.: *Electric potential calculation and electric field simulation around an earthing system of wind turbines*, The Egyptian International Journal of Engineering Sciences and Technology, Vol. 18, No. 4, pp. 210–216, 2015
- [165] Tan A., Liu E. W. –H., Shirmohammadi D.: *Transformer and load modeling in short circuit analysis for distribution systems*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, pp. 1315-1322, Aug. 1997
- [166] Tarko R., **Gajdzica J.**, Nowak W., Szpyra W.: *Comparative Analysis of High-Voltage Power Line Models for Determining Short-Circuit Currents in Towers Earthing Systems*. Energies, Vol. 14, Issue 16, 2021
- [167] TELE-FONIKA Kable S.A.: *Kable elektroenergetyczne wysokich i ekstra wysokich napięć*, 2022
- [168] TELE-FONIKA Kable S.A.: *Kable i przewody elektroenergetyczne*, 2022
- [169] Todorovski M., Rajcic D.: *Handling three-winding transformers and loads in short circuit analysis by the admittance summation method*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 3, pp. 993-1000, Aug. 2003
- [170] Unde M. G., Kushare B. E.: *Impact of seasonal variation of soil resistivity on safety of substation grounding system*, Fifth International Conference on Advances in Recent Technologies in Communication and Computing (ARTCom 2013), pp. 173 – 182, 2013
- [171] Unde M. G., Maske R. N.: *Analysis of Fault Current Distribution*, 2018 International Conference on Information, Communication, Engineering and Technology (ICICET), Aug. 2018
- [172] Uribe F. A.: *Calculating mutual ground impedances between overhead and buried cables*, IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Vol. 50, No. 1, pp. 198-203, Feb. 2008
- [173] Velez G. Ts., Weinläder A., Tenbohlen S., Petrov P. K.: *A new approach for analysis of nonconventional grounding installations by means of FEM*, XVII International Symposium on High Voltage Engineering, Hannover, Germany, August 22-26, 2011
- [174] Verma R., Mukhedkar D.: *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
- [175] Viel E., Griffiths H.: *Fault current distribution in HV cable systems*, IET Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 147, No. 4, pp. 231–238, Jul 2000
- [176] Vintan M. A.: *Comparative Parametric Analysis of the Ground Fault Current Distribution on Overhead Transmission Lines*, Advances in Electrical and Computer Engineering, Vol. 16, No. 1, pp. 107-114, 2016
- [177] Vycital V., Ptacek M., Topolanek D., Toman P.: *On Minimisation of Earthing System Touch Voltages*, Energies, Vol. 12, Issue 20, 2019

- [178] Waes J., Riet M., Proroost F., Goben S.: *Measurements of the current distribution near a substation during a single phase to ground fault*, Proc. CIRED 17th International Conference on Electricity Distribution, Barcelona, Spain, May 2003
- [179] Wedepohl L., Wilcox D.: *Transient analysis of underground power transmission systems*, Proceedings of IEE, Vol. 120, No. 2, pp. 253–260, 1973
- [180] Wołkowiński K.: *Uziemienia urządzeń elektroenergetycznych*, WNT, Warszawa, 1967
- [181] Wu A. Y., Meliopoulos A. P.: *Analysis of ground potential gradients around power substations*, Annual Technical Conference on Pulp and Paper Industry, pp. 56–66, June 1990
- [182] Wu X., Simha V., Wellman R. J.: *Optimal ground grid design for large EHV substations with auto-transformer*, 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA, 2015, pp. 1-5
- [183] Wu X., Simha V., Wellman R. J., Thakur M., Dimpfl S. S., *Substation Grounding Study Input Parameter Sensitivity Analysis and Simulation Strategies*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 55, No. 3, pp. 2272-2280, May-June 2019
- [184] Xu G.: *Single-phase earth fault current distribution between optical fiber composite overhead ground wire and ordinary ground wire in transmission system*, Journal of Chongqing University, Vol. 10, No. 1, pp. 78-83, 2011
- [185] Yializis A., Kuffel E., Alexander P.H.: *An Optimized Charge Simulation Method for the Calculation of High Voltage Fields*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 6, pp. 2434-2440, Nov. 1978
- [186] Zhang B., He J., Jiang Y.: *Safety Performance of Large Grounding Grid With Fault Current Injected from Multiple Grounding Points*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 51, No. 6, pp. 5116-5122, Nov.-Dec. 2015
- [187] Zhang B., Jiang Y., He J., Li Q.: *Experimental and Numerical Study of Division Factors of Fault Current and Measuring Current Due to Ground Wires of Transmission Lines*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 51, No. 6, pp. 4978-4986, Nov.-Dec. 2015
- [188] Zhang B., Jiang Y., Wu J., He J.: *Influence of Potential Difference Within Large Grounding Grid on Fault Current Division Factor*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 29, No. 4, pp. 1752-1759, Aug. 2014
- [189] Zizzo G., Di Silvestre M. L., La Cascia D., Sanseverino E. R.: *A method for the evaluation of fault current distribution in complex high voltage networks*, Electric Power Systems Research 126, pp. 100–110, 2015
- [190] Żmuda K.: *Wpływ układu uziomowego linii na działanie zabezpieczeń i zagrożenie porażeniowe*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria elektryka, Z. 137, str. 35–47, 1994