



KAPITAŁ LUDZKI
NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI

Książka/publikacja jest współfinansowana przez
Unię Europejską w ramach
Europejskiego Funduszu Społecznego

UNIA EUROPEJSKA
EUROPEJSKI
FUNDUSZ SPOŁECZNY



Książka/publikacja jest dystrybuowana bezpłatnie

Irena Wasiak

ELEKTROENERGETYKA W ZARYSIE

Przesył i rozdział energii elektrycznej

Innowacyjna dydaktyka bez ograniczeń
- zintegrowany rozwój Politechniki Łódzkiej zarządzanie Uczelnią,
nowoczesna oferta edukacyjna i wzmacniania zdolności do zatrudniania,
także osób niepełnosprawnych.

Politechnika Łódzka



Irena Wasiak

ELEKTROENERGETYKA W ZARYSIE

Przesył i rozdział energii elektrycznej

Łódź, 2010

Opiniodawca: *dr hab. Andrzej Kanicki, prof. nadzw.*

Autor: *dr hab. Irena Wasiak, prof. nadzw.*

Druk: **artefakt**
www.kopiuj.com

Podręcznik akademicki przygotowany w ramach projektu „Innowacyjna dydaktyka bez ograniczeń - zintegrowany rozwój Politechniki Łódzkiej - zarządzanie Uczelnią, nowoczesna oferta edukacyjna i wzmacnianie zdolności do zatrudniania, także osób niepełnosprawnych”, współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach europejskiego Funduszu Społecznego - Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki „Priorytet IV, poddziałanie 4.1.1 Wzmocnienie potencjału dydaktycznego uczelni”.

© Copyright by Politechnika Łódzka
Łódź 2009

Utwór w całości ani we fragmentach nie może być powielany ani rozpowszechniany za pomocą urządzeń elektronicznych, mechanicznych, kopiujących, nagrywających i innych, w tym również nie może być umieszczany ani rozpowszechniany w postaci cyfrowej zarówno w Internecie, jak i w sieciach lokalnych bez pisemnej zgody posiadacza praw autorskich.

ISBN 978-83-924261-7-2

SPIS TREŚCI

PRZEDMOWA	7
WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ	8
CZĘŚĆ I. CHARAKTERYSTYKA KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	11
Rozdział 1. Ogólne wiadomości o systemie elektroenergetycznym	11
1.1. Rys historyczny	11
1.2. Pojęcia podstawowe	12
1.3. Cechy systemu elektroenergetycznego	16
1.4. Wymagania stawiane systemowi elektroenergetycznemu	19
Rozdział 2. Podstawowe wiadomości o budowie sieci elektroenergetycznych.....	21
2.1. Charakterystyka sieci elektroenergetycznych	21
2.2. Linie napowietrzne	25
2.3. Linie kablowe	31
2.4. Stacje elektroenergetyczne	37
2.4.1. Uwagi ogólne	37
2.4.2. Urządzenia stacyjne	38
2.4.3. Schematy rozdzielnic	41
CZĘŚĆ II. PODSTAWOWE OBLICZENIA ELEKTRYCZNE.....	46
Rozdział 3. Schematy zastępcze elementów systemu elektroenergetycznego.....	46
3.1. Założenia	46
3.2. Linie elektroenergetyczne	48
3.3. Transformatory	59
3.3.1. Transformator dwuuzwojeniowy	59
3.3.2. Transformator 3-uzwojeniowy	63
3.4. Dławik zwarciový	64
3.5. Schematy zastępcze generatorów	65
3.6. Wypadkowy schemat układu elektroenergetycznego	67

Rozdział 4. Obliczanie rozplywów prądów i spadków napięcia w sieciach otwartych	68
4.1. Podstawowe zależności i określenia	68
4.2. Obliczanie rozplywów prądów	70
4.2.1. Rozplyw prądów w sieciach z odwzorowaniem gałęzi za pomocą impedancji (sieci I i II rodzaju)	70
4.2.2. Rozplyw prądów w sieciach z odwzorowaniem gałęzi schematami typu II (sieci III rodzaju)	73
4.3. Strata a spadek napięcia w linii	76
4.4. Obliczanie spadków napięcia	77
4.4.1. Linie z odwzorowaniem gałęzi za pomocą impedancji (sieci I i II rodzaju)	77
4.4.2. Linie z odwzorowaniem gałęzi schematami typu II	80
4.4.3. Linie jednofazowe	81
4.4.4. Transformatory	81
Rozdział 5. Obliczanie prądów zwarć symetrycznych	86
5.1. Uwagi ogólne	86
5.2. Ogólna charakterystyka prądu zwarciovego	87
5.3. Normatywna metoda obliczeniowa	91
5.3.1. Istota metody	91
5.3.2. Wyznaczanie impedancji obwodu zwarciovego	93
5.3.3. Zwarcia odległe	96
Rozdział 6. Obliczanie strat mocy i energii	103
6.1. Podział strat	103
6.2. Straty w przewodach	103
6.3. Straty w transformatrach	105
CZĘŚĆ III. PRACA SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH	108
Rozdział 7. Gospodarka mocą i energią bierną	108
7.1. Skutki przesyłu mocy biernej przez sieć elektroenergetyczną	108
7.2. Kompensacja mocy biernej	111
Rozdział 8. Jakość zasilania	116
8.1. Wprowadzenie	116
8.2. Jakość energii elektrycznej	118
8.2.1. Parametry jakości	118
8.2.2. Ocena jakości	123
8.3. Niezawodność dostawy energii do odbiorców	126

Rozdział 9. Regulacja w systemie elektroenergetycznym	129
9. 1. Regulacja częstotliwości	129
9.2. Regulacja napięcia.....	132
Rozdział 10. Perspektywy rozwoju systemu elektroenergetycznego.....	137
10.1. Cele polityki energetycznej	137
10.2. Integracja rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym.....	138
10.2.1. Rozproszona generacja.....	138
10.2.2. Problemy integracji źródeł rozproszonych z systemem elektroenergetycznym	140
10.3. Koncepcja inteligentnych mikrosystemów elektroenergetycznych	142
Literatura	146

PRZEDMOWA

Niniejszy skrypt dotyczy obszernej dziedziny elektroenergetyki, w części związanej z przesyłem i rozdziałem energii elektrycznej. Jest przeznaczony dla studentów studiów I stopnia na kierunku Energetyka i Elektrotechnika. Celem skryptu jest przedstawienie studentom podstawowych zagadnień związanych z funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego oraz przybliżenie procesów dostawy energii elektrycznej do odbiorców. Zamierzeniem autorki było w miarę szeroka prezentacja zagadnień związanych z tradycyjną elektroenergetyką, ale także pokazanie nowoczesnych rozwiązań i kierunków rozwoju systemu elektroenergetycznego.

Skrypt został podzielony na 3 zasadnicze części. Część pierwsza dotyczy ogólnej charakterystyki systemu elektroenergetycznego i budowy podsystemu przesyłowo-rozdzielczego. Część druga poświęcona jest podstawowym obliczeniom elektroenergetycznym, w zakresie ujętym wymaganiami przedmiotu Elektroenergetyka, realizowanego w ramach studiów I stopnia na Wydziale EEIA PŁ. W części trzeciej przedstawiono zagadnienia związane z pracą sieci elektroenergetycznych. Ostatni rozdział poświęcono perspektywom rozwoju sieci z generacją rozproszoną.

Ze względu na ograniczoną objętość skryptu, niektóre fragmenty omówione zostały w sposób ogólny. Dotyczy to przede wszystkim zagadnień, które będą kontynuowane w ramach dalszych przedmiotów mieszczących się w programie kierunków Elektrotechnika i Energetyka, tj. budowa elementów systemu elektroenergetycznego, projektowanie linii, instalacje, zagadnienia regulacji. Więcej uwagi poświęcono zagadnieniom podstawowym, ważnym dla zrozumienia całości przedmiotu.

W skrypcie zawarte są przykłady obliczeniowe i pytanie kontrolne, które mogą być przydatne do opanowania przedmiotu.

Autorka pragnie podziękować dr inż. G. Wasiakowi za ogromną pomoc w przygotowaniu rysunków do skryptu, a także dr inż. J. Buchcie, dr inż. R. Pawełkowi i mgr inż. P. Gburczykowi – za udostępnienie informacji. Serdeczne podziękowania Autorka kieruje także do Recenzenta skryptu dr hab. Andrzeja Kanickiego za wnikliwą ocenę i przekazane uwagi.

WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ

U – wartość skuteczna napięcia

\underline{U} – wartość zespolona napięcia

I – wartość skuteczna prądu

\underline{I} – wartość zespolona prądu

φ_u - kąt fazowy napięcia

φ_i – kąt fazowy prądu

φ - kąt impedancji odbioru

P – moc czynna

Q – moc bierna

S – moc pozorna

\underline{S} - moc zespolona

$\cos\varphi$ – współczynnik mocy odbioru

A – energia

I_0 – prąd jałowy transformatora

u_z – napięcie zwarcia transformatora

ΔP_{Cu} – straty mocy czynnej w uzwojeniach transformatora

ΔP_{Fe} – straty mocy czynnej w rdzeniu transformatora

ν – przekładnia transformatora

$\Delta \underline{U}$ – strata napięcia

$\Delta \underline{U}_{cz}$ – czynna strata napięcia

$\Delta \underline{U}_b$ – bierna strata napięcia

δU – spadek napięcia

ΔP – strata mocy czynnej

ΔQ – strata mocy biernej

ΔA – strata energii

i_{ok} – składowa okresowa prądu

i_{nok} – składowa nieokresowa prądu

I_k'' – prąd zwarciovoy początkowy

I_p – prąd udarowy

I_b – prąd wyłączeniowy symetryczny

I_k – prąd zwarciovoy ustalony

S_k'' – moc zwarciovoya

B – susceptancja

C – pojemność

G – konduktancja

L – indukcyjność

R – rezystancja

X – reaktancja

\underline{Z} – impedancja

Z – moduł impedancji

\underline{Y} – admitancja

Y – moduł admitancji

X_d'' - reaktancja nadprzejściowa generatora

X_d' - reaktancja przejściowa generatora

Z_s – impedancja własna

Z_m – impedancja wzajemna

f - częstotliwość

ω - pulsacja

γ - przewodność właściwa, konduktywność

s – przekrój przewodu

r – promień przewodu

b_{sr} – średni odstęp pomiędzy przewodami

l – długość

t – czas

τ – stała czasowa zanikania

Indeksy dolne

A,B,C – kolejność faz

1,2,0 – układ kolejności zgodnej, przeciwnej , zerowej

L, T, G, D –oznaczenie urządzeń (linia, transformator, generator, dławik)

n – wielkość znamionowa

k – wielkość kilometryczna

f – wielkość fazowa

Indeksy górne

„ – składowa urojona wielkości

‘ – składowa rzeczywista wielkości

p – wielkość przeliczona na inny poziom napięcia

CZEŚĆ I. CHARAKTERYSTYKA KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Rozdział 1. Ogólne wiadomości o systemie elektroenergetycznym

1.1. Rys historyczny

Historia elektryczności sięga VI w p.n.e. i wiąże się z odkryciem zjawiska elektryczności statycznej przez Talesa z Miletu. Jednakże odkrycia i wynalazki, które umożliwiły praktyczne wykorzystanie energii elektrycznej dla celów człowieka pojawiły się znacznie później, na przełomie XVIII i XIX wieku. W roku 1800 Włoch Alessandro Volta skonstruował pierwszą baterię, a w roku 1831 angielski fizyk Michael Faraday zademonstrował podstawy maszyny indukcyjnej i transformatora. Podstawowe prawa elektromagnetyzmu zostały sformułowane w roku 1864 przez szkockiego fizyka Jamesa Maxwella. W roku 1866 Niemiec Ernst Werner von Siemens wynalazł prądnicę prądu stałego. Pierwszą praktyczną prądnicę i silnik prądu stałego zbudował belgijski inżynier Zenob Theophol Gramme w 1873 roku. Znacząca okazała się konstrukcja żarówki w roku 1879 przez amerykańskiego wynalazcę Thomasa Edisona. Wynalazek ten spowodował zwiększone zainteresowanie wykorzystaniem energii elektrycznej do celów oświetleniowych, co przyczyniło się do rozwoju sieci elektrycznych. Pierwsza linia rozdzielcza została zbudowana w Nowym Yorku w 1882 roku w celu zasilania prądem stałym oświetlenia domów na obszarze 1/6 mili kwadratowej [11]. Niskie napięcie zasilania ograniczało wielkość przesyłanej mocy.

W 1881 roku Francuz Lucien Gaulard i Anglik John Gibbs opatentowali w Anglii układ przesyłowy prądu przemiennego i zademonstrowali konstrukcję transformatora. Wynalazki te umożliwiły budowę linii prądu przemiennego. Pierwsza taka linia o napięciu 2 kV i długości 57 km powstała pod Monachium w 1882, zaś druga o tym samym napięciu i długości 40 km została zbudowana w roku 1884 we Włoszech (z Turynu do Lanzo).

Znaczącym odkryciem roku 1884, które umożliwiło szybki rozwój elektrowni, było wynalezienie turbiny parowej przez Charlesa Parsonsa.

Prąd przemienny zaczął upowszechniać się nie tylko w Europie, ale także w USA. W roku 1885 Westinghouse zakupił patent od Gaularda i Gibbsa, a w rok później Stanley zbudował w Massachusetts pierwszy układ przesyłowy prądu przemiennego o długości 4000 stóp. Wykorzystał transformator do transformacji napięcia generatorowego na napięcie przesyłowe 3 kV, a następnie drugi transformator do zmiany napięcia na poziom użytkowy 500 V [11].

W końcu XIX wieku zbudowano liczne elektrownie miejskie i przemysłowe w krajach europejskich, stosując różne napięcia i częstotliwości. Przykładowo, w 1900 roku w Londynie czynnych było 66 małych elektrowni [22]. Budowano linie kablowe o napięciu znamionowym najpierw 2 kV (w roku 1884), następnie 20 kV (w roku 1890) i 25 kV (w roku 1900). Obawa przed zagrożeniem życia ludzkiego powstrzymywała konstruktorów w owym czasie przed budową linii napowietrznych.

W 1885 roku serbski inżynier Nicola Tesla wynalazł wielofazowy system prądu przemiennego, a w 1888 Rosjanin Michał Doliwo-Dobrowolski skonstruował prądnicę i silnik prądu przemiennego 3-fazowego. Pierwsza 3-fazowa linia napowietrzna, o napięciu 8,5 kV, została zbudowana w 1891 roku, w celu dostawy energii elektrycznej na teren wystawy technicznej we Frankfurcie nad Menem z elektrowni wodnej w Lauffen, odległej o 175 km.

Od tego czasu datuje się szybki rozwój układów przesyłowych 3-fazowych. Budowano linie na coraz wyższe napięcia: 60 kV (rok 1900), 110 kV (rok 1910), 220 kV (lata 1925-1928), 380 kV (rok 1952) i 750 kV (rok 1965). Zwiększano moce i napięcia generatorów, wprowadzono normalizację w zakresie napięć i częstotliwości.

Początki elektroenergetyki polskiej datowane są na koniec XIX wieku. Pierwsza elektrownia użyteczności publicznej została zbudowana w 1889 w Szczecinie, natomiast w 1907 roku uruchomiono pierwszą elektrownię w Łodzi. Budowano sieci lokalne prądu stałego i przemiennego, w tym także sieci 3-fazowe prądu przemiennego o napięciach w zakresie od 1 do 6 kV. Napięcie użytkowe wynosiło wówczas 120 V. W roku 1930 uruchomiono pierwszą rozdzielnię i linię napowietrzną o napięciu 60 kV, zaś w roku 1937 linię przesyłową 150 kV.

Szczególnie intensywna rozbudowa systemu elektroenergetycznego nastąpiła po II wojnie światowej i była związana z rozwojem energochłonnego przemysłu ciężkiego. W latach 50-tych wprowadzono napięcie 220 kV i połączono sieci o różnych napięciach w jeden krajowy system elektroenergetyczny. Funkcję sieci przesyłowej o kluczowym dla systemu znaczeniu pełniły początkowo linie 110 kV, a następnie linie 220 kV. W roku 1964 zbudowano pierwszą linię o napięciu 400 kV, a rozwój sieci na tym poziomie napięcia trwa do chwili obecnej. W 1984 roku została uruchomiona linia o najwyższym w krajowym systemie napięciu równym 750 kV.

Współczesne systemy elektroenergetyczne to prawie wyłącznie układy 3-fazowe prądu przemiennego. W szczególnych warunkach technicznych / środowiskowych, przy przesyłach dużych mocy, stosowane są układy prądu stałego. Omówienie takich układów pozostaje poza zakresem niniejszego skryptu.

1.2. Pojęcia podstawowe

Systemem elektroenergetycznym (SEE) nazywa się zespół urządzeń przeznaczonych do wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Zadaniem SEE jest realizacja procesu ciągłej dostawy energii elektrycznej odbiorcom, przy minimalizacji nakładów przeznaczonych na ten cel.

Z funkcji realizowanych przez SEE wynika jego podstawowy podział na dwa podsystemy:

- podsystem wytwórczy, czyli elektrownie
- podsystem przesyłowo-rozdzielczy, zwany inaczej układem przesyłowo - rozdzielczym lub **siecią elektroenergetyczną (SE)**.

Poniżej przedstawione zostaną ogólne informacje na temat podsystemu wytwórczego, w zakresie odnoszącym się do systemu jako całości i charakteryzującym ten system pod względem jego zdolności wytwórczych. Szczegółowy opis tego podsystemu nie jest przedmiotem niniejszego skryptu. Charakterystyka podsystemu przesyłowo-rozdzielczego zawarta jest w rozdziale 2.1, a szczegółowe informacje dotyczące jego budowy i funkcjonowania przedstawione są w dalszych rozdziałach.

Wytwarzanie energii elektrycznej w krajowym SEE odbywa się w:

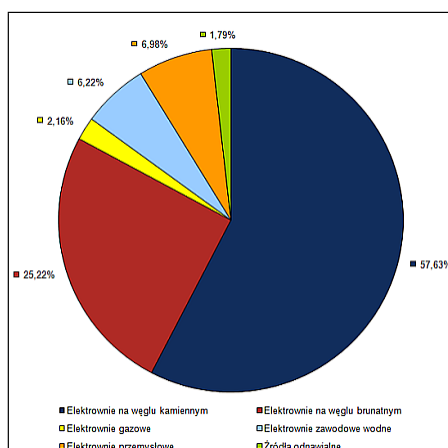
- dużych elektrowniach ciepłych kondensacyjnych (wytwarzających tylko energię elektryczną, bez wyzyskiwania ciepła pary wlotowej z turbiny parowej), pracujących na węglu kamiennym lub brunatnym.
- elektrociepłowniach miejskich i przemysłowych (wytwarzających jednocześnie energię elektryczną i ciepłą, w układzie skojarzonym). Moce takich elektrowni zależą od wielkości zapotrzebowania na ciepło i mieszczą się w granicach od kilku do kilkaset MW.
- elektrowniach wodnych przepływowych i szczytowo-pompowych.
- źródłach wykorzystujących energię odnawialne wiatru i słońca. Źródła energii odnawialnych¹ stanowią w chwili obecnej niewielki udział w podsystemie wytwórczym krajowego SEE. Większość z nich pracuje na potrzeby lokalnych odbiorców. Ich moce są bardzo zróżnicowane, od kilku kW - w przypadku małych źródeł niskiego napięcia, wykorzystywanych przez odbiorców indywidualnych, do kilkudziesięciu a nawet kilkuset MW – w przypadku dużych farm wiatrowych, przyłączanych do sieci przesyłowo-rozdzielczej i eksploatowanych przez operatora sieci.

Do najważniejszych elektrowni ciepłych w krajowym SEE zalicza się: Bełchatów - 4440 MW, Koźlenice - 2880 MW, Turów - 2088 MW, Połaniec - 1800 MW, Rybnik - 1775 MW, Dolna Odra - 1762 MW, Opole – 1492, Jaworzno 3 - 1345 MW, Pątnów – 1200 MW, Łaziska - 1155 MW, Łagisza – 1040 MW.

Największe elektrownie wodne to elektrownie szczytowo-pompowe Żarnowiec - 680 MW, Porąbka-Żar - 500 MW, Solina - 200 MW i Żydowo - 150 MW, oraz elektrownia przepływowa Włocławek -160 MW.

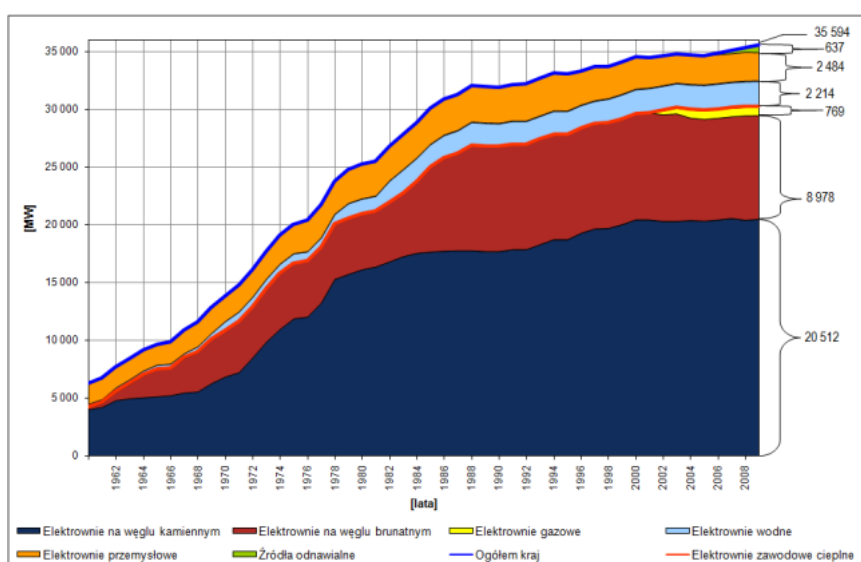
Zdolności wytwórcze systemu elektroenergetycznego charakteryzuje **moc zainstalowana**, tj. suma znamionowych mocy czynnych wszystkich generatorów w elektrowniach. Na dzień 31.12.2009 moc ta wynosiła 35595 MW [39]. Udział poszczególnych rodzajów elektrowni w mocy zainstalowanej krajowego SEE przedstawiono na rys.1.1, zaś dynamikę wzrostu mocy zainstalowanej w ostatnich kilkudziesięciu latach zilustrowano na rys. 1.2.

¹ W literaturze używa się powszechnie określenia: źródła odnawialne.



Rys. 1.1. Struktura procentowa mocy zainstalowanej w krajowym SEE; stan na dzień 31.12.2009.

Źródło: PSE Operator SA



Rys.1.2. Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w krajowym SEE.

Źródło: PSE Operator S.A.

Struktura mocy zainstalowanej wskazuje na znaczącą przewagę elektrowni zawodowych opalanych węglem kamiennym i brunatnym (ponad 80%). W roku 2000 pojawiły się w SEE elektrownie gazowe (aktualnie ponad 2% mocy zainstalowanej), a od roku 2006 źródła odnawialne. Udział tych źródeł w całkowitej mocy SEE, choć w chwili obecnej jeszcze niewielki, systematycznie wzrasta.

Największa moc czynna jaką mogą produkować wszystkie elektrownie w SEE nazywa się **mocą osiągalną**. Jest ona mniejsza od mocy zainstalowanej o trwale ubytki mocy, spowodowane stałą zmianą jakości paliwa lub zmniejszeniem wydajności elementów, np. turbiny -

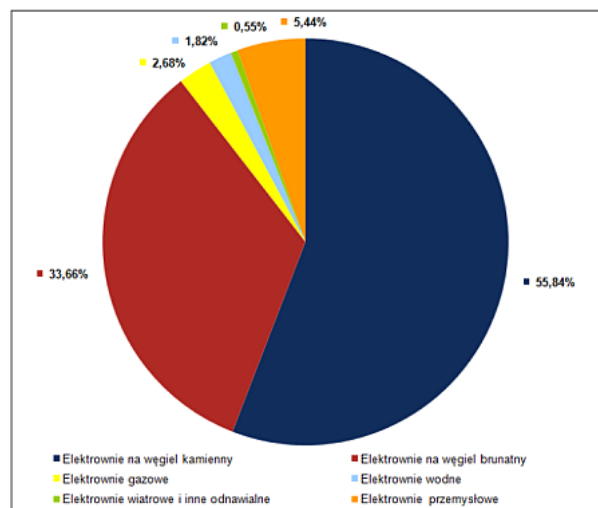
na skutek wycięcia części łopatek, kotła - na skutek powstania w nim różnych osadów. Na dzień 31.12.2009 moc ta w krajowym SEE wynosiła 35243 MW.

Największa moc, która może być wytworzona w SEE przez co najmniej godzinę, określana jest mianem **mocy dyspozycyjnej**. Jest ona mniejsza od mocy osiągalnej z uwagi na wyłączenie części generatorów z powodu remontów lub awarii lub też możliwość złej jakości lub braku paliwa w elektrowniach, obniżenie poziomu wody chłodzącej w zbiornikach elektrowni wodnych, itp. Moc dyspozycyjna jest sumą mocy uruchomionych generatorów (tzw. moc włączona) oraz mocy rezerwy.

Suma mocy produkowanych w elektrowniach systemu w danej chwili określa **moc wytwarzaną brutto**. Różnicę między mocą włączoną a wytwarzaną brutto nazywa się rezerwą wirującą.

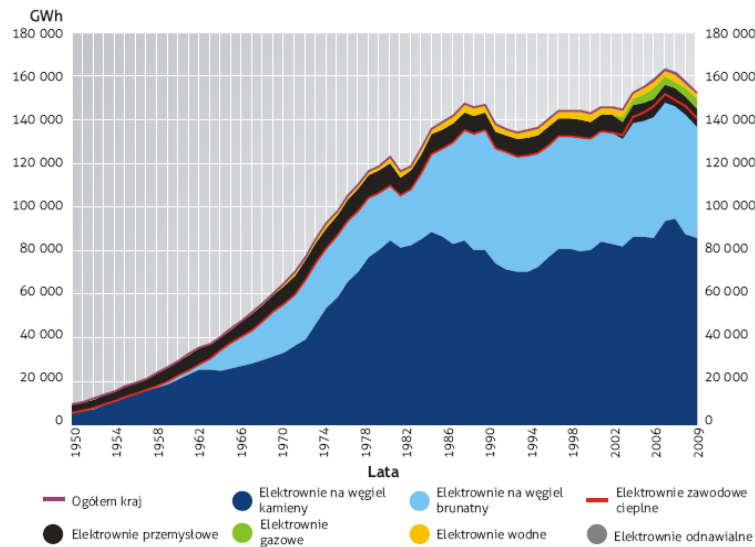
Moc wytwarzana netto jest to łączna moc wprowadzona do sieci elektroenergetycznej. Różnicę pomiędzy mocą wytwarzaną brutto i netto stanowi moc potrzeb własnych elektrowni.

Na rysunku 1.3 przedstawiono procentowy udział poszczególnych grup elektrowni w krajowej produkcji energii elektrycznej, natomiast na rysunku 1.4 zaprezentowano produkcję energii elektrycznej w ostatnich kilkudziesięciu latach.



Rys.1.3. Udział poszczególnych grup elektrowni w krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2009 roku.

Źródło: PSE Operator S.A.



Rys.1.4. Produkcja energii elektrycznej w latach 1950 – 2009.

Źródło: PSE Operator S.A.

1.3. Cechy systemu elektroenergetycznego

System elektroenergetyczny można traktować jak wielkie przedsiębiorstwo produkcyjno-dystrybucyjne, którego finalnym produktem jest energia elektryczna. Charakter tego produktu jest szczególny, co powoduje, że system charakteryzuje się pewnymi cechami, które odróżniają go od innych przedsiębiorstw. Cechy te wymieniono poniżej.

1. Bilans mocy i energii

Wytwarzanie, przesył i przetwarzanie energii elektrycznej odbywa się w tej samej chwili, w elementach systemu często bardzo od siebie odległych. Energii elektrycznej w skali masowej nie da się zmagazynować. Tyle energii ile w danym przedziale czasu zostało wyprodukowane, tyle musi być oddane do sieci i - po odliczeniu strat na drodze przesyłu i rozdziału - przetworzone w odbiornikach. Tak więc, w dowolnym odcinku czasu musi być zamknięty bilans energii elektrycznej, a w każdej chwili czasowej bilans mocy, zarówno czynnej jak i biernej.

Wprowadzona do sieci energia elektryczna jest przesyłana do odbiorców², których struktura i procentowe zużycie energii elektrycznej przedstawione jest w tabeli. 1.1.

² Określenie „odbiorca” oznacza osobę fizyczną lub prawną, użytkującą odbiorniki energii elektrycznej.

„Odbiór” oznacza moc lub energię pobieraną w danym punkcie sieci.

Tab. 1.1. Struktura dostaw energii elektrycznej odbiorcom w krajowym SEE w roku 2008.

Rodzaj odbiorcy	Energia [TWh]	Energia [%]
Odbiorcy na WN (wysokie napięcie)*	12,9	12,7
Odbiorcy na SN (średnie napięcie)*	36,7	35,7
Odbiorcy na nn (niskie napięcie)*	50,6	50,0
w tym gospodarstwa domowe	28,3	27,9

Źródło: Agencja Rynku Energii S.A.

* - poziomy napięć podano w rozdziale 2.1.

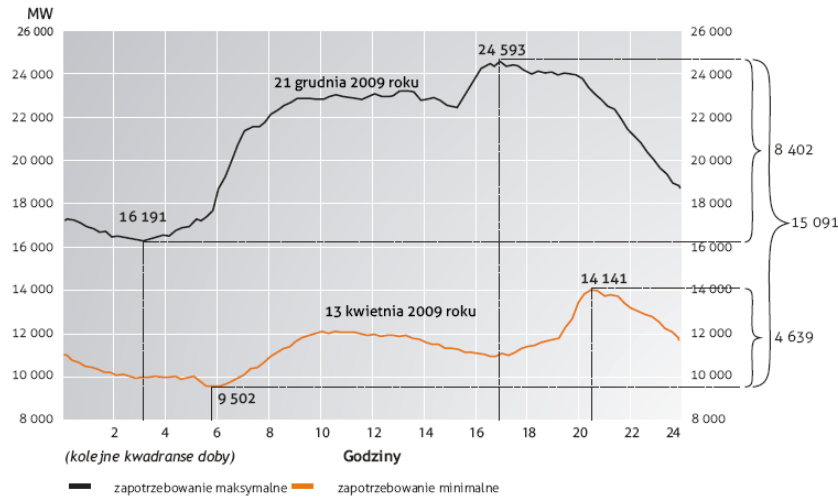
Część produkowanej energii elektrycznej jest wymieniana z zagranicą. W roku 2009 wystąpiła przewaga eksportu nad importem. Bilans energii za rok 2009 stanowi łączna produkcja energii równa 150913 GWh, krajowe zużycie energii 148 718 GWh, oraz bilans wymiany z zagranicą 2195 GWh [39].

2. Zmienność obciążenia

Warunki pracy SEE podlegają ustawicznym zmianom. W zależności od harmonogramu pracy odbiorników, w szczególności odbiorników przemysłowych, zmienia się zapotrzebowanie na moc w ciągu doby. Na wartość mocy zapotrzebowanej wpływają także warunki pogodowe, wydarzenia kulturalne, społeczne, itp. Obciążenie systemu przedstawia się na tzw. wykresach obciążenia, będących zależnością $P=f(t)$. Wykresy te mogą dotyczyć doby, tygodnia, miesiąca lub roku. Na rys 1.5 przedstawiono typowy, dobowy wykres obciążenia SEE dla dwóch różnych dni w roku. Na wykresach obciążenia można zaznaczyć pewne charakterystyczne wielkości mocy: moc maksymalną, zwaną także szczytem obciążenia - P_{\max} lub P_s oraz moc minimalną, zwaną doliną - P_{\min} lub P_o . Pole powierzchni pod krzywą obciążenia oznacza energię A pobraną w danym okresie czasu Δt . Moc średnią można wyznaczyć z zależności:

$$P_{\text{sr}} = \frac{A}{\Delta t} = \frac{\int_0^{\Delta t} P_t dt}{\Delta t} \quad (1.1)$$

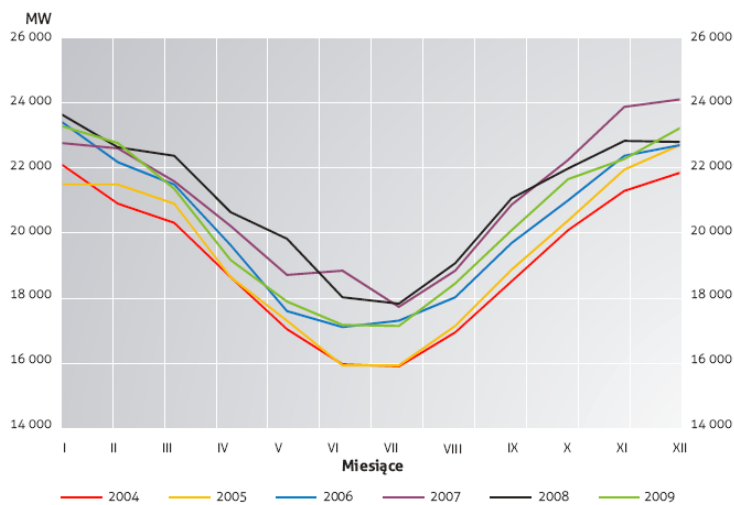
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w szczytach wieczornych dni roboczych w 2009 roku wystąpiło 21.12. i wyniosło 24593 MW. Natomiast obciążenie minimalne w dolinie nocnej miało miejsce 13.04. i wyniosło 9502 MW [39]. Średnie roczne rezerwy mocy w szczyte wieczornym wyniosły 4861 MW.



Rys. 1.5. Dobowe wykresy obciążenia w krajowym SEE.

Źródło: PSE Operator S.A.

Zmiany mocy szczytowej w poszczególnych miesiącach roku przedstawiono na rysunku 1.6.



Rys. 1.6. Średnia miesięczna moc szczytowa w krajowym SEE.

Źródło: PSE Operator S.A.

Jak wynika z rysunku 1.6 wartości mocy szczytowej wzrastają w kolejnych latach, ale zmienność tej mocy w poszczególnych miesiącach roku jest podobna. Różnica pomiędzy średniomiesięcznym zapotrzebowaniem na moc w szczycie wieczornym w miesiącach zimowych i letnich wynosi kilka MW. Stała zmienność obciążenia wymaga zainstalowania w SEE odpowiedniej aparatury do pomiarów, automatycznej regulacji i sterowania (zagadnieniom tym poświęcona jest część trzecia skryptu).

W systemie elektroenergetycznym występują także zmiany obciążenia spowodowane stanami zakłóceniovymi. Występują wówczas procesy przejściowe przebiegające w setnych

i dziesiątych częściach sekundy, przy czym zakłócenie (zwarcie lub przerwa) w pracy jednego elementu wpływa na pracę elementów pozostałych. System wymaga zatem zainstalowania odpowiedniej aparatury zabezpieczającej oraz aparatury do przywracania zasilania odbiorcom (stany przejściowe i automatyka zabezpieczeniowa są poza zakresem skryptu).

1.4. Wymagania stawiane systemowi elektroenergetycznemu

System elektroenergetyczny ma kluczowe znaczenie dla funkcjonowania państwa i życia jego obywateli. W związku z tym musi on spełniać szereg wymagań technicznych, zapewniających bezpieczeństwo użytkowania oraz wymaganą jakość i niezawodność dostawy energii elektrycznej, a także racjonalność gospodarczą.

Praca urządzeń elektrycznych może wiązać się z możliwością porażenia prądem elektrycznym lub poparzenia łukiem elektrycznym, może też stwarzać niebezpieczeństwo pożaru lub wybuchu. Układ elektroenergetyczny powinien być właściwie zaprojektowany i zbudowany, a także eksploatowany w taki sposób, aby zapewnione były określone warunki bezpieczeństwa na każdym poziomie napięcia. Bezpieczeństwo użytkowania ma szczególne znaczenie w sieciach odbiorczych niskiego napięcia³, z którymi niewykwalifikowany użytkownik styka się bezpośrednio. Dla ochrony przed potencjalnym porażeniem prądem elektrycznym wprowadza się odpowiednie, znormalizowane systemy i środki ochrony (ochrona przed dotykiem bezpośrednim i pośrednim) [7]. Zagadnienia te są omawiane w ramach odrębnego przedmiotu i nie będą tutaj poruszane.

Od SEE wymaga się ciągłej, niezawodnej dostawy energii elektrycznej odbiorcom. Ciągłość dostawy określona jest liczbą i czasem przerw w zasilaniu. Przerwy takie są nieuniknione, są następstwem awarii i zdarzeń losowych, jak również wynikają z konieczności wykonywania napraw i przeglądów eksploatacyjnych elementów systemu. Zapewnienie odpowiedniej niezawodności zasilania wiąże się z minimalizacją przerw w dostawie energii. W praktyce poziom niezawodności dostosowuje się do charakteru odbiorców.

Energia elektryczna jest produktem, można więc przypisać jej - jak każdemu produktowi – pewne cechy jakościowe. Cechami jakościowymi energii są parametry napięcia zasilającego:

- wartość napięcia roboczego,
- częstotliwość napięcia,
- kształt krzywej napięcia,
- symetria napięć trójfazowych.

Optymalnym napięciem zasilania jest napięcie sinusoidalnie zmienne, o stałej częstotliwości i stałej wartości skutecznej, przy czym w instalacji elektrycznej wartość skuteczna napięcia powinna odpowiadać napięciu znamionowemu przyłączonych do niej odbiorników. Ponadto, w układzie 3-fazowym napięcia poszczególnych faz powinny być przesunięte względem siebie o 120° elektrycznych.

³ Sieć odbiorcza niskiego napięcia nosi nazwę instalacji elektrycznej.

Parametry napięcia zmieniają się na skutek ustawicznych zmian obciążenia i zależnie od rodzaju zasilanych odbiorników. Odbiorca energii - klient - oczekuje, aby jakość zakupionego przezeń produktu była odpowiednia, tzn. aby parametry napięcia zasilającego mieściły się w dopuszczalnych, zdefiniowanych dla nich granicach. Dopuszczalne wartości parametrów jakościowych energii elektrycznej, tzw. standardy jakościowe podane są w odpowiednich normach i w przepisach ogólnych. Bardziej szczegółowe informacje dotyczące jakości zasilania umieszczono w rozdziale 8.

System elektroenergetyczny powinien być elastyczny, tzn. powinien mieć możliwość łatwego przystosowania się do zmieniających się warunków odbioru, a w szczególności rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną. Taką możliwość należy przewidzieć już na etapie projektowania układu, wybierając jego konfigurację oraz parametry urządzeń.

Systemowi elektroenergetycznemu stawia się także wymaganie gospodarczej racjonalności. Oznacza ono minimum nakładów inwestycyjnych i eksploatacyjnych ponoszonych na budowę i eksploatację systemu, przy spełnieniu wszystkich wymienionych wcześniej wymagań technicznych.

Pytania kontrolne

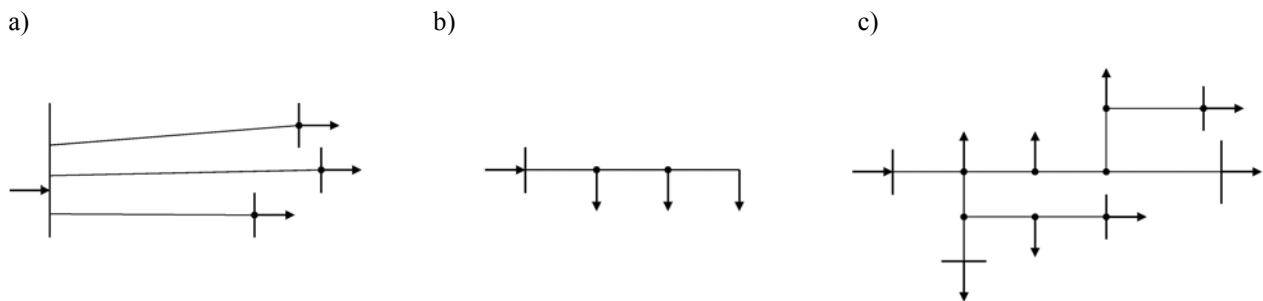
1. Co to jest system elektroenergetyczny, jakie są jego funkcje i podział?
2. Jaka jest struktura wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym?
3. Jaka jest różnica pomiędzy mocą zainstalowaną, mocą osiągalną i dyspozycyjną w SEE?
4. Jakimi cechami charakteryzuje się system elektroenergetyczny?
5. Określić typowy charakter dobowego wykresu obciążenia w krajowym SEE.
6. W jakim czasie występuje szczytowe obciążenie w SEE w warunkach letnich i zimowych?
7. Jakie wymagania stawia się systemowi elektroenergetycznemu?

Rozdział 2. Podstawowe wiadomości o budowie sieci elektroenergetycznych

2.1. Charakterystyka sieci elektroenergetycznych

Sieci elektroenergetyczne realizują zadania przesyłu i rozdziału energii elektrycznej i łączą źródła (elektrownie) z odbiornikami tej energii. Przesył odbywa się liniami elektroenergetycznymi napowietrznymi i kablowymi, rozdział następuje w stacjach elektroenergetycznych.

Można wyróżnić dwie podstawowe konfiguracje sieci, otwartą i zamkniętą, o różnych układach połączeń. **Sieć otwarta** jest zasilana tylko w jednym punkcie, a więc kierunek dopływu energii do odbioru jest w takiej sieci stały. Typowymi dla sieci otwartej układami połączeń są układ **promieniowy i magistralny** (rys. 2.1).



Rys. 2.1. Przykłady sieci otwartej: a) układ promieniowy, b) układ magistralny, c) układ magistralny rozgałęziony.

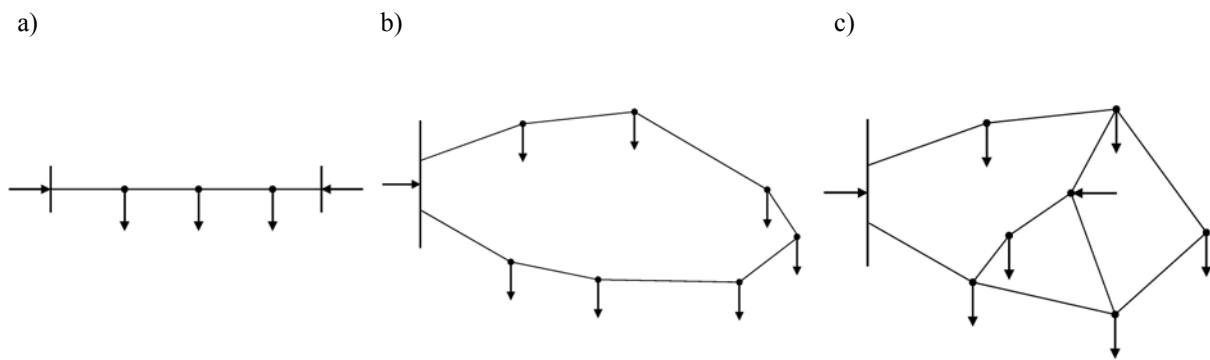
Linia elektroenergetyczna jest to zespół przewodów przeznaczonych do przesyłania energii, odpowiednio izolowanych, umieszczonych obok siebie na konstrukcjach wsporczych (linia napowietrzna) lub w ziemi (linia kablowa).

W sieci otwartej można wyróżnić linie zasilające i linie rozdzielcze. **Linia zasilająca** nazywamy linię elektroenergetyczną z jednym tylko odbiorem na końcu. **Linia rozdzielcza** to linia elektroenergetyczna, do której przyłączone są liczne odbiory wzdłuż jej długości. Linie rozdzielcze mogą być nierozgałęzione i rozgałęzione.

W sieci zamkniętej energia elektryczna może dopływać do odbioru przynajmniej z dwóch stron. Przykłady sieci zamkniętych pokazane są na rysunku 2.2.

Linia zamknięta nazywamy linię zasilaną dwustronnie (rys. 2.2a). Szczególnym przypadkiem linii zamkniętej jest **linia pętlowa (okrężna)** (rys. 2.2b), której początek i koniec przyłączone są do tego samego punktu (węzła).

Węzłowymi punktami sieci są **stacje elektroenergetyczne**, w których następuje rozdział energii elektrycznej, a także jej przetwarzanie, np. zmiana poziomu napięcia. Podstawowe wiadomości o stacjach podano w rozdziale 2.4.



Rys. 2.2. Przykłady sieci zamkniętych: a) układ magistralny dwustronnie zasilany, b) układ pętlowy, c) układ oczkowy.

Napięcia znamionowe⁴ sieci są znormalizowane [71]. O wyborze poziomu napięcia decyduje wartość mocy, która ma zostać przesłana. Im wyższe jest napięcie sieci tym wartość przesyłanej mocy jest większa (przy ograniczeniu prądu stanowiącego długotrwałe obciążenie przewodów). Ponadto, zwiększenie napięcia przy określonej wartości mocy powoduje zmniejszenie strat mocy i energii na drodze przesyłu (przy dwukrotnym wzroście napięcia straty mocy maleją czterokrotnie - patrz rozdział 7). Stąd też, w miarę wzrostu mocy zapotrzebowanej i wytwarzanej w SEE, następowało wprowadzanie coraz wyższych napięć znamionowych sieci.

W krajowym SEE występują sieci o następujących napięciach znamionowych:

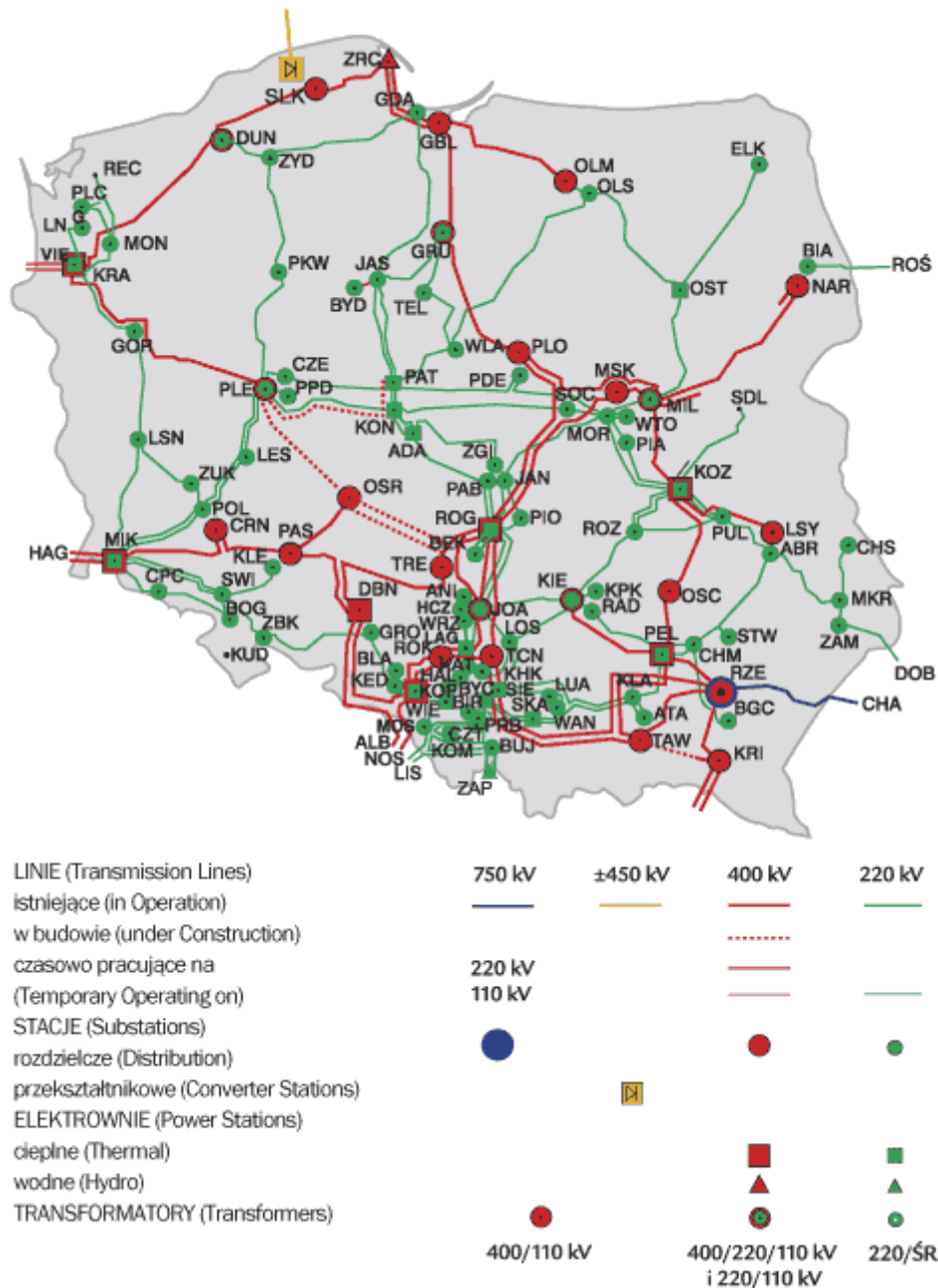
- 400, 220 kV – najwyższe napięcia (NN)
- 110 kV - napięcia wysokie (WN),
- 30*, 20, 15, 10, 6 kV – napięcia średnie (SN),
- 1, 0,69, 0,40 kV - napięcia niskie (nn).

* - są to sieci obecnie likwidowane.

Sieci o napięciu 400 i 220 kV przeznaczone są do przesyłu mocy wyprodukowanej w elektrowniach. Mają one kluczowe znaczenie dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i z tego powodu nazywane są sieciami systemowymi. Dla zwiększenia niezawodności przesyłu budowane są w konfiguracji zamkniętej. W SEE pracuje 71 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 5261 km, oraz 167 linii o napięciu 220 kV i łącznej długości 7919 km [39]. W Polsce występuje także linia o wyższym napięciu znamionowym - 750 kV. Linia ta ma długość ok. 114 km i prowadzi z Chmielniczej Elektrowni Atomowej na Ukrainie do stacji Widelka pod Rzeszowem. Została ona zbudowana dla umożliwienia transferu energii elektrycznej wyprodukowanej na terenie dawnego ZSRR do krajów Europy środkowej. W chwili obecnej linia jest trwale wyłączona z ruchu. Wymianę energii z zagranicą umożliwiają połączenia NN i WN z systemami elektroenergetycznymi sąsiednich krajów.

⁴ Napięcie znamionowe to napięcie na jakie sieć została zaprojektowana i zbudowana. W sieciach i urządzeniach 3-fazowych prądu przemiennego dotyczy ono wartości skutecznej napięcia międzyprzewodowego. W normie PN-E-05115: 2002 „Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV” wprowadzono pojęcie napięcia nominalnego - w odniesieniu do sieci oraz napięcia znamionowego - w odniesieniu do urządzeń.

Na rysunku 2.3 przedstawiono mapę sieci przesyłowych (z zaznaczeniem linii 750 kV i połączeń transgranicznych).



Rys. 2.3. Mapa krajowych sieci przesyłowych.

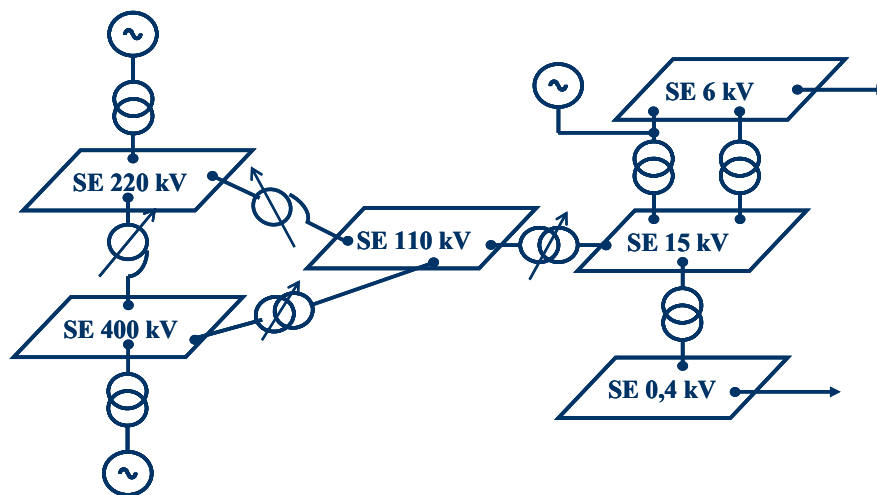
Źródło: PSE Operator S.A.

Sieci 110 kV są sieciami przesyłowo-rozdzielczymi; jest ich w Polsce kilkadziesiąt, tworzą także układy zamknięte. Do rozdziału energii elektrycznej są natomiast przeznaczone sieci o napięciach średnich, przy czym typowym dla nich napięciem znamionowym jest 15 kV. Sieci rozdzielcze odbiorców przemysłowych mogą być budowane także na inne napięcia (np. 10 kV), w zależności od rodzaju eksploatowanych odbiorników. Częstość przypadkiem są sieci przemysłowe na napięcie 6 kV.

Sieci rozdzielcze budowane są w układach zamkniętych magistralnych lub pętlowych, ale zwykle pracują jako otwarte. Oznacza to, że w normalnych warunkach pracy w jednej ze stacji węzłowych stworzona jest przerwa (otwarty łącznik), co jest równoznaczne z podzieleniem magistrali na dwie otwarte części. Możliwość dwustronnego zasilania jest wykorzystywana w przypadku awarii.

Sieci niskiego napięcia to sieci odbiorcze, otwarte, ich zadaniem jest doprowadzenie energii elektrycznej bezpośrednio do odbiorników. Końcowe odcinki takich sieci są często budowane jako jednofazowe, jeśli przeznaczone są do zasilania odbiorników jednofazowych. Typowym napięciem sieci odbiorców bytowo-komunalnych jest 400/230 V, wyższe napięcia znamionowe mogą dotyczyć odbiorników o charakterze przemysłowym o wyższych mocach.

Sieci o różnych wartościach napięć znamionowych są ze sobą sprzęgnięte za pomocą transformatorów lub autotransformatorów. Struktura sieci w krajowym SEE została przedstawiona schematycznie na rys. 2.4.



Rys. 2.4. Struktura sieci elektroenergetycznych w krajowym SEE.

Generatory z transformatorami przyłączone do sieci 400 i 220 kV stanowią zespoły blokowe elektrowni energetyki zawodowej. Do sieci 6 kV przyłączane są przede wszystkim generatory w elektrowniach przemysłowych oraz generatory małych elektrowni wodnych i elektrociepłowni. Sieci 6 kV to zwykle sieci przemysłowe; poziom napięcia wynika tu z potrzeby instalowania i użytkowania silników wysokonapięciowych o napięciu znamionowym 6 kV.

Rysunek 2.4 ilustruje typową drogę energii elektrycznej od miejsca jej wyprodukowania do odbiorcy:

- wytwarzanie energii w generatorze (na napięciu średnim, np. 22 kV),
- przesył w sieciach WN i transformacja między tymi sieciami,
- transformacja na napięcie średnie,
- przesył i rozdział w sieciach SN, transformacja do sieci nn,

- przesył do odbiorców na napięciu niskim.

Z powyższego wynika, że na drodze od generatora do odbiorcy energia elektryczna jest trzy- lub czterokrotnie transformowana. Potwierdza to także stosunek mocy znamionowych transformatorów do generatorów zainstalowanych w sieciach energetyki zawodowej, wynoszący około 4.

2.2. Linie napowietrzne

Zasadniczym elementem każdej linii elektroenergetycznej są przewody wiodące prąd. W linii napowietrznej są one mocowane do konstrukcji wsporczych (słupów) za pomocą izolatorów. Jako napowietrzne budowane są przede wszystkim linie przesyłowe WN oraz linie przesyłowo-rozdzielcze o napięciu znamionowym 110 kV. Stały się one charakterystycznym już elementem polskiego krajobrazu. Linie o napięciach niższych (SN i nn) buduje się zarówno w wersji napowietrznej jak i kablowej, przy czym im niższe jest napięcie linii tym większy jest udział linii kablowych.

W ogólnym przypadku linia napowietrzna składa się z następujących elementów:

- konstrukcje wsporcze czyli słupy
- uziomy słupów
- izolatory
- przewody fazowe
- przewody odgromowe
- osprzęt liniowy.

Słupy

Słupy linii napowietrznej przeznaczone są do podtrzymywania przewodów i/lub do przejmowania siły ich naciągu. Od przeznaczenia i pełnionej w linii funkcji zależy ich konstrukcja. Rozróżnia się następujące rodzaje słupów:

- przelotowe - przeznaczone do podtrzymywania przewodów bez przejmowania ich naciągu.
- narożne - ustawiane w miejscu gdzie linia zmienia kierunek, przy czym zmiana ta (tzw. kąt załomu) przekracza 5° . Utrzymują przewody oraz przejmują siły ich naciągu, wynikające ze zmiany kierunku.
- odporowe – słupy tzw. mocne, przeznaczone do podtrzymywania przewodów, ale także do utrzymania jednostronnego naciągu przewodów. Stanowią punkty odporowe linii dla umiejscowienia zakłóceń mechanicznych.
- odporowo-narożne – pełnią funkcję słupa odporowego i narożnego.
- krańcowe – ustawiane na krańcach linii, przeznaczone do przejmowania jednostronnego naciągu przewodów.

- rozgałęźne – ustawiane w punktach rozgałęzienia linii; łączą funkcje różnych słupów.

Do budowy linii nn i SN stosowane są słupy strunobetonowe [49], natomiast linie WN budowane są na słupach ze stali ocynkowanej, tworzących charakterystyczne konstrukcje kratowe. Im większe jest napięcie linii tym większy jest wymiar słupa. W górnej części słupa znajdują się tzw. poprzeczniki, do których mocowane są przewody fazowe. Słupy umieszczone są w ziemi za pomocą betonowych fundamentów. Każdy słup jest uziemiany. W połowie lat 2000 do budowy linii 110 kV zastosowano także słupy strunobetonowe ze stalowymi poprzecznikami, jako alternatywę dla rozwiązań tradycyjnych [42].

Sylwetki różnych słupów linii napowietrznych WN pokazano na rys. 2.5.

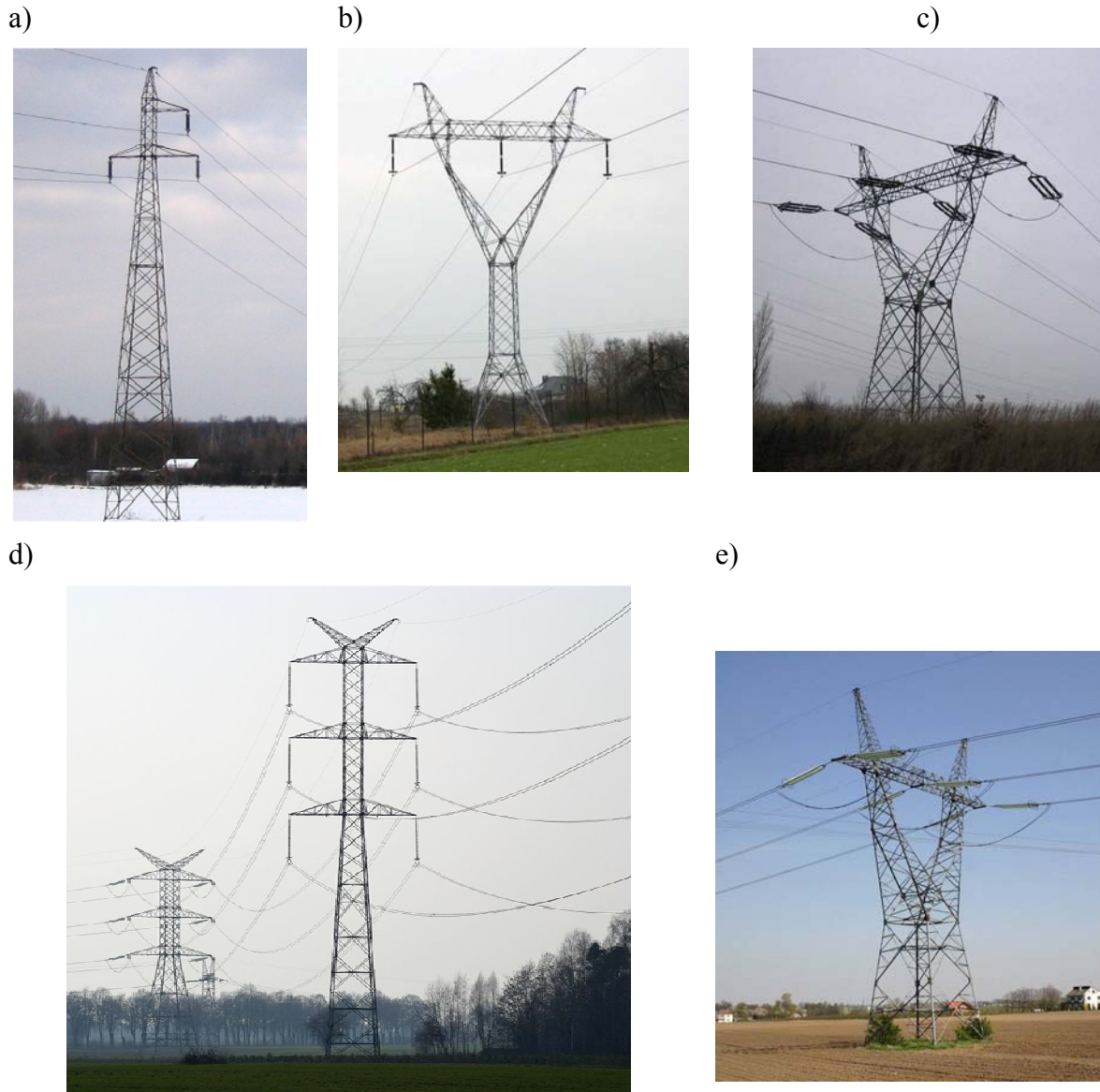
Przewody

Energia elektryczna przesyłana jest przewodami fazowymi. Przewody te narażone są na działanie warunków atmosferycznych i środowiskowych, muszą więc charakteryzować się następującymi cechami:

- dużą przewodnością elektryczną
- odpornością na działania atmosferyczne i chemiczne
- odpornością na drgania
- dużą wytrzymałością mechaniczną.

Materiałem stosowanym powszechnie do budowy przewodów jest aluminium, którego przewodność właściwa wynosi ok. $34 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$. Większą przewodnością charakteryzuje się miedź (ok. $54 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$), ale jest ona jednocześnie droższa i cięższa, dlatego też do budowy przewodów linii przesyłowych, których przekroje są stosunkowo duże, nie znalazła zastosowania. Typowa konstrukcja przewodu to linka skręcona z wielu drutów aluminiowych. Dla zwiększenia wytrzymałości mechanicznej, środek linek o większych przekrojach wykonuje się z drutów stalowych. Przekrój znamionowy linki, któremu odpowiada długotrwała obciążalność prądowa, jest przekrojem części aluminiowej, rzeczywisty przekrój przewodu jest oczywiście większy. Linki tak zbudowane oznacza się AFL, np. AFL-6 120 mm^2 . W oznaczeniu podaje się przekrój znamionowy (np. 120 mm^2) oraz stosunek przekroju części aluminiowej do części stalowej (np. 6). Stosuje się także przewody stalowo-aluminiowe segmentowe AFLs, które ze względu na kształt drutów warstwy zewnętrznej pozwalają na zmniejszenie średnicy przewodu przy jednoczesnym zachowaniu własności elektrycznych i mechanicznych. Na rys. 2.6 przedstawiono przekroje linek wielodrutowych AFL i AFLs.

Nowoczesne przewody linii napowietrznych to przewody ACCC, których rdzeń wykonany jest z włókien węglowych i szklanych, a pozostała część z wyżarzonych aluminiowych drutów trapezoidalnych. Przewody te odznaczają się mniejszą masą w stosunku do przewodów AFL o takiej samej średnicy oraz niewielkim wzrostem zwisu przy wzroście temperatury. Większe pole przekroju aluminium w porównaniu do przewodów AFL powoduje obniżenie strat przy tym samym obciążeniu [45]

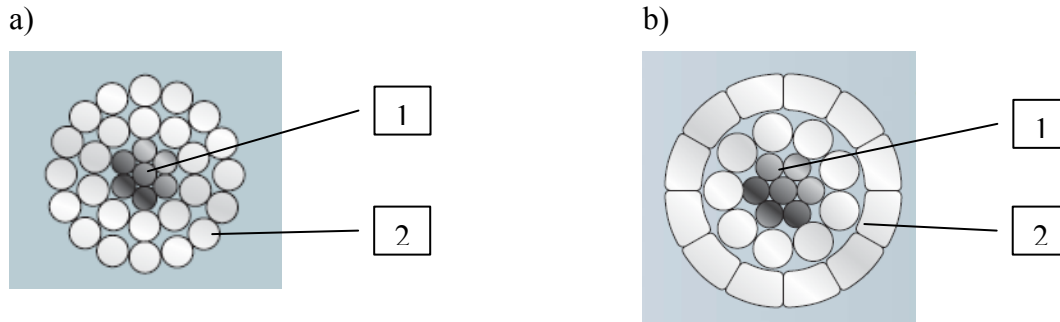


Rys. 2.5. Słupy przesyłowych linii napowietrznych WN: a) linia 110 kV – słup przelotowy, b) linia 220 kV – słup przelotowy, c) linia 220 kV – słup odporowy, d) linia 400 kV dwutorowa – słupy przelotowy i narożny, e) linia 400 kV – słup odporowy.

Foto: J. Jastrzębski

Średnice drutów są znormalizowane i wynoszą od 1,16 do 5,05 mm, przy czym w przewodach o przekrojach do 50 mm² średnice drutów stalowych są takie same jak aluminiowych. Dla większych przekrojów druty stalowe są cieńsze. Linki skręcane są spiralnie z 7, 19, 37 lub 61 drutów. Stosunek przekroju aluminium do przekroju stali jest znormalizowany i równy: 1,25; 1,7; 3; 4; 6; 8; 20. Znormalizowane przekroje linek wynoszą: 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 350, 400, 525, 675, 775, 840 mm².

W sieciach SN do 20 kV stosuje się także przewody aluminiowe z żyłą wielodrutową w izolacji z polietylenu usieciowanego (typu AALXS) (rys. 2.7).



Rys. 2.6. Linka wielodrutowa stalowo-aluminiowa: a) AFL, b) AFLs.
Oznaczenia: 1 – druty stalowe, 2 – druty aluminiowe.

Źródło: [56]:



Rys.2.7. Przewody linii napowietrznych: a) typu AFL, b) typu AALXS

Źródło: [53]

W liniach najwyższych napięć, tj. 400 i 750 kV, gdzie natężenie pola elektrycznego jest największe, stosowane są przewody wiązkowe. Przewody takie wykonywane są z kilku linek (w linii 400 kV są to dwie lub trzy linki), oddalonych od siebie na stałą odległość za pomocą specjalnych rozpórek. W efekcie takiego rozwiązania zmniejsza się natężenie pola elektrycznego wokół przewodu, co ogranicza powstawanie zjawiska ulotu i wynikające z niego straty mocy czynnej w linii. **Ulot** jest to wyładowanie niezupełne zachodzące w powietrzu wokół przewodu, charakterystyczne z uwagi na towarzyszący mu hałas i świecenie. Ponadto, przewody wiązkowe charakteryzują się mniejszą indukcyjnością (patrz rozdział 3.2), czego efektem są mniejsze straty napięcia w linii.

W liniach napowietrznych o napięciu od 110 kV w górę stosowane są przewody odgromowe. Przewody te mocowane są zwykle bezpośrednio do konstrukcji wsporczej, a ich zadaniem jest ochrona linii przed wyładowaniami atmosferycznymi. Wykonywane są najczęściej jako linki AFL, chociaż stosuje się także rozwiązania specjalne ze światłowodem, wykorzystywanym do przesyłu informacji (typu OPGW) [44].

Izolatory

Przewody linii napowietrznych są mocowane do konstrukcji wsporczych za pośrednictwem izolatorów. Zadaniem izolatora jest elektryczne oddzielenie przewodu pod napięciem od części dostępnej dla dotyku oraz utrzymanie ciężaru przewodu (wraz z sadzią), siły naciągu oraz wiatru. Wynikają stąd następujące cechy izolatorów:

- odpowiednia wytrzymałość elektryczna i mechaniczna
- odporność na wpływy atmosferyczne i chemiczne.

Odpowiednia wytrzymałość elektryczna oznacza odporność izolatora na przeskok i przebicie. Przeskok jest wyładowaniem elektrycznym zachodzącym pomiędzy przewodem a uziemioną konstrukcją słupa po powierzchni izolatora, zaś przebicie jest wyładowaniem zachodzącym wewnątrz izolatora. O ile dopuszcza się możliwość wystąpienia przeskoku na izolatorze w czasie pracy linii, o tyle prawidłowo dobrany izolator nie powinien ulec przebiciu, które jest równoznaczne z jego zniszczeniem.

Materiałami stosowanymi do budowy izolatorów są ceramika, szkło i tworzywa sztuczne. Wyróżnia się dwa typy izolatorów:

- stojące – dla napięć do 30 kV: deltowe, deltowe wzmocnione, pniowe
- wiszące – dla napięć SN i WN: jednokołpakowe, wielokołpakowe, długopniowe.

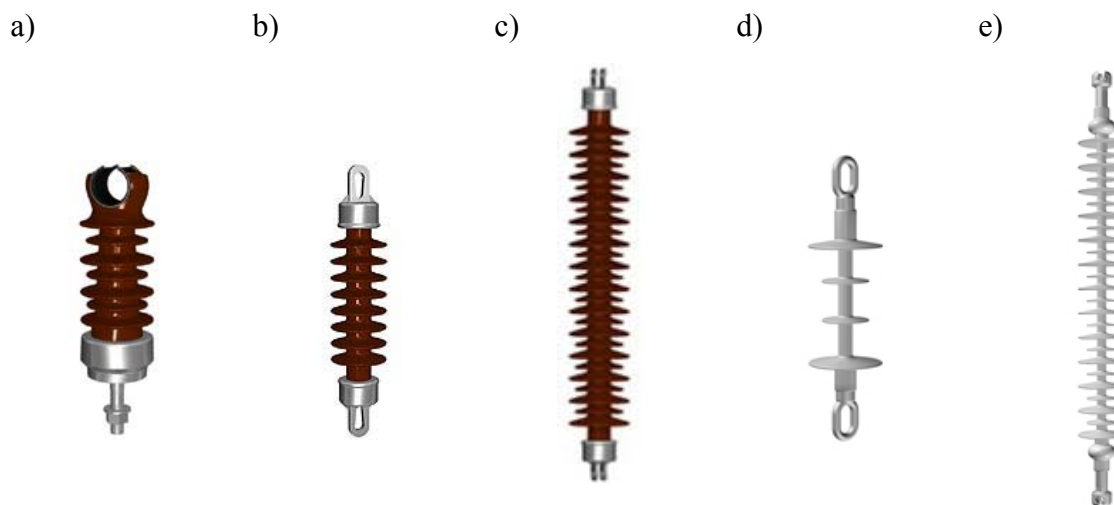
Wytrzymałość elektryczna izolatora zależy od długości tzw. drogi upływu. Jest nią odległość po powierzchni izolatora pomiędzy jego biegunami. Zwiększenie wytrzymałości elektrycznej wiąże się ze zwiększeniem długości lub średnicy izolatora. W izolatorach pełnopniowych długość pnia jest co najmniej równa trzykrotnej jego średnicy. Izolatory stojące mocuje się do słupów za pomocą trzonów stalowych.

Przykładowe izolatory przeznaczone do linii SN i WN pokazano na rys. 2.8.

Izolatory łączy się w łańcuchy:

- jednorzędowe
- wielorzędowe – dwa lub więcej łańcuchów szeregowych połączonych równolegle
- złożone – zespół dwóch lub więcej łańcuchów jedno- lub wielorzędowych, np. układ typu V lub Y.

Łączenie izolatorów w łańcuchy szeregowo stosuje się w celu zwiększenia ich wytrzymałości elektrycznej. Łańcuchy równoległe stosuje się natomiast w celu zwiększenia wytrzymałości mechanicznej izolatorów. Izolatory wiszące mocuje się do słupów za pomocą specjalnych uchwytów. Stosuje się dwa typowe sposoby zawieszenia: przelotowe – na słupach przelotowych i odciągowe – na słupach mocnych. Na rysunku 2.9 pokazano łańcuchy izolatorów linii WN przy zawieszeniu przelotowym i odciągowym.



Rys. 2.8. Izolatory linii napowietrznych: a) ceramiczny stojący do linii SN, b) ceramiczny wiszący pniowy do linii SN, c) ceramiczny wiszący długopniowy do linii WN (pojedynczo lub w łańcuchach), d) kompozytowy wiszący SN, e) kompozytowy WN.

Źródło: [54, 55]

Osprzęt liniowy

Na rysunku 2.9 widoczne są elementy tzw. osprzętu ochronnego izolatorów. Są nim rożki łukoochronne, których zadaniem jest odsunięcie łuku elektrycznego palącego się podczas przeskoku od powierzchni izolatora oraz pierścienie ochronne stosowane w celu wyrównania rozkładu napięcia wzdłuż powierzchni izolatora i tym samym zwiększenia jego trwałości.

Osprzętem nazywa się także zespół elementów wyposażenia mechanicznego, służący do wykonania połączeń oraz zawieszenia przewodów i izolatorów do konstrukcji wsporczych. Rozróżnia się:

- osprzęt izolatorowy – do mocowania izolatorów: trzony, kabłąki (rys. 2.10)
- osprzęt przewodowy – do mocowania i łączenia przewodów: uchwyty, złączki, zaciski, odstępniki, łączniki.

a)



b)



c)



d)



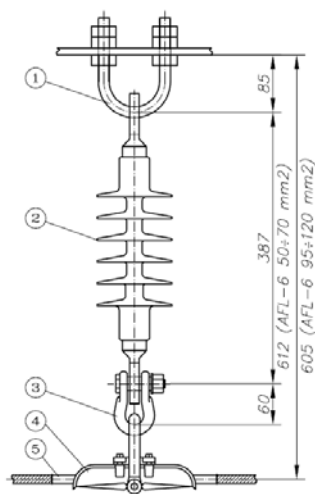
Rys. 2.9. Łącuchy izolatorów linii WN: a) przelotowe linii 220 kV, b) odciągowe linii 220 kV, c) przelotowy linii 400 kV, d) odciągowy linii 400 kV

Foto: J. Jastrzębski

2.3. Linie kablowe

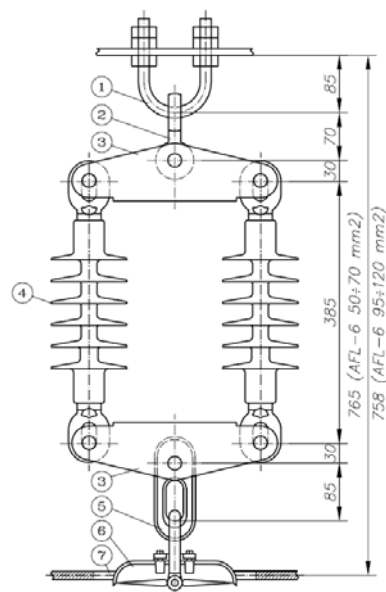
Linia kablowa może być wykonana za pomocą kabla wielożyłowego lub kilku kabli jednożyłowych ułożonych na wspólnej trasie. Kabel jest to specjalny rodzaj przewodu, zasadniczo przeznaczony do układania w ziemi. Taki sposób prowadzenia determinuje jego budowę i wymaga zastosowania specjalnych elementów ochronnych. Istnieje duża różnorodność kabli, różniących się przeznaczeniem i budową. Szczegółowa prezentacja istniejących rozwiązań jest poza zakresem niniejszego skryptu. Poniżej zostaną omówione jedynie podstawowe elementy wchodzące w skład większości kabli elektroenergetycznych.

a)



- 1 - wieszak śrubowo-kabłąkowy
- 2 - izolator
- 3 - łącznik kabłąkowy
- 4 - uchwyt przelotowy wahliwy
- 5 - taśma Al

b)



- 1 - wieszak śrubowo-kabłąkowy
- 2 - łącznik skręcony
- 3 - łącznik orczykowy
- 4 - izolator
- 5 - łącznik płaski
- 6 - uchwyt przelotowy wahliwy
- 7 - taśma Al

Rys. 2.10. Łańcuchy izolatorów linii SN z elementami osprzętu: a) przelotowy jednorzędowy, b) przelotowy dwurzędowy.

Źródło: [54]

Zasadniczymi elementami kabla są:

- żyła
- izolacja żyły
- powłoka ochronna
- pancerz
- ekran

Żyła

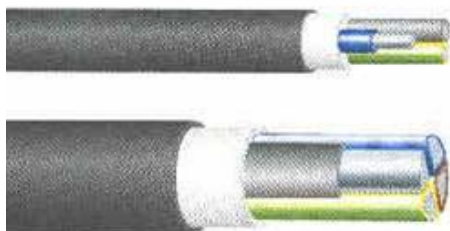
Żyła w kablach elektroenergetycznych pełni podobną rolę jak przewód w linii napowietrznej - jest przewodnikiem prądu elektrycznego. Kable o napięciu znamionowym niskim budowane są jako wielożyłowe. W układach 3-fazowych składają się one z trzech żył fazo-

wych i czwartej żyły neutralno-ochronnej (układ TN-C lub TT)⁵ lub też z trzech żył fazowych i dwóch odrębnych żył neutralnej i ochronnej (układ TN-S). W obwodach 1-fazowych wykorzystuje się kable 3-żyłowe lub 2-żyłowe, w których jedna żyła jest zawsze żyłą fazową, jedna neutralną i jedna ochronną (kabel 3-żyłowy) lub neutralno-ochronną (kabel 2-żyłowy). Kable na napięcia wyższe od 1 kV są zwykle 1-żyłowe.

W kablach wielożyłowych żyły budowane z pojedynczych drutów o przekroju kołowym lub sektorowym (w kształcie wycinka koła) (rys. 2.11). Przekrój sektorowy umożliwia lepsze wykorzystanie przestrzeni wewnętrznej kabla, czego efektem jest zmniejszenie przekroju całkowitego i ciężaru kabla. Sektorowego przekroju żył nie stosuje się w kablach SN, gdyż zwiększone natężenie pola elektrycznego na krawędziach żył powodowałoby narażenie izolacji w tych miejscach i zmniejszenie trwałości kabla.

Kable 1-żyłowe stosowane są najczęściej w liniach kablowych SN i 110 kV. Żyły tych kabli, zwykle o większych przekrojach, są budowane podobnie jak przewody linii napowietrznej - w postaci linek wielodrutowych.

Żyły kabli elektroenergetycznych wykonuje się z aluminium (ozn. A) i miedzi (bez oznaczania).



Rys. 2.11. Kable nn 4-żyłowe: na górze kabel o kołowym przekroju żył, na dole kabel o sektorowym przekroju żył.

Izolacja żyły

Żyły kabla pokrywa się warstwą izolacji, w celu odizolowania ich od siebie oraz od części dostępnych dla dotyku. W praktyce stosowane są różne materiały izolacyjne: papier nasączony olejem mineralnym, tworzywa sztuczne (polwinit – ozn. Y, polietylen – ozn. X), czy guma (ozn. G). Rodzaj i grubość warstwy izolacyjnej zależy od napięcia znamionowego kabla. Izolacja powinna zapewniać odpowiednią odporność i trwałość kabla.

Podstawowymi materiałami stosowanymi na izolację kabli są tworzywa termoplastyczne, w szczególności polietylen. Guma jest mieszaniną kauczuku, siarki i innych składników. Po nałożeniu na żyłę poddaje się ją procesowi wulkanizacji. Izolacja papierowa wykonywana jest z taśmy papierowej, która nawijana jest na żyły aż do uzyskania odpowiedniej grubości. Po wykonaniu izolacji żył kabel osusza się w temperaturze 100-130 °C i nasycza olejem mineralnym.

⁵ Oznaczenia układów instalacji niskiego napięcia podane są normie PN-92/E-05009/41 i są szczegółowo dyskutowane w ramach przedmiotu „Ochrona przeciwporażeniowa w instalacjach elektrycznych”.

W kablach 3-żyłowych o izolacji papierowo-olejowej występuje także tzw. izolacja rdzeniowa. Jest to dodatkowa warstwa izolacji papierowej nałożona na wszystkie izolowane żyły kabla, stanowiące tzw. rdzeń.

Powłoka

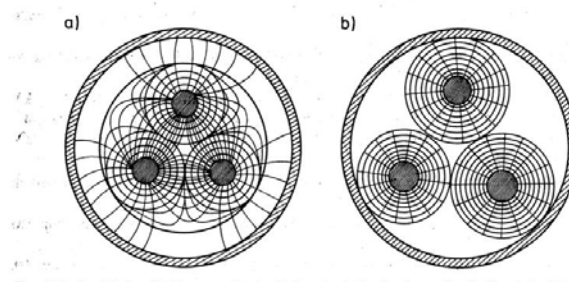
Izolacja żyły pokrywana jest warstwą powłoki ochronnej, której zadaniem jest ochrona izolacji przed wilgocią, czynnikami chemicznymi i innymi wpływami zewnętrznymi, na które narażony jest kabel umieszczony w ziemi. Powłoki ochronne kabli elektroenergetycznych wykonywane są z ołowiu, tworzyw sztucznych lub aluminium (ozn. A). Kable jednożyłowe są jednopowłokowe, natomiast kable 3-żyłowe mogą być jednopowłokowe lub trójpowłokowe. W pierwszym przypadku powłoka nałożona jest na izolację rdzeniową, w drugim zaś – na izolację każdej żyły oddzielnie.

Pancerz

Pancerz jest zewnętrzną warstwą kabla. Umieszczany na powłoce ochronnej stanowi zabezpieczenie przed uszkodzeniami mechanicznymi. Wykonywany jest z taśm (ozn. Ft) lub drutów stalowych (ozn. Fo – druty okrągłe lub Fp – druty płaskie), a dla ochrony przed korozją pokrywany jest osłoną z materiałów włóknistych, np. juta (ozn. A). W niektórych kablach funkcję pancerza pełni aluminiowa powłoka ochronna.

Ekran

Ekran stosowany jest w kablach w celu zwiększenia ich trwałości. Wykonany z materiału półprzewodzącego jest umieszczany na izolacji żył, a niektórych konstrukcjach także na żyłach. Ekran powoduje wyrównanie rozkładu pola elektrycznego wewnątrz izolacji żył (pole promieniowe) i ograniczenie jego natężenia, czego efektem jest zmniejszenie narażenia izolacji na przebicie i na utratę jej własności izolacyjnych. Na rys. 2.12 pokazano rozkład pola elektrycznego wewnątrz izolacji kabla 3-żyłowego z izolacją rdzeniową i kabla ekranowanego. Ekran na żyłach stanowi również barierę cieplną zmniejszającą nagrzewanie izolacji w czasie przepływu prądu zwarciovego. Kable ekranowane oznaczają się literą H od nazwiska niemieckiego konstruktora Martina Höchstädtera.



Rys. 2.12. Rozkłady pola elektrycznego wewnątrz kabla:
a) z izolacją rdzeniową, b) ekranowanego.

Zaczerpnięto z [27]

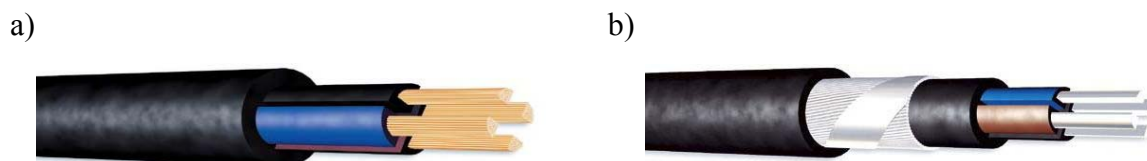
Elementy wchodzące w skład budowy kabla opisane są symbolami literowymi. Ze-stawione w odpowiedniej kolejności stanowią oznaczenie kabla. Tabela 2.1 ilustruje tradycyjny sposób oznaczania kabli⁶.

Tab. 2.1. Sposób oznaczania kabli elektroenergetycznych.

Element kabla	Ekran	Powłoka	Materiał żyły	Oznaczenie kabla	Izolacja żyły	Pancerz	Osłona pancerza
Oznaczenie	H	Y A	A	K	X Y G	Ft Fp Fo	A

Nie oznacza się specjalnie żył miedzianych, izolacji papierowo-olejowej oraz powłoki ołowianej.

Na rys. 2.13 i 2.14 pokazano przykładowe kable nn i SN wraz z objaśnieniem ich oznaczenia.



Rys.2.13. Kable nn: a) YKY, b) typu YAKYFoy.

Objaśnienia:

YKY – kabel miedziany o izolacji polwinitowej (Y) i powłoce polwinitowej (Y)

YAKYFoy – Kabel aluminiowy (A) o izolacji polwinitowej (Y) i powłoce polwinitowej (Y) opancerzony drutami stalowymi okrągłymi (Fo) z wytłoczoną na pancerz polwinitową osłoną ochronną (y)

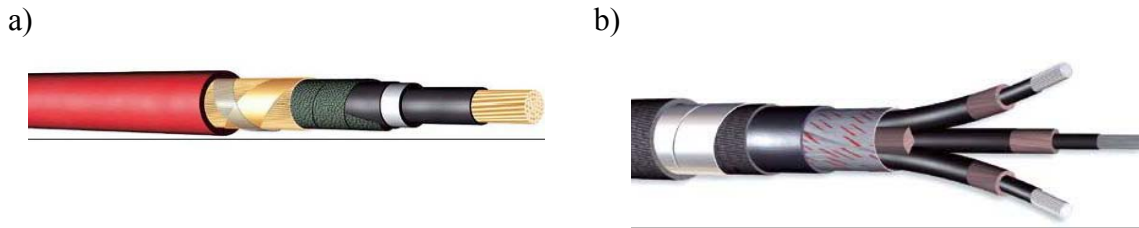
Źródło: [53]

W kablach jednożyłowych SN stosowana jest żyła powrotna przeznaczona do przewodzenia prądu zakłóceń. Jest to warstwa drutów miedzianych nawiniętych śrubowo na izolowaną i ekranowaną żyłę kabla.

W kablach wysokiego napięcia, stosowanych do przesyłu dużych mocy, papierowa izolacja żyły może być wypełniona dodatkowo olejem lub gazem (azot, sześćfluorek siarki, dwutlenek węgla) o podwyższonym ciśnieniu (kable o ciśnieniu wewnętrznym). W ten sposób wypełnia się wolne przestrzenie w izolacji i zwiększa wytrzymałość elektryczną kabla, a więc także dopuszczalne natężenie pola elektrycznego. Analogiczny efekt uzyskuje się umieszczając w rurze kabel w izolacji tradycyjnej, a następnie wtlaczając do rury gaz pod ci-

⁶ Aktualnie może być także stosowany nowy sposób oznaczania kabli, według PN-HD 361S3 2002: Klasyfikacja przewodów i kabli.

śnieniem (kable o ciśnieniu zewnętrznym). W nowoczesnych konstrukcjach kabli wykorzystuje się zjawisko nadprzewodnictwa w temperaturze ciekłego helu lub azotu.



Rys.2.14. Kable SN: a) YHKXS 3,6/6 kV, b) typu HAKnFtA.

Objaśnienia:

YHKXS – kabel jednożyłowy z żyłą miedzianą o polu promieniowym (H), o izolacji z polietylenu usieciowanego (XS), z żyłą powrotną miedzianą koncentryczną i powłoką polwinitową (Y)
HAKnFtA – kabel 3-żyłowy aluminiowy (A) o polu elektrycznym promieniowym (H), o izolacji papierowej przesyconej syciwem nieciekącym (n) i powłoce ołowianej, opancerzone taśmami stalowymi (Ft) z osłoną włóknistą (A)

Źródło: [53]

Osprzęt kablowy

Osprzętem kablowym nazywa się zbiór elementów przeznaczonych do wykonywania i ochrony połączeń między kablami, rozgałęziania i zakańczania kabli. Łączenie dwóch odcinków kabla wykonuje się za pomocą mufy, natomiast zakończenie kabla stanowi głowica. Zarówno mufy jak i głowice muszą zapewnić odpowiednią szczelność oraz wymaganą wytrzymałość elektryczną i mechaniczną. Sposób wykonania osprzętu zależy od budowy kabli. Do kabli z izolacją papierowo-olejową stosuje się osprzęt o korpusach metalowych, zaś do kabli z izolacją z tworzyw termoplastycznych wykorzystywany jest osprzęt taśmowy z tworzyw sztucznych lub osprzęt z rur termokurczliwych. Do osprzętu kablowego zalicza się również: złączki, zaciski, rozpórki, syciwa, zalewy, taśmy izolacyjne.

Kable układa się w ziemi z zachowaniem odpowiednich odległości od siebie oraz od fundamentów budynków i innych urządzeń podziemnych (rurociągi, zbiorniki..) [57]. Wymagana jest następująca głębokość ułożenia kabli:

- 50 cm – kable oświetlenia ulicznego nn
- 70 cm – inne kable nn
- 80 cm – kable o napięciu $1 < U_n \leq 15$ kV
- 100 cm – kable o napięciu $U_n > 15$ kV

W porównaniu do linii napowietrznych linie kablowe są mniej uciążliwe dla otoczenia i mniej uciążliwe w eksploatacji. Są także bardziej niezawodne, głównie z powodu braku narażeń na warunki atmosferyczne. Ponadto, linie kablowe charakteryzują się mniejszą reaktancją indukcyjną (patrz rozdział 3.2), a więc straty i spadki napięcia w takich liniach są mniejsze. Pomimo tych niezaprzeczalnych zalet praktyczne wykorzystanie takich linii jest ograniczone względami ekonomicznymi. Koszty inwestycyjne linii kablowych są bowiem większe

od kosztów linii napowietrznych (bez uwzględnienia kosztów terenu) i różnica ta rośnie wraz ze wzrostem napięcia znamionowego. W niektórych jednak przypadkach, głównie na obszarach zurbanizowanych, koszt terenu może powodować, że linia napowietrzna stanie się droższa od linii kablowej. Czynnikiem wpływającym na stosowanie linii kablowych są więc przede wszystkim:

- wymagania urbanistyczne
- ograniczona powierzchnia terenu
- konieczność przekraczania dużych zbiorników wodnych
- strefa zabrudzeniowa utrudniająca eksploatację linii napowietrznej.

2.4. Stacje elektroenergetyczne

2.4.1. Uwagi ogólne

Stacją elektroenergetyczną nazywa się zespół urządzeń elektroenergetycznych służących do rozdziału, przetwarzania lub transformacji energii elektrycznej. Ze względu na usytuowanie w SEE stacje dzieli się na elektrowniane, sieciowe i odbiorcze. Zdecydowaną większość stanowią stacje sieciowe, które - jak już wcześniej wspomniano - są punktami węzłowymi sieci elektroenergetycznej. Dalszy podział stacji uwzględnia:

- funkcję pełnioną w SEE – stacje rozdzielcze i transformatorowo-rozdzielcze
- wysokość napięcia znamionowego⁷ – stacje WN, SN i nn
- rozwiązanie konstrukcyjne – stacje napowietrzne i wewnątrzowe.

Głównym elementem każdej stacji rozdzielczej jest **rozdzielnica**, której zadaniem jest doprowadzenie energii obwodami zasilającymi i jej rozdział na obwody odbiorcze przy tym samym napięciu. W skład rozdzielnicy wchodzi następujące elementy podstawowe:

- przewody, szyny zbiorcze, izolatory i konstrukcje wsporcze
- aparatura łączeniowa
- przekładniki i obwody wtórne

Rozdzielnica wraz z budynkiem lub pomieszczeniem, w którym się znajduje nazywa się **rozdzielnią**.

W skład stacji transformatorowo-rozdzielczych oprócz rozdzielni wchodzi transformator lub transformatory. Funkcją takiej stacji jest nie tylko rozdział energii, ale także zmiana jej parametrów, np. poziomu napięcia.

W każdej stacji elektroenergetycznej występują urządzenia ochrony przeciwprzepięciowej oraz urządzenia pomocnicze, np. źródła napięcia potrzeb własnych i napięcia pomocniczego dla obwodów sterowania, zabezpieczeń, sygnalizacji i oświetlenia, jak również insta-

⁷ W przypadku stacji transformatorowo-rozdzielczych napięciem znamionowym stacji jest napięcie strony górnej transformatora.

lacje uziemień ochronnych, roboczych i odgromowych i urządzenia łączności i telemechaniki. Ponadto, w niektórych stacjach instaluje się urządzenia zapewniające wymaganą pracę sieci elektroenergetycznej, jak np. baterie do kompensacji mocy biernej (patrz rozdziały 9 i 11), dławiki do ograniczenia prądu zwarciovego, kompensatory do poprawy jakości energii elektrycznej (patrz rozdział 8.1).

Konstrukcja każdej stacji elektroenergetycznej powinna spełniać następujące wymagania:

- zapewnienie wymaganej niezawodności dostawy energii elektrycznej odbiorcom
- bezpieczna i wygodna eksploatacja
- bezpieczeństwo obsługi
- łatwa rozbudowa
- racjonalność kosztów.

W stacjach napowietrznych instaluje się urządzenia o konstrukcji napowietrznej, w których powietrze jest elementem izolacyjnym. Zaletą takich rozwiązań jest łatwość i krótki czas realizacji, przejrzysty układ i stosunkowo niski koszt (brak budynku, w którym mieści się rozdzielnica). Główną wadą stacji napowietrznych jest zależność ich pracy od warunków atmosferycznych, rozległy teren, jaki zajmują i rozbudowana ochrona odgromowa. Stacje takie budowane są powszechnie przy napięciach powyżej 30 kV (są tańsze), za wyjątkiem terenów o dużym zapyleniu i wilgotności, gdzie z uwagi na prawdopodobieństwo zwiększonej awaryjności stosuje się rozwiązania wewnętrzne.

Niezależność od warunków zewnętrznych jest główną zaletą stacji wewnętrznych. Łatwiejsza jest także lokalizacja takiej stacji, gdyż zajmuje ona stosunkowo mały obszar terenu. Sama budowa i rozbudowa stacji jest trudniejsza. Stacje wewnętrzne są tańsze od napowietrznych dla napięć poniżej 30 kV, zatem stosowane są powszechnie w sieciach SN.

2.4.2. Urządzenia stacyjne

Transformatory

Moce transformatorów sieciowych są znormalizowane i wynoszą od 16 kVA do 63 MVA (spotyka się także moce większe - do 1500 MVA). Transformatory elektrowniane, pracujące w bloku z generatorem (tzw. transformatory blokowe) mają moc dostosowaną do generatorów.

Powszechnie stosuje się jednostki trójfazowe, dwu- lub trójzwojeniowe, najczęściej z izolacją olejową (rys. 2.14). Wśród transformatorów SN/nn coraz częściej stosuje się jednostki o izolacji suchej (żywicznej).

Transformatory o mocy co najmniej 2 MVA wyposażone są w przełączniki zaczepów do zmiany napięcia pod obciążeniem (patrz rozdział 11), mniejsze jednostki mają przełączniki zaczepów do zmiany napięcia w stanie beznapięciowym, $\pm 5\% U_n$ (zaczepty -5%, 0, 5%).



Rys. 2.15. Transformator sieciowy olejowy.

Foto: J. Jastrzębski

Aparatura łączeniowa

W stacjach elektroenergetycznych występują cztery rodzaje łączników:

- odłączniki - przeznaczone do zamykania i otwierania obwodu elektrycznego, w którym nie płynie prąd.
- rozłączniki – przeznaczone do łączenia prądów roboczych.
- wyłączniki – przeznaczone do łączenia prądów roboczych i zwarciovych, po podaniu sygnału na wykonanie danej czynności łączeniowej.
- bezpieczniki – przeznaczone do samoczynnego wyłączania prądów większych od prądów znamionowych. Wyłączenie następuje przez stopienie i wyparowanie drutu topikowego.

Najbardziej uniwersalnym, a jednocześnie najdroższym rodzajem łącznika jest wyłącznik, umożliwiający wielokrotne wyłączanie i załączanie obwodów, w których płynie prąd, także prąd przetężeniowy⁸. Zasadniczym elementem każdego wyłącznika jest komora gaszeniowa, umożliwiająca bezpieczne zgaszenie łuku elektrycznego pojawiającego się przy łączeniu obwodu. W zależności od konstrukcji wyłącznika medium gaszącym może być sprężone powietrze, pary oleju, sześćiofluorek siarki lub próżnia. Wyłączniki o różnej budowie stosowane są w stacjach o różnych napięciach znamionowych. Przykładowo, na rysunku 2.16 pokazano wyłącznik powietrzny na napięcie 110 kV w rozdzielniczy napowietrznej.

⁸ Mianem przetężenia określa się stan pracy układu, w którym płynie prąd przekraczający wartości prądu roboczego. Przetężenie obejmuje przeciążenie i zwarcie. Przeciążenie jest stanem pracy normalnej przy prądzie przekraczającym prąd znamionowy urządzenia, zaś zwarcie jest stanem awaryjnym.



Rys. 2.16. Wł. 110 kV.

Foto: J. Jastrzębski

Odłączniki mają styki nieosłonięte, dlatego też w obawie przed łukiem elektrycznym nie wolno ich otwierać ani zamykać w stanie obciążenia prądowego. Zadaniem odłącznika jest stworzenie wyraźnej przerwy w obwodzie, ze względów bezpieczeństwa.

Bezpieczniki stosowane są głównie w obwodach nn i SN. Są tanie, ale też są łącznikiem jednorazowego zastosowania; po zadziałaniu bezpiecznik należy wymienić na nowy.

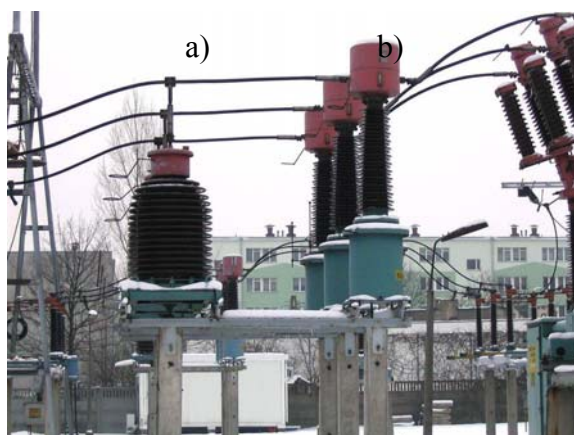
Do załączania i wyłączenia odbiorników energii elektrycznej stosowane są łączniki stycznikowe. Styczniki mają napęd elektromagnesowy i wyposażone są w komory łukowe. Doprowadzenie do cewki elektromagnesu napięcia o odpowiedniej wartości wywołuje ruch zwory elektromagnesu skutkujący zamknięciem styków. Przerwa w zasilaniu obwodu elektromagnesu powoduje samoczynne otwarcie styków stycznika pod wpływem sprężyn zwrotnych napiętych w czasie załączenia. Styczniki są stosowane w przypadkach gdy jest wymagana duża częstość łączeń. Najbardziej rozpowszechnione są styczniki niskonapięciowe, choć stosowane są także łączniki na napięcie 6 kV, głównie do rozruchu i sterowania silników wysokiego napięcia.

Przekładniki

Obwody, przez które przepływa rozdzielana i przetwarzana energia elektryczna nazywa się pierwotnymi lub głównymi. W rozdzielniczy występują także obwody wtórne, służące do celów:

- pomiarowych,
- zabezpieczeniowych
- sterowniczych i sygnalizacyjnych.

Obwody te oddzielone są od pierwotnych za pomocą przekładników prądowych i napięciowych (rys. 2.17). Są to obwody niskonapięciowe.



Rys. 2.17. Przekładniki elektroenergetyczne 110 kV:
a) napięciowy, b) prądowy.

Foto: J. Jastrzębski

2.4.3. Schematy rozdzielnic

Urządzenia rozdzielniczy zgrupowane są w polach. Każde pole obejmuje zestaw aparatów w obwodach pierwotnych i wtórnych, związany z jednym odgałęzieniem od szyn zbiorczych i spełniający określoną funkcję, np.:

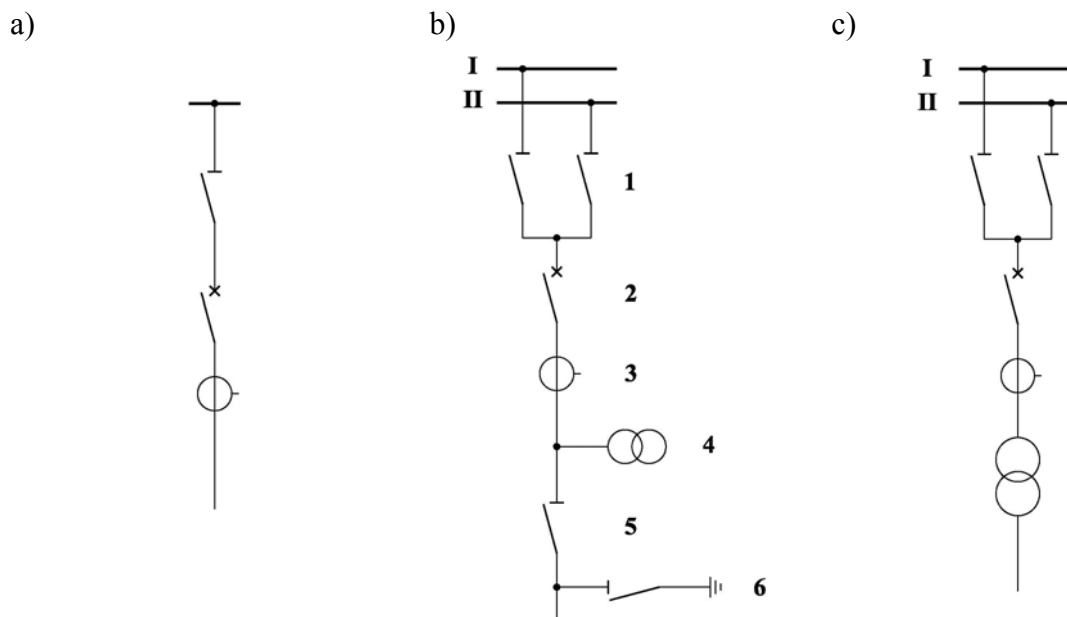
- zasilanie rozdzielniczy – pole zasilające (dopływowe)
- zasilanie odbioru – pole odbiorcze (odpływowe)
- łączenie sekcji lub systemów szyn zbiorczych – pole sprzęgłowe.

Pola dopływowe i odpływowe dzieli się w zależności od urządzeń, jakie są do nich przyłączone:

- linia napowietrzna lub kablowa – pole liniowe
- transformator – pole transformatorowe
- silnik elektryczny – pole silnikowe
- kondensatory – pole kondensatorowe, itp.

W każdym polu od strony szyn zbiorczych instaluje się odłącznik szynowy. Za nim umieszcza się aparat do załączania i wyłączania prądów obciążeniowych oraz wyłączania prądów zakłócenowych. Może to być zestaw rozłącznika z bezpiecznikiem lub wyłącznik. W rozdzielnicach SN i WN typowym aparatem łączeniowym jest wyłącznik. Za wyłącznikiem umieszcza się przekładnik prądowy. W polach liniowych rozdzielni WN od strony linii instaluje się odłącznik liniowy oraz odłącznik z uziemnikiem. W czasie wykonywania prac w polu rozdzielni, np. przy remoncie lub konserwacji wyłącznika, odłączniki z obu stron muszą być otwarte, a uziemnik zamknięty.

Przykładowe schematy typowych pól liniowych rozdzielnic SN i WN zaprezentowano na rys. 2.18.



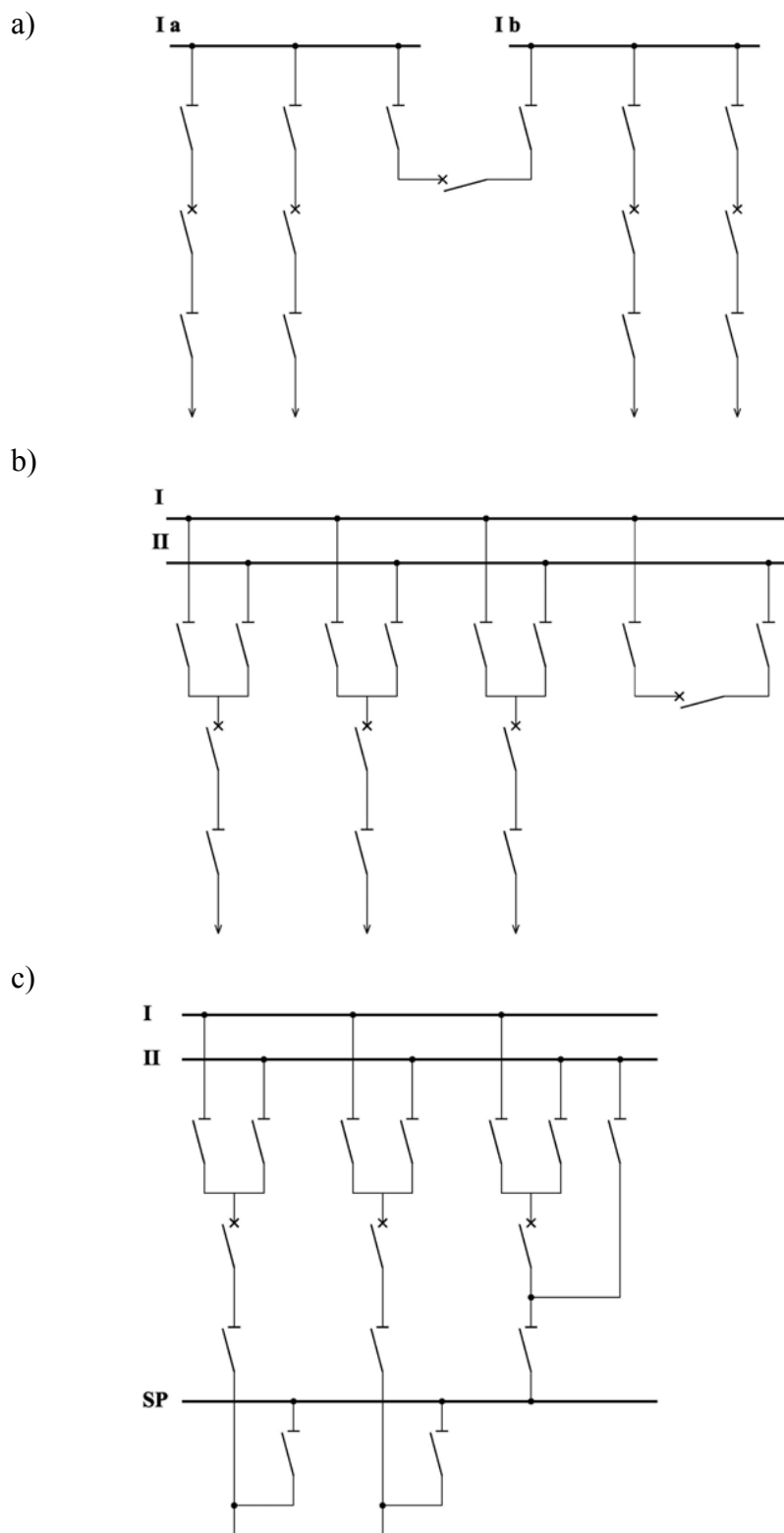
Rys. 2.18. Typowe układy pól rozdzielnic SN i WN: a), b) liniowe, c) transformatorowe.

Objaśnienia: 1 – odłącznik szynowy, 2 – wyłącznik, 3 – przekładnik prądowy, 4 – przekładnik napięciowy, 5 - odłącznik liniowy, 5 – uziemnik

Rozdzielnice stacji elektroenergetycznych wykonywane są jako szynowe i bezszynowe. Schemat rozdzielnic zależy od wymaganej niezawodności zasilania. Najprostszą i jednocześnie najbardziej zawodną jest rozdzielnica z pojedynczym systemem szyn zbiorczych niesekcjonowana. Rozdzielnica taka jest zasilana tylko jednym torem, a więc jakakolwiek awaria w tym torze (linia, transformator) wiąże się z utratą zasilania wszystkich przyłączonych do niej odbiorów. Podobna sytuacja wystąpi w przypadku awarii szyn zbiorczych. Podział szyn zbiorczych na dwie części (sekcje) z możliwością ich łączenia za pomocą sprzęgła sekcyjnego i zastosowanie dwóch niezależnych torów zasilania pozwala na zwiększenie niezawodności zasilania poprzez wzajemne rezerwowanie każdego toru. Przy awarii jednego z nich konieczne jest dokonanie przełączeń w celu utrzymania zasilania wszystkich odbiorów (patrz rozdział 8.2).

Dalsze zwiększanie niezawodności zasilania wymaga zastosowania podwójnego układu szyn zbiorczych, z możliwością połączenia za pomocą sprzęgła poprzecznego (systemowego). Taka konfiguracja pozwala na rezerwowanie toru zasilania podstawowego, a także roboczego systemu szyn zbiorczych. Szczególnym rozwiązaniem jest rozdzielnica z podwójnym (lub pojedynczym) systemem szyn zbiorczych i z dodatkową szyną obejściową (pomocniczą). Zasilanie z szyny obejściowej ma miejsce w przypadku, gdy pole rozdzielni jest wyłączone z ruchu (np. w celu konserwacji lub naprawy wyłącznika), a odbiór wymaga utrzymania ciągłości zasilania. Pole sprzęgające umożliwia podanie napięcia na szynę obejściową. Rozdzielnica z szyną obejściową znajduje zastosowanie głównie wtedy, gdy z uwagi na dużą częstość łączeń wymagane są częste przeglądy i remonty wyłączników wiążące się z wyłączeniem pola, a wymagania niezawodnościowe są duże. Oczywiście szyna obejściowa nie zapewnia ciągłości zasilania przy awarii systemu (ów) szyn zbiorczych.

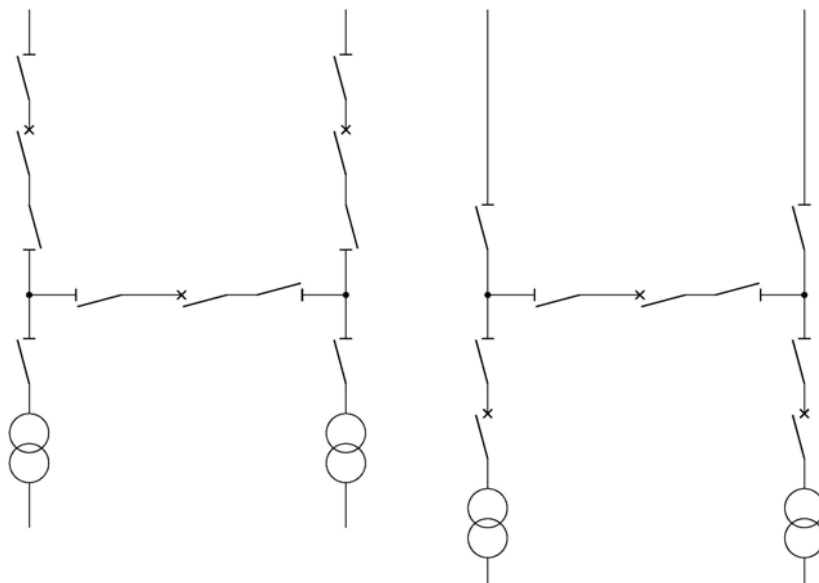
Schematy rozdzielnic z pojedynczym i podwójnym systemem szyn zbiorczych zaprezentowano na rysunku 2.19.



Rys. 2.19. Przykłady rozdzielnic szynowych: a) z pojedynczym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych, b) z podwójnym systemem szyn, c) z podwójnym systemem i szyną obejściową.

W rozdzielnicach o dużych wymaganiach niezawodnościowych stosuje się także układy z potrójnym systemem szyn zbiorczych. Wówczas dwa systemy wykorzystywane są jako robocze, trzeci zaś jest systemem rezerwowym. Zwiększanie niezawodności zasilania odbywa się zawsze kosztem utraty przejrzystości rozdzielnicy i zwiększenia stopnia trudności jej eksploatacji. Dlatego też, rozdzielnice o złożonych schematach znajdują zastosowanie w stacjach WN, gdzie z jednej strony wymagana jest duża niezawodność zasilania, z drugiej zaś - obsługa składa się z wykwalifikowanych pracowników energetyki zawodowej.

Najprostsza rozdzielnica bezszynowa to układ blokowy linia - transformator. W stacjach sieciowych stosowana jest rzadko z uwagi na małą niezawodność zasilania. Zwiększenie niezawodności uzyskuje się poprzez łączenie dwóch układów blokowych w układ mostkowy, inaczej układ typu H. W praktyce stosuje się różne wersje tych układów różniące się liczbą zastosowanych wyłączników. W układzie 5H występuje pełna liczba wyłączników, tj. 5, w polach liniowych i transformatorowych oraz w poprzeczce. Ponieważ wyłącznik jest najdroższym urządzeniem w rozdzielnicy, naturalne jest zmniejszanie kosztów poprzez zmniejszenie ich liczby. W układzie 4H wyłączniki występują tylko w polach liniowych i transformatorowych, natomiast w układzie 3H są one zainstalowane w poprzeczce i dwóch torach zasilających, albo od strony linii, albo transformatorów. Ten rodzaj układu mostkowego znalazł najszersze zastosowanie w praktyce w stacjach WN. Schemat takiej rozdzielnicy przedstawiono na rysunku 2.20.



Rys. 2.20. Rozdzielnica bezszynowa w układzie 3H.

Pytania kontrolne

Określić konstrukcję typowej linii napowietrznej o napięciu znamionowym (do wyboru): 400 V, 15 kV, 110 kV, 220 kV, 400 kV.

1. Jak są zbudowane przewody fazowe linii napowietrznej WN?
2. W jakim celu stosuje się w linii przewody odgromowe? Jak są zbudowane?
3. W jakim celu są stosowane przewody wiązkowe w liniach napowietrznych NN?
4. W jakim celu łączy się szeregowo pojedyncze łańcuchy izolatorów w liniach napowietrznych?
5. W jakim celu stosuje się w liniach napowietrznych podwójne i potrójne łańcuchy izolatorów?
6. Omówić budowę 3-żyłowego kabla z izolacją rdzeniową.
7. Jakie zadanie spełnia powłoka kabla typu AKFtA z izolacją rdzeniową?
8. Jakie zadanie spełnia pancierz kabla typu KFtA? Z jakiego materiału wykonane są żyły takiego kabla?
9. Czy kabel 3-żyłowy niskiego napięcia o żyłach sektorowych ma przekrój mniejszy, równy, czy większy od kabla o żyłach okrągłych o tym samym przekroju?
10. W jakim celu stosuje się ekran w konstrukcji kabli ekranowanych?
11. Opisać budowę typowego kabla nn (np. YAKY).
12. Opisać budowę kabla WN.
13. W jaki sposób uzyskuje się zwiększenie dopuszczalnych natężeń pola elektrycznego w kablach WN?
14. Jaka jest różnica pomiędzy odłącznikiem, wyłącznikiem i rozłącznikiem?
15. Narysować schemat i omówić własności eksploatacyjne rozdzielnic z pojedynczym sekcjonowanym / niesekcjonowanym systemem szyn zbiorczych.
16. Narysować schemat i omówić własności eksploatacyjne rozdzielnic z podwójnym niesekcjonowanym / sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych.
17. Narysować typowy schemat pola odpływowego rozdzielnic z pojedynczym / podwójnym systemem szyn zbiorczych, zasilającego linię napowietrzną WN. W jakiej kolejności należy otwierać i zamykać łączniki przy załączaniu / wyłączaniu pola?

CZĘŚĆ II. PODSTAWOWE OBLICZENIA ELEKTRYCZNE

Rozdział 3. Schematy zastępcze elementów systemu elektroenergetycznego

3.1. Założenia

Obliczenia elektryczne układów elektroenergetycznych wykonywane są w oparciu o schematy zastępcze elementów tych układów. Rodzaj schematu dobiera się do rodzaju obliczeń, albowiem nie istnieje jeden uniwersalny schemat elementu, który byłby odpowiednio dokładny do wszystkich rodzajów obliczeń. W niniejszym skrypcie podane zostaną schematy zastępcze do wyznaczania:

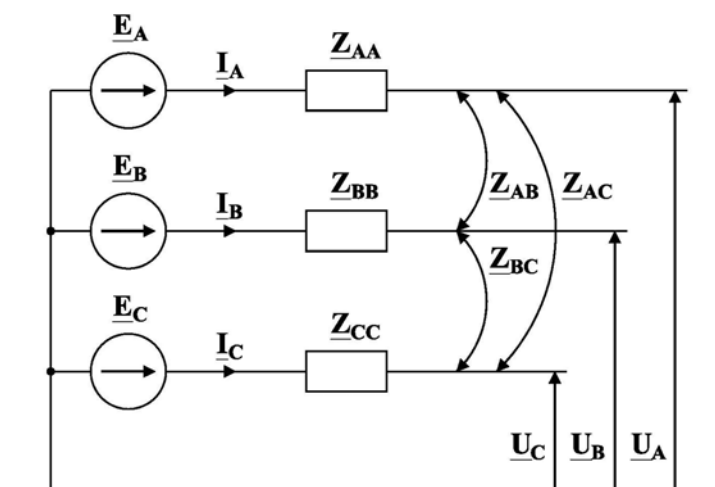
- rozptyłów prądów i spadków napięć
- prądów płynących w czasie zwarć symetrycznych
- strat mocy i energii.

Przy określaniu schematów zastępczych przyjmuje się następujące założenia:

- symetria obciążenia – każdy przewód prowadzi prąd o tej samej wartości, a wektory prądów są przesunięte względem siebie o 120° .
- symetria elementu – wszystkie przewody są jednakowo wykonane i są usytuowane jednakowo względem siebie i względem ziemi.

Przy tych założeniach można wykazać, że każda faza układu pracuje niezależnie od pozostałych faz, a wartości skuteczne prądów i napięć są takie same.

Rozważmy najpierw ogólny układ 3-fazowy o impedancjach własnych fazowych \underline{Z}_{AA} , \underline{Z}_{BB} , \underline{Z}_{CC} oraz impedancjach wzajemnych pomiędzy fazami \underline{Z}_{AB} , \underline{Z}_{BC} , \underline{Z}_{CA} (rys. 3.1). Do początku układu przyłożono SEM odpowiednio \underline{E}_A , \underline{E}_B , \underline{E}_C . Załóżmy, że układ jest obciążony prądami fazowymi \underline{I}_A , \underline{I}_B , \underline{I}_C , a napięcia na jego końcu wynoszą \underline{U}_A , \underline{U}_B , \underline{U}_C .



Rys. 3.1. Schemat układu 3-fazowego.

Równania elementu 3-fazowego można zapisać następująco:

$$\begin{aligned}\underline{U}_A &= \underline{E}_A - (\underline{I}_A \underline{Z}_{AA} + \underline{I}_B \underline{Z}_{AB} + \underline{I}_C \underline{Z}_{AC}) \\ \underline{U}_B &= \underline{E}_B - (\underline{I}_A \underline{Z}_{BA} + \underline{I}_B \underline{Z}_{BB} + \underline{I}_C \underline{Z}_{BC}) \\ \underline{U}_C &= \underline{E}_C - (\underline{I}_A \underline{Z}_{CA} + \underline{I}_B \underline{Z}_{CB} + \underline{I}_C \underline{Z}_{CC})\end{aligned}\quad (3.1)$$

W postaci macierzowej

$$\Delta \underline{U} = \underline{Z} \underline{I} \quad (3.2)$$

gdzie

$$\Delta \underline{U} = \begin{bmatrix} \underline{E}_A - \underline{U}_A \\ \underline{E}_B - \underline{U}_B \\ \underline{E}_C - \underline{U}_C \end{bmatrix}; \quad \underline{Z} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{AA} & \underline{Z}_{AB} & \underline{Z}_{AC} \\ \underline{Z}_{BA} & \underline{Z}_{BB} & \underline{Z}_{BC} \\ \underline{Z}_{CA} & \underline{Z}_{CB} & \underline{Z}_{CC} \end{bmatrix}; \quad \underline{I} = \begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{bmatrix}$$

Przy założeniu symetrii elementu impedancje własne i wzajemne są sobie równe, tj.:

$$\underline{Z}_{AA} = \underline{Z}_{BB} = \underline{Z}_{CC} = \underline{Z}_s \quad \text{oraz} \quad \underline{Z}_{AB} = \underline{Z}_{AC} = \underline{Z}_{BA} = \underline{Z}_{BC} = \underline{Z}_{CA} = \underline{Z}_{CB} = \underline{Z}_m$$

Uwzględniając teraz założenie drugie, o symetrii prądów obciążenia, równania (3.1) można zapisać w postaci

$$\begin{aligned}\underline{E}_A - \underline{U}_A &= (\underline{I}_A \underline{Z}_s + a^2 \underline{I}_A \underline{Z}_m + a \underline{I}_A \underline{Z}_m) = \underline{I}_A (\underline{Z}_s + a^2 \underline{Z}_m + a \underline{Z}_m) = \underline{I}_A (\underline{Z}_s - \underline{Z}_m) \\ \underline{E}_B - \underline{U}_B &= (a \underline{I}_B \underline{Z}_m + \underline{I}_B \underline{Z}_s + a^2 \underline{I}_B \underline{Z}_m) = \underline{I}_B (a \underline{Z}_m + \underline{Z}_s + a^2 \underline{Z}_m) = \underline{I}_B (\underline{Z}_s - \underline{Z}_m) \\ \underline{E}_C - \underline{U}_C &= (a^2 \underline{I}_C \underline{Z}_m + a \underline{I}_C \underline{Z}_m + \underline{I}_C \underline{Z}_s) = \underline{I}_C (a^2 \underline{Z}_m + a \underline{Z}_m + \underline{Z}_s) = \underline{I}_C (\underline{Z}_s - \underline{Z}_m)\end{aligned}\quad (3.3)$$

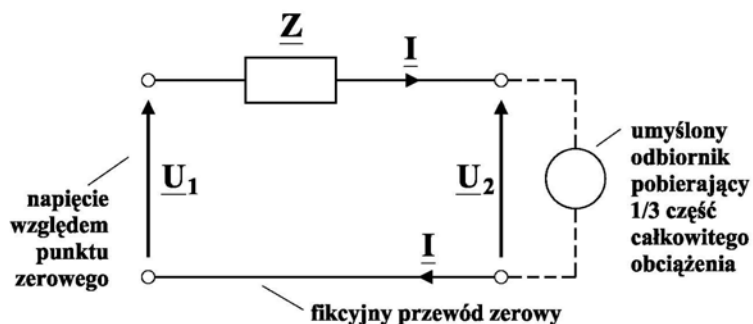
Z powyższego zapisu wynika, że różnica napięć w poszczególnych fazach zależy tylko od prądu danej fazy, a więc równania są wzajemnie niezależne. W zapisie matematycznym oznacza to, że macierz impedancji układu \underline{Z} jest macierzą diagonalną:

$$\underline{Z} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_s - \underline{Z}_m & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_s - \underline{Z}_m & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_s - \underline{Z}_m \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Tak więc, przy podanych założeniach rozpatrywanie wszystkich trzech faz układu jednocześnie jest zbędne. Wynika stąd podstawowa idea i metoda obliczania 3-fazowych sieci symetrycznych – idea obwodu zastępczego 1-fazowego. Obwód ten składa się z jednego przewodu fazowego o określonej impedancji i z fikcyjnego przewodu o impedancji równej

zeru, stanowiącego węzeł odniesienia dla napięć fazowych. Potencjał tego przewodu wzdłuż jego długości jest równy zero, co odpowiada sytuacji rzeczywistej - przy symetrii obciążenia przez przewód zerowy (jeśli istnieje) nie płynie żaden prąd. Jednofazowy obwód zastępczy przenosi moc równą 1/3 mocy obciążenia całkowitego.

Idea obwodu zastępczego została pokazana na rys. 3.2.



Rys. 3.2. Idea schematu zastępczego symetrycznego układu 3-fazowego.

3.2. Linie elektroenergetyczne

Schemat zastępczy linii elektroenergetycznej odwzorowuje zjawiska występujące przy przesyłaniu energii elektrycznej. Parametrami schematu są następujące wielkości:

- rezystancja R_k , związana z wydzielaniem energii cieplnej w przewodach przy przepływie prądu,
- reaktancja indukcyjna X_k , wynikająca z istnienia pola magnetycznego⁹ wokół przewodów,
- konduktancja G_k (przewodność czynna), związana ze zjawiskami zachodzącymi w izolacji przewodu względem otoczenia
- susceptancja B_k (przewodność bierna), wynikająca z istnienia pola elektrycznego pomiędzy poszczególnymi przewodami oraz przewodami a ziemią.

Parametry charakterystyczne są odniesione do jednostki długości linii. Na ich podstawie wyznacza się impedancję \underline{Z}_k i admitancję \underline{Y}_k jednostkową (kilometryczną) linii:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_k &= (R_k + jX_k) \\ \underline{Y}_k &= (G_k + jB_k)\end{aligned}\tag{3.5}$$

⁹ Przy częstotliwości 50 Hz obie składowe pola elektromagnetyczne, tj. magnetyczną i elektryczną można analizować oddzielnie.

W liniach WN i NN o dużych długościach charakter zjawisk jest falowy. Oznacza to, że związki pomiędzy napięciami i prądami na początku i końcu linii należy opisać równaniami linii długiej o postaci

$$\begin{aligned} \underline{U}_{f1} &= \underline{U}_{f2} \operatorname{ch}(\underline{\gamma}l) + \underline{I}_2 \underline{Z}_f \operatorname{sh}(\underline{\gamma}l) \\ \underline{I}_1 &= \underline{I}_2 \operatorname{ch}(\underline{\gamma}l) + \frac{\underline{U}_{f2}}{\underline{Z}_f} \operatorname{sh}(\underline{\gamma}l) \end{aligned} \quad (3.6)$$

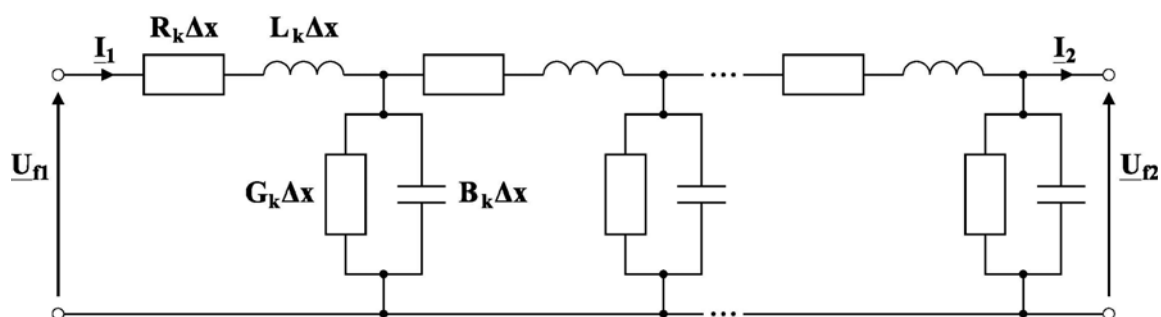
gdzie $\underline{\gamma}$ jest współczynnikiem rozchodzenia się fali elektromagnetycznej, \underline{Z}_f jest impedancją falową linii, a l jej długością.

Wielkości $\underline{\gamma}$ i \underline{Z}_f zależą od stałych kilometrycznych linii:

$$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Z}_k \underline{Y}_k} = \sqrt{(R_k + jX_k)(G_k + jB_k)} \quad (3.7)$$

$$\underline{Z}_f = \sqrt{\frac{\underline{Z}_k}{\underline{Y}_k}} = \sqrt{\frac{R_k + jX_k}{G_k + jB_k}} \quad (3.8)$$

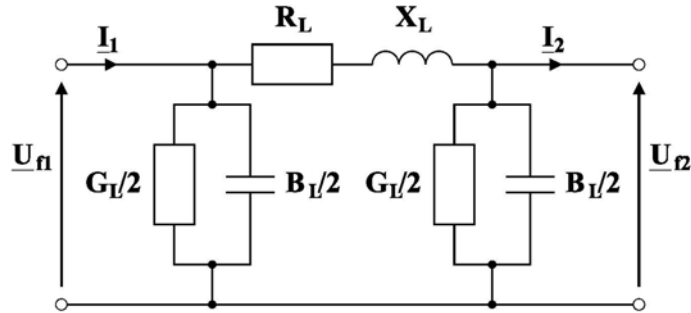
Równaniom (3.6) odpowiada schemat o parametrach rozłożonych, przedstawiony na rys.3.3:



Rys. 3.3. Schemat zastępczy linii o parametrach rozłożonych, Δx jest elementarną długością linii.

Taki złożony schemat należy stosować do opisu linii, których długość przekracza 5% długości fali elektromagnetycznej. Można wykazać, że odpowiada to długości około 300 km dla linii napowietrznej i 150 km dla linii kablowej.

W większości przypadków praktycznych można posługiwać się schematami o parametrach skupionych; do najczęściej stosowanych należy schemat typu II pokazany na rys. 3.4.



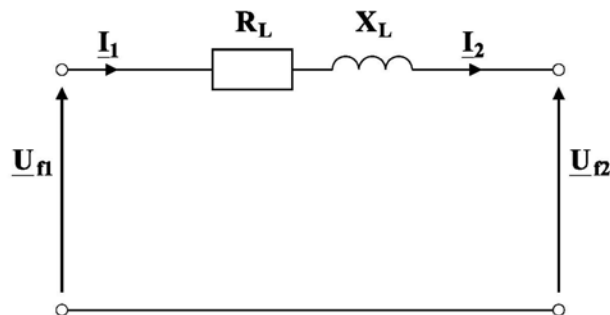
Rys. 3.4. Schemat zastępczy linii typu Π o parametrach skupionych.

Wartości parametrów schematu wyznacza się dla całej linii, w zależności od jej długości l :

$$\begin{aligned} \underline{Z}_L &= \underline{Z}_k \cdot l = (R_k + jX_k) \cdot l \\ \underline{Y}_L &= \underline{Y}_k \cdot l = (G_k + jB_k) \cdot l \end{aligned} \quad (3.9)$$

Schematem typu Π zastępuje się linie elektroenergetyczne o napięciu znamionowym powyżej 15 kV. Do opisu linii o niższych napięciach można natomiast przyjąć schemat uproszczony, w którym pomija się gałęzie poprzeczne. Oznacza to, że zjawiska z jakimi związane są parametry tych gałęzi nie mają praktycznego znaczenia. Schemat tego rodzaju przedstawiono na rysunku 3.5. W nie wymagających dużej dokładności obliczeniach krótkich linii niskiego napięcia dopuszcza się dalsze uproszczenie, a mianowicie pominięcie reaktancji linii. Tradycyjnie, w zależności od sposobu odwzorowania linii, używa się następujących określeń:

- linia III rodzaju – odwzorowanie schematem typu Π
- linia II rodzaju – odwzorowanie schematem z impedancją podłużną
- linia I rodzaju – odwzorowanie schematem z rezystancją



Rys. 3.5. Schemat zastępczy linii z pominięciem gałęzi poprzecznych.

Poniżej podane zostaną zależności umożliwiające obliczenie parametrów schematu zastępczego linii. Wszystkie wzory odnoszą się do jednostki długości linii tj. 1 km. Pominięto

skomplikowaną analizę pola magnetycznego i elektrycznego konieczną dla wyznaczenia zależności na indukcyjność i pojemność przewodu, ograniczając się do uproszczonej postaci końcowej wzorów.

Rezystancja

Rezystancję kilometryczną jednej fazy linii 3-fazowej oblicza się ze wzoru

$$R_k = \frac{1000}{\gamma s} \quad [\Omega / \text{km}] \quad (3.10)$$

gdzie γ jest konduktywnością (przewodnością właściwą) przewodu w $\text{m}/\Omega\text{mm}^2$, a s jest przekrojem przewodu w mm^2 .

Do obliczeń wystarczy przyjąć przekrój znamionowy przewodu. Wartości konduktywności γ dla spotykanych w praktyce materiałów przewodowych wynoszą:

- miedź twarda: drut $\gamma = 55 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$, linka $\gamma = 53 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$,
- miedź miękka $\gamma = 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$,
- aluminium twarde $\gamma = 34 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$,
- aluminium miękkie $\gamma = 35 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$,

W układzie SI jednostką konduktywności jest S/m , przy czym $1 \text{ S}/\text{m} = 10^{-6} \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$.

Reaktancja indukcyjna

Reaktancję indukcyjną przewodu oblicza się ze wzoru

$$X_k = \omega L_k = 2\pi f L_k \quad (3.11)$$

gdzie ω jest pulsacją prądu w rad/s ($\omega = 2\pi f$), a L_k indukcyjnością jednostkową linii w H/km .

Indukcyjność kilometryczną wyznacza się na podstawie analizy pola magnetycznego w przestrzeni ograniczonej przewodami wiodącymi prąd. Przy założeniu symetrii linii uzyskuje się następującą zależność:

$$L_k = \left[2 \ln \left(\frac{b_{sr}}{r} \right) + 0,5\mu_w \right] \cdot 10^{-4} \quad [\text{H} / \text{km}] \quad (3.12)$$

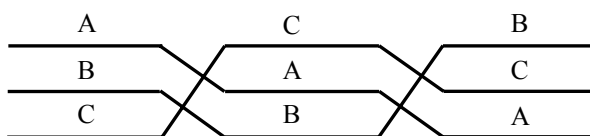
gdzie:

b_{sr} – średni odstęp między przewodami w cm ,

r – promień przekroju przewodów w cm ,

μ_w – względna przenikalność magnetyczna materiału przewodowego.

W praktyce założenie o symetrii magnetycznej linii jest spełnione jedynie w przypadku, gdy przewody linii zawieszono są w układzie trójkąta równobocznego. W innych przypadkach dla uzyskania symetrii stosuje się tzw. przeplatanie przewodów (rys. 3.6). Linię dzieli się na podzielną przez 3 liczbę sekcji. Trzy sekcje stanowią jeden cykl splatania. W każdej sekcji przewód danej fazy prowadzi się w innym położeniu względem przewodów faz pozostałych (inaczej mocuje na słupach), a linię jako całość uznaje się za symetryczną.



Rys. 3.6. Ilustracja przeplatania przewodów linii.

W liniach 2-torowych dla zachowania symetrii linii i wyeliminowania wzajemnego wpływu torów jeden tor przeplata się 3 razy częściej niż drugi.

Dla stosowanych praktycznie materiałów przewodowych (miedź, aluminium) można przyjąć $\mu_w = 1$, a wówczas

$$L_k = \left[2 \ln \left(\frac{b_{sr}}{r} \right) + 0,5 \right] \cdot 10^{-4} = \left[4,6 \lg \left(\frac{b_{sr}}{r} \right) + 0,5 \right] \cdot 10^{-4} = 4,6 \lg \left(\frac{b_{sr}}{0,779r} \right) \cdot 10^{-4} \quad (3.13)$$

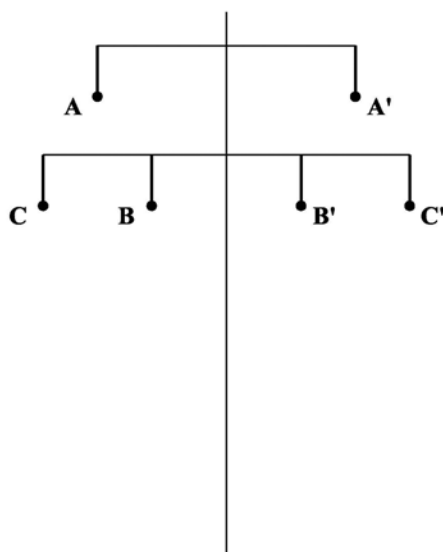
Średni odstęp pomiędzy przewodami wyznacza się z zależności ogólnej

$$b_{sr} = \sqrt[3]{b_{AB} \cdot b_{BC} \cdot b_{CA}} \quad (3.14)$$

gdzie b_{AB} , b_{BC} , b_{CA} są odległościami pomiędzy poszczególnymi fazami. W szczególnym przypadku gdy przewody umieszczone są w układzie trójkąta równobocznego $b_{sr} = b$, a dla układu płaskiego $b_{sr} = \sqrt[3]{2} b$.

Dla linii 2-torowej z symetrycznie względem siebie rozmieszczonymi torami (rys.3.7) stosuje się zależność

$$b_{sr} = \sqrt[3]{\frac{b_{AB} \cdot b_{BC} \cdot b_{CA} \cdot b_{AB'} \cdot b_{BC'} \cdot b_{CA'}}{b_{AA'} \cdot b_{BB'} \cdot b_{CC'}}} \quad (3.15)$$



Rys. 3.7. Układ przewodów linii 2-torowej.

Przy równoległej pracy obu torów indukcyjność obu przewodów każdej fazy linii dwutorowej jest równa połowie indukcyjności jednego przewodu

$$L'_k = 0,5 L_k \quad (3.16)$$

Indukcyjność przewodów wiązkowych oblicza się ze wzoru

$$L_k = \left[4,6 \lg \left(\frac{b_{sr}}{0,779r'} \right) \right] \cdot 10^{-4} \quad (3.17)$$

gdzie r' jest zastępczym promieniem przewodu określonym zależnością

$$r' = r^{1/n} \cdot c_{sr}^{(n-1)/n} \quad (3.18)$$

Symbole występujące we wzorach oznaczają:

b_{sr} – średni odstęp pomiędzy środkami geometrycznymi wiązek,

r – rzeczywisty promień przekroju przewodów,

n – liczba przewodów w wiązce,

c_{sr} – średni geometryczny odstęp przewodu wiązki od pozostałych przewodów tej samej wiązki.

Podane powyżej zależności są skomplikowane i dają przybliżone wyniki. Dokładną wartość indukcyjności dla linii rzeczywistej można wyznaczyć na drodze pomiarowej. Można też korzystać z zależności tabelarycznych lub graficznych, podawanych przez producentów przewodów w funkcji przekroju przewodów i średniej odległości pomiędzy przewodami. Da-

ne takie można znaleźć w katalogach i wielu pozycjach literatury, m.in. [22, 27, 33, 38] . Warto zauważyć, że w przypadku linii SN reaktancja zmienia się nieznacznie dla różnych wartości b_{sr}/r . Można w przybliżeniu przyjąć:

- dla linii napowietrznej $X_k = 0,4 \Omega/\text{km}$,
- dla linii kablowej $X_k = 0,1 \Omega/\text{km}$.

Konduktancja

O wartości konduktancji decydują straty mocy czynnej w izolacji linii, których źródłem są:

- upływność izolacji,
- zjawisko ulotu (w liniach WN),
- zjawisko histerezy dielektrycznej (w linach kablowych).

Miarą niedoskonałości izolacji linii jest wartość tzw. prądu upływowego, płynącego przez izolację (izolatory linii) do ziemi. Prąd upływowy jest tym większy im większa jest długość sieci. Największa upływność występuje w sieciach nn, sieci takie są jednak stosunkowo krótkie, dzięki czemu prąd upływnościowy jest pomijalnie mały. Podobnie, praktycznego znaczenia nie ma też upływność linii wyższych napięć, tak więc konduktancję spowodowaną niedoskonałością izolacji można pominąć.

W liniach napowietrznych WN o wartości konduktancji może decydować ulot. Jest to zjawisko polegające na wyraźnym upływie ładunków z przewodu, na skutek wyładowania elektrycznego powstającego w powietrzu wokół przewodu. Towarzyszy mu świecenie i wyraźnie słyszalny szum. Ulot występuje wówczas, gdy fazowe napięcie robocze linii przekracza wartość napięcia, przy którym następuje wyładowanie, tzw. napięcia krytycznego ulotu U_{fkr} , wyrażonego wzorem empirycznym:

$$U_{fkr} = 21,1m_p \cdot m_a \cdot \delta \cdot r \cdot \ln\left(\frac{b_{sr}}{r}\right) = 48,9m_p \cdot m_a \cdot \delta \cdot r \cdot \lg\left(\frac{b_{sr}}{r}\right) \quad [\text{kV}] \quad (3.22)$$

gdzie:

m_p – współczynnik zależny od stanu powierzchni przewodu: przewód jedno drutowy nowy $m_p = 1$, stary $m_p = 0,93 \div 0,98$, linka $m_p = 0,83 \div 0,87$, przewód rurowy $m_p = 0,9$

m_a - współczynnik zależny od stanu pogody: pogoda sucha, słoneczna $m_a = 1$, pogoda deszczowa, mgła $m_a = 0,8$

δ - współczynnik zależny od ciśnienia i temperatury powietrza; w normalnych warunkach polskich przyjmuje się $\delta = 1$

r – promień przewodu, w cm

b_{sr} – średnia odległość między przewodami, w cm.

Strata mocy czynnej spowodowana ulotem, na 1 km linii, wyrażona jest wzorem

$$\Delta P_{ul} = 0,18 \sqrt{\frac{r}{b_{sr}}} (U_f - U_{fkr})^2 \quad [\text{kW/km}] \quad (3.23)$$

Znając straty mocy czynnej spowodowane ulotem można obliczyć konduktancję linii

$$G_k = \frac{\Delta P_{ul}}{U_f^2} \cdot 10^{-3} \quad [\text{S/km}] \quad (3.24)$$

Ulot nie występuje, gdy $U_{fkr} > U_f$, zatem dla ograniczenia tego szkodliwego zjawiska należy dążyć do takiego wymiarowania przewodu, aby napięcie krytyczne było możliwie duże. Przykładem takiego rozwiązania są przewody wiązkowe.

W liniach kablowych występują straty mocy czynnej na skutek histerezy dielektrycznej kabli. Można je wyznaczyć ze wzoru

$$\Delta P_h = U_f^2 \omega C \text{tg}\delta \cdot 10^{-3} \quad [\text{kW/km}] \quad (3.25)$$

gdzie U_f jest napięciem fazowym linii w kV, C pojemnością roboczą kabla w $\mu\text{F/km}$, a $\text{tg}\delta$ współczynnikiem stratności dielektrycznej.

Ze strat mocy wyznacza się konduktancję linii

$$G_k = \frac{\Delta P_h}{U_f^2} \cdot 10^{-3} \quad [\text{S/km}] \quad (3.26)$$

Susceptancja

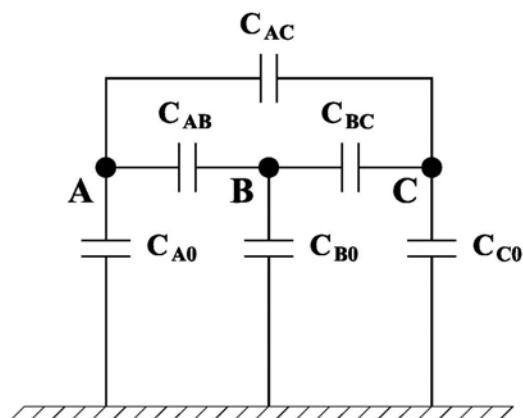
Susceptancja linii przesyłowej wyraża się wzorem:

$$B_k = \omega \cdot C_k \quad [\text{S/km}] \quad (3.27)$$

gdzie C_k jest kilometryczną pojemnością roboczą linii.

Pojemność robocza jest zastępczą pojemnością przewodu fazowego, uwzględniającą pojemności międzyfazowe i doziemne układu 3-fazowego (rys.3.8).

W liniach napowietrznych symetria pojemnościowa pomiędzy przewodami występuje w układzie trójkąta równobocznego, zaś symetria pojemności doziemnych w układzie płaskim. Stosowane w liniach dla uzyskania symetrii indukcyjnej przeplatanie przewodów zapewnia także symetrię pojemnościową.



Rys. 3.8. Pojemności międzyfazowe i doziemne w linii 3-fazowej napowietrznej.

W liniach napowietrznych pojemności doziemne są znacznie mniejsze niż pojemności międzyfazowe, więc można je pominąć. Przy takim założeniu, można stosować zależność

$$C_k = \frac{0,02415}{\lg\left(\frac{b_{sr}}{r}\right)} \cdot 10^{-6} \quad [\text{F/km}] \quad (3.28)$$

gdzie b_{sr} i r jak poprzednio.

Pojemność jednej fazy linii 2-torowej, przy obu torach pracujących, wynosi

$$C'_k = 2C_k \quad (3.29)$$

Małe odległości pomiędzy żyłami kabli elektroenergetycznych powodują znaczne zwiększenie natężenia pola elektrycznego w izolacji żył i w rezultacie zwiększenie pojemności kabli w stosunku do pojemności linii napowietrznych. Warto zauważyć, że z uwagi na specyficzną konstrukcję kabli (rys. 3.11, 3.12), rozkład pola elektrycznego jest symetryczny dla każdej żyły fazowej.

Pojemności jednostkowe kabli elektroenergetycznych zależą od ich konstrukcji (rys. 3.9). W przypadku kabli 1-żyłowych ekranowanych lub 3-żyłowych 3-powłokowych należy stosować wzór

$$C_k = \frac{0,02415 \cdot \varepsilon_w}{\lg\left(\frac{R}{r}\right)} \cdot 10^{-6} \quad [\text{F/km}] \quad (3.30)$$

gdzie R jest promieniem wewnętrznym powłoki przewodzącej.

Dla kabli 3-żyłowych z izolacją rdzeniową stosuje się zależność

$$C_k = \frac{0,0483 \cdot \varepsilon_w}{\lg \left[\frac{3a^2 (R^2 - a^2)^3}{r^2 (R^6 - a^6)} \right]} \cdot 10^{-6} \quad [\text{F/km}] \quad (3.31)$$

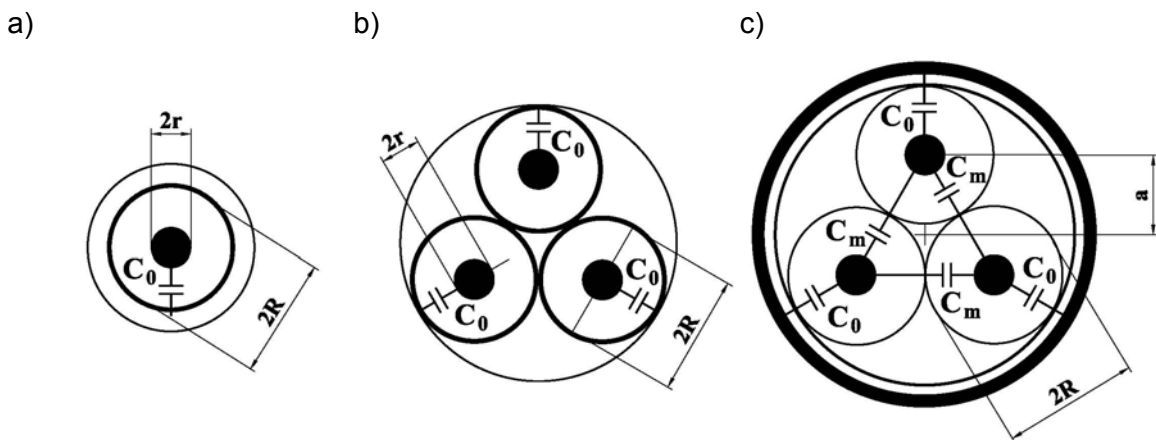
gdzie:

a – odstęp środka żyły od środka kabła, w cm,

R – promień wewnętrzny powłoki metalowej, w cm,

r – promień żyły, w cm,

ε_w – względna przenikalność dielektryczna materiału izolacyjnego.



Rys. 3.9. Przekroje kabli z zaznaczeniem pojemności międzyfazowych i doziemnych:
a) kabel 1-żyłowy o polu promieniowym, b) kabel 3-żyłowy z żyłami ekranowanymi,
c) kabel z izolacją rdzeniową.

Podobnie jak w przypadku indukcyjności fazowej, pojemności robocze kabli i przewodów można też wyznaczać z zależności graficznych lub tabelarycznych podanych przez wytwórcę, w funkcji przekroju kabla.

Przykład 3.1

Obliczyć rezystancję i reaktancję indukcyjną 3-fazowej linii napowietrznej o napięciu znamionowym 6 kV i długości 10 km. Linia wykonana jest przewodami aluminium o średnicy 0,9 cm, rozmieszczonymi na słupach w wierzchołkach trójkąta równobocznego o długości boku 80 cm.

Rozwiązanie

Przyjmujemy przewodność właściwą aluminium $\gamma_{Al}=34 \text{ } \Omega/\text{m} \cdot \text{mm}^2$

Obliczamy rezystancję linii:

$$R_L = \frac{1}{\gamma S} = \frac{10000 \text{ m}}{34 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 90 \text{ mm}^2} = 3,27 \Omega$$

Obliczamy reaktancję linii:

$$X_L = 0,145 \cdot \lg \frac{b_{sr}}{0,779r} \cdot l = 0,145 \cdot \lg \frac{80 \text{ cm}}{0,45 \text{ cm}} \cdot 10 \text{ km} = 3,4 \Omega$$

Przykład 3.2

Określić schemat zastępczy 3-fazowej linii kablowej o napięciu znamionowym 30 kV i długości 3 km, wykonanej kablem HAKFtA 3x95 mm². Parametry kilometryczne kabla, podane przez wytwórcę, wynoszą: indukcyjność $L_k=0,348$ mH/km, pojemność $C_k=0,248$ μF/km.

Rozwiązanie

Kabel należy odwzorować schematem zastępczym typu II, przy czym konduktancję w gałęzi poprzecznej można pominąć.

Obliczamy rezystancję linii:

$$R_L = \frac{1}{\gamma S} = \frac{3000 \text{ m}}{34 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 95 \text{ mm}^2} = 0,93 \Omega$$

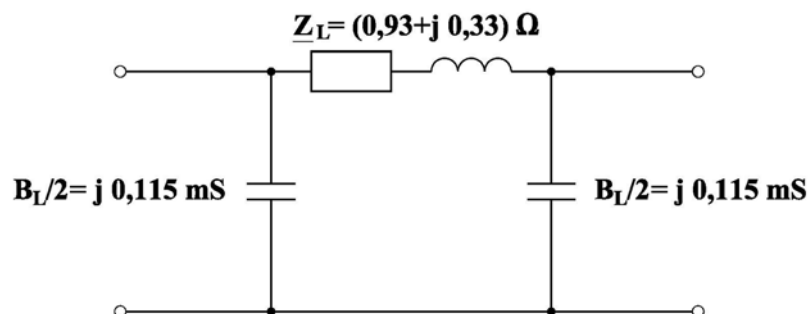
Obliczamy reaktancję linii:

$$X_L = \omega \cdot L_k = 314 \cdot 0,348 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 0,33 \Omega$$

Wyznaczamy susceptancję linii:

$$B_L = \omega \cdot C_k \cdot l = 314 \cdot 0,248 \cdot 3 \cdot 10^{-6} = 0,23 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

Schemat zastępczy linii ma postać:



3.3. Transformatory

3.3.1. Transformator dwuuzwojeniowy

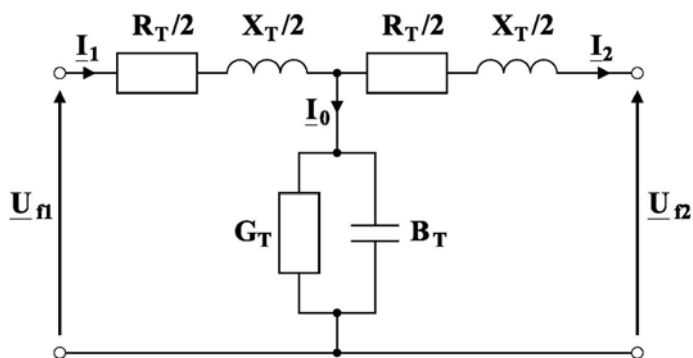
W schemacie zastępczym transformatora rzeczywiste sprzężenie magnetyczne zastąpiono sprzężeniem elektrycznym. Parametrami schematu są następujące wielkości:

- rezystancja R – związana ze stratami mocy w uzwojeniach,
- reaktancja indukcyjna X – wynikająca z istnienia pola magnetycznego wokół uzwojeń,
- konduktancja G – odwzorowująca zjawisko histerezy magnetycznej i prądów wirowych w obwodach magnetycznych transformatora,
- susceptancja B – związana z magnesowaniem rdzenia.

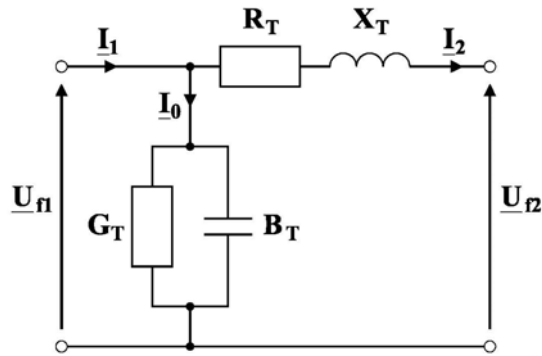
Parametry te określa się z danych katalogowych transformatora dla obu uzwojeń jednocześnie i odnosi do jednego z napięć znamionowych: górnego lub dolnego.

Stosuje się 2 schematy zastępcze transformatora: typu T lub typu Γ (rys. 3.10).

a)



b)



Rys. 3.10. Schematy zastępcze transformatorów.

Schemat typu T dobrze odtwarza zjawiska elektromagnetyczne w transformatorze przy częstotliwości sieciowej. Schemat typu Γ jest mniej ścisły lecz jednocześnie prostszy i dlatego chętnie stosowany.

Parametry gałęzi podłużnej transformatora tj. impedancję $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$ wyznacza się z danych próby zwarcia.

Ponieważ

$$u_z = \frac{I_{1n} \cdot Z}{\frac{U_{1n}}{\sqrt{3}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1n} \cdot U_{1n} \cdot Z}{U_{1n}^2} \cdot 100 = \frac{S_n \cdot Z}{U_{1n}^2} \cdot 100 \quad (3.32)$$

stąd

$$Z_T = \frac{u_z}{100} \cdot \frac{U_{1n}^2}{S_n} \quad [\Omega] \quad (3.33)$$

Do wzoru podstawia się moc znamionową transformatora S_n w MVA, napięcie U_{1n} w kV, a napięcie zwarcia u_z w %.

Ze strat mocy określonych zależnością:

$$\Delta P_{Cu} = 3 \cdot I_{1n}^2 \cdot R_t = 3 \cdot I_{1n}^2 \cdot R_T \cdot \frac{U_{1n}^2}{U_{1n}^2} = R_T \cdot \frac{S_n^2}{U_{1n}^2}, \quad (3.34)$$

wynika:

$$R_T = \Delta P_{Cu} \cdot \frac{U_{1n}^2}{S_n^2} \quad [\Omega] \quad (3.35)$$

Do wzoru należy podstawić ΔP_{Cu} w W, U_{1n} w kV, S_n w kVA.

Ostatecznie, reaktancję transformatora oblicza się ze znanego wzoru:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (3.36)$$

Admitancję gałęzi poprzecznej transformatora $\underline{Y}_T = G_T + jB_T$ można wyznaczyć na podstawie próby stanu jałowego:

$$Y_T = \frac{I_0}{\frac{U_{1n}}{\sqrt{3}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_0}{U_{1n}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{0\%} \cdot I_{1n}}{100 \cdot U_{1n}} \cdot \frac{U_{1n}}{U_{1n}} = \frac{I_{0\%}}{100} \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1n} \cdot U_{1n}}{U_{1n}^2} \quad (3.37)$$

$$Y_T = \frac{I_{0\%}}{100} \frac{S_n}{U_{1n}^2} \quad [\text{S}] \quad (3.38)$$

W powyższym wzorze S_n w MVA, U_{1n} w kV.

Ze strat w żelazie wyznacza się konduktancję transformatora. Ponieważ

$$\Delta P_{Fe} = 3 \left(\frac{U_{1n}}{\sqrt{3}} \right)^2 G_T = U_{1n}^2 \cdot G_T \quad (3.39)$$

więc

$$G_T = \frac{\Delta P_{Fe}}{U_{1n}^2} \quad [\text{S}] \quad (3.40)$$

We wzorze ΔP_{Fe} w W, U_{1n} w V.

Susceptancję transformatora określa zależność

$$B_t = \sqrt{Y_t^2 - G_t^2} \quad (3.41)$$

Wszystkie wzory określające parametry transformatora odniesione są do napięcia strony pierwotnej. Przeliczenie impedancji na napięcie strony wtórnej wymaga przemnożenia przez kwadrat przekładni transformatora.

Uwzględniając, że

$$Z_{T1} = \frac{u_z}{100} \cdot \frac{U_{1n}^2}{S_n} \quad \text{oraz} \quad Z_{T2} = \frac{u_z}{100} \cdot \frac{U_{2n}^2}{S_n} \quad (3.42)$$

otrzymuje się

$$\frac{Z_{T2}}{Z_{T1}} = \left(\frac{U_{2n}}{U_{1n}} \right)^2 \Rightarrow Z_{T2} = Z_{T1} \left(\frac{U_{2n}}{U_{1n}} \right)^2 \quad (3.43)$$

Analogicznie, przeliczenie admitancji transformatora z napięcia U_{1n} na napięcie U_{2n} wymaga podzielenia przez kwadrat przekładni, zgodnie z zależnościami poniżej:

$$Y_{T1} = \frac{I_{0\%}}{100} \cdot \frac{S_n}{U_{1n}^2} \quad \text{oraz} \quad Y_{T2} = \frac{I_{0\%}}{100} \cdot \frac{S_n}{U_{2n}^2} \quad (3.44)$$

$$\frac{Y_{T2}}{Y_{T1}} = \left(\frac{U_{1n}}{U_{2n}} \right)^2 \Rightarrow Y_{T2} = Y_{T1} \left(\frac{U_{1n}}{U_{2n}} \right)^2 \quad (3.45)$$

Przykład 3.3

Wyznaczyć schemat zastępczy stacji transformatorowej, w której pracują dwa transformatory typu TON o następujących danych znamionowych:

$$\begin{array}{lll} S_n=16 \text{ MVA} & u_z=11\% & \Delta P_{Cu}=87 \text{ kW} \\ v=110/33 \text{ kV} & I_0=1,1\% & \Delta P_{Fe}=25 \text{ kW} \end{array}$$

Rozwiązanie

Wyznaczamy parametry podłużne pojedynczego transformatora.

Rezystancja

$$R_T = \Delta P_{Cu} \frac{U_n^2}{S_n^2} = 87 \frac{110^2}{16^2 \cdot 10^3} = 4,11 \Omega$$

Impedancja

$$Z_T = \frac{u_{z\%}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{11}{100} \cdot \frac{110^2}{16} = 83,19 \Omega$$

Reaktancja

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{83,19^2 - 4,11^2} = 79,08 \Omega$$

Wyznaczamy parametry poprzeczne pojedynczego transformatora.

Admitancja

$$Y_T = \frac{I_{0\%}}{100} \cdot \frac{S_n}{U_n^2} = \frac{1,1}{100} \cdot \frac{16}{110^2} = 14,54 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

Konduktancja

$$G_T = \frac{\Delta P_{Fe}}{U_n^2} = \frac{25 \cdot 10^3}{(110 \cdot 10^3)^2} = 2,06 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

Susceptancja

$$B_T = \sqrt{Y_T^2 - G_T^2} = \sqrt{(14,54 \cdot 10^{-6})^2 - (2,06 \cdot 10^{-6})^2} = 12,48 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

Parametry wyznaczone dla całej stacji wynoszą:

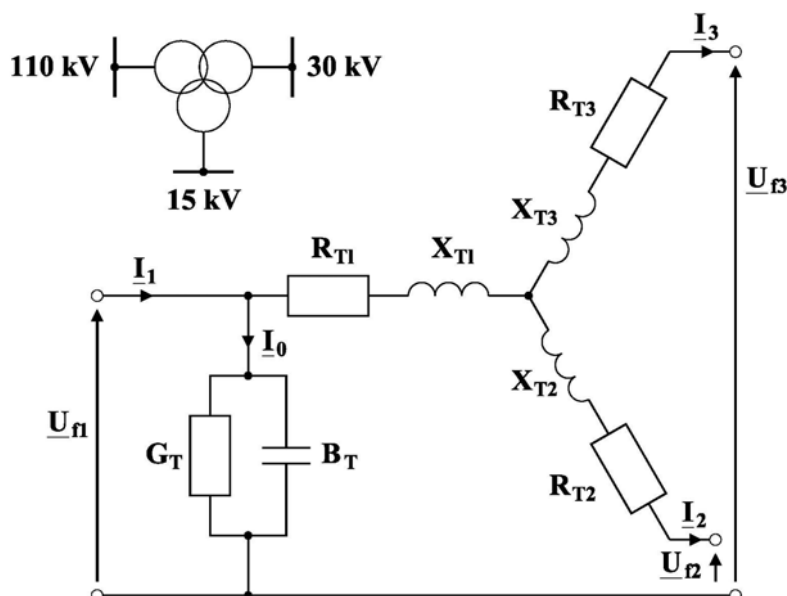
$$\underline{Z}_t = \frac{1}{2}(R_t + jX_t) = \frac{1}{2}(4,11 + j79,08) = (2,055 + j39,54)\Omega$$
$$\underline{Y}_t = \frac{1}{2}(G_t + jB_t) = \frac{1}{2}(2,06 \cdot 10^{-6} + j12,48) = (1,03 - j6,24)\text{S}$$

3.3.2. Transformator 3-uzwojeniowy

Transformator 3-uzwojeniowy łączy sobą sieci o trzech, a w przypadku transformatorów z uzwojeniami dzielonymi – dwóch, poziomach napięć. Schemat zastępczy takiego transformatora tworzy się podobnie jak w przypadku transformatora 2-uzwojeniowego, z dodaniem trzeciej gałęzi podłużnej, która odpowiada trzeciemu uzwojeniu (rys. 3.11).

Dane katalogowe transformatora 3-uzwojeniowego podawane są dla par uzwojeń, dla których wykonywane są odpowiednie próby transformatora. Impedancje par uzwojeń można zapisać jako sumę impedancji uzwojeń:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{t1-2} &= \underline{Z}_{t1} + \underline{Z}_{t2} \\ \underline{Z}_{t1-3} &= \underline{Z}_{t1} + \underline{Z}_{t3} \\ \underline{Z}_{t2-3} &= \underline{Z}_{t2} + \underline{Z}_{t3}\end{aligned}\tag{3.42}$$



Rys. 3.11. Schemat zastępczy transformatora 3-uzwojeniowego

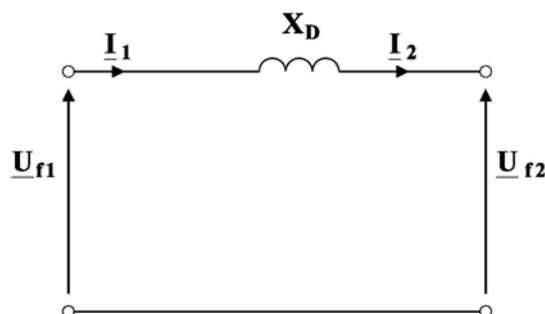
Z rozwiązania powyższego układu otrzymuje się

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{t1} &= \frac{\underline{Z}_{t1-2} + \underline{Z}_{t1-3} - \underline{Z}_{t2-3}}{2} \\ \underline{Z}_{t2} &= \frac{\underline{Z}_{t1-2} + \underline{Z}_{t2-3} - \underline{Z}_{t1-3}}{2} \\ \underline{Z}_{t3} &= \frac{\underline{Z}_{t1-3} + \underline{Z}_{t2-3} - \underline{Z}_{t1-2}}{2} \end{aligned} \quad (3.43)$$

Problem wyznaczenia parametrów transformatora trójuzwojeniowego polega więc jedynie na przeliczeniu impedancji par uzwojeń, obliczonych według wzorów (3.28), (3.31) i (3.32), na impedancje poszczególnych uzwojeń potrzebne do schematu, zgodnie z zależnościami (3.43). Impedancje uzwojeń oblicza się dla jednego z napięć znamionowych transformatora. Admitancję oblicza się jak dla transformatora 2-uzwojeniowego.

3.4. Dławik zwarciovowy

Dławiki stosowane są do ograniczania prądów zwarciovych w sieciach elektroenergetycznych średnich napięć. W schemacie zastępczym dławik jest reprezentowany za pomocą reaktancji indukcyjnej (rys. 3.12). Rezystancję dławika pomija się, gdyż jest ona kilkadziesiąt razy mniejsza od jego reaktancji. Dla zapewnienia stałości reaktancji w szerokim zakresie prądu buduje się dławiki bezrdzeniowe.



Rys. 3.12. Schemat zastępczy dławika zwarciovogo.

Reaktancję dławika oblicza się z danych katalogowych, tj. znamionowego napięcia U_n i prądu I_n oraz procentowej reaktancji $X_{D\%}$. Uwzględniając, że reaktancja procentowa jest równa stracie napięcia na dławiku w %, przy przepływie przez niego prądu znamionowego

$$X_{D\%} = \frac{I_n \cdot X_D}{\frac{U_n}{\sqrt{3}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot X_D}{U_n} \cdot 100 \quad (3.44)$$

otrzymuje się

$$X_D = \frac{X_{D\%}}{100} \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n} \quad [\Omega] \quad (3.45)$$

We wzorze należy podstawić U_n w V, a I_n w A.

3.5. Schematy zastępcze generatorów

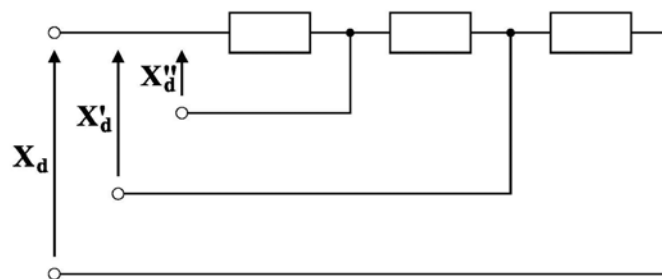
Generatory synchroniczne uwzględnia się najczęściej w obliczeniach stanów zakłóceńowych systemu elektroenergetycznego. W zakresie niniejszego skryptu dotyczy to wyznaczania prądów zwarciovych.

Schemat zastępczy generatora jest czwórnikami, którego jedynym parametrem jest reaktancja indukcyjna. Rezystancję maszyn synchronicznych zwykle się pomija ze względu na jej małą wartość. Generatory synchroniczne są elementami dynamicznymi, które charakteryzują się zmiennością reaktancji indukcyjnej w różnych stanach pracy.

Zwarcie w sieci zasilanej przez generator synchroniczny wiąże się z nagłą zmianą impedancji widzianej z zacisków stojana generatora i powoduje nagłą zmianę prądu stojana. Zmienia się wówczas strumień reakcji twornika i muszą zmienić się także strumienie skojarzone z poszczególnymi uzwojeniami stojana i wirnika generatora. W stojanie występują uzwojenia fazowe, w wirniku zaś – uzwojenia wzbudzające i tłumiące. Ponieważ nagła zmiana strumieni skojarzonych nie jest możliwa, bo znaczyłoby to indukowanie się nieskończenie wielkiej SEM, to - zgodnie z prawem bezwładności magnetycznej - w każdym uzwojeniu ge-

neratora pojawiają się przejściowe prądy nieokresowe, zanikające do zera w czasie zależnym od parametrów tych uzwojeń. Prądy te powodują powstawanie zanikających strumieni magnetycznych „podtrzymujących” strumienie skojarzone, co powoduje, że nie zmieniają one swoich wartości w pierwszej chwili zwarcia pomimo zmiany strumienia oddziaływania twornika. Istnienie dodatkowych strumieni w obwodach generatora zmienia jego stan magnetyczny i zmienia reaktancję wypadkową jaka reprezentuje generator w tym stanie.

W pierwszej chwili zwarcia występują strumienie przejściowe we wszystkich uzwojeniach generatora; stan taki nazywa się podprzejściowym, a generator zastępuje się analogicznie nazywaną reaktancją podprzejściową X_d'' . Po krótkim czasie (kilka okresów) zanika strumień w uzwojeniach tłumiących wirnika; stan taki nazywa się przejściowym, a generator zastępuje się reaktancją przejściową X_d' . Po zaniknięciu strumienia w uzwojeniu wzbudzającym generator przechodzi do stanu ustalonego, a reprezentująca go reaktancja nazywa się ustaloną X_d . Zmiany reaktancji można obrazowo przedstawić na rys. 3.13.

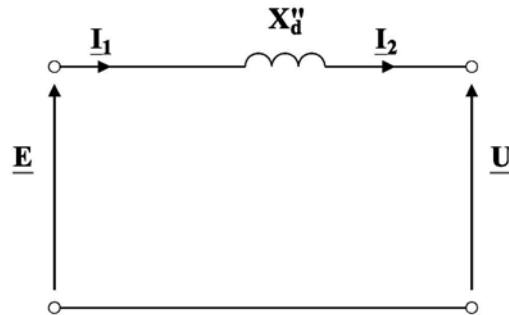


Rys. 3.13. Zmienność reaktancji generatora

W obliczeniach zwarciovych bierze się pod uwagę pierwszą chwilę zwarcia, w której generator występuje w stanie podprzejściowym. W schemacie zastępczym generatora (rys. 3.14) należy więc umieścić reaktancję podprzejściową X_d'' , której wartość wyznacza się ze wzoru:

$$X_G = X_d'' = \frac{X_{d\%}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad [\Omega] \quad (3.46)$$

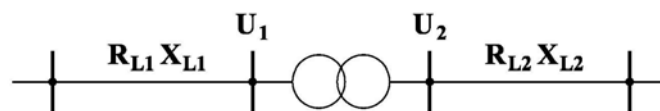
Procentowa wartość reaktancji X_d'' podana jest w katalogach maszyn synchronicznych w odniesieniu do mocy i napięcia znamionowego generatora. Do wzoru podstawia się U_n w kV, a S_n w MVA.



Rys. 3.14. Schemat zastępczy generatora

3.6. Wypadkowy schemat układu elektroenergetycznego

Wypadkowy schemat rozpatrywanego układu elektroenergetycznego powstaje przez złożenie schematów zastępczych poszczególnych jego elementów. Ponieważ wszystkie parametry schematów stają się w taki sposób połączone elektrycznie, muszą więc być obliczone na tym samym poziomie napięcia. W przypadku różnych napięć znamionowych elementów należy dokonać przeliczenia parametrów przez przekładnie transformatorów występujących w układzie, przy czym impedancje mnoży się przez kwadrat przekładni, natomiast admitancję przez odwrotność kwadratu przekładni. Sposób postępowania zilustrowano na przykładzie z rys. 3.15.



Rys. 3.15. Przykładowy schemat sieci do ilustracji przeliczania impedancji elementów

Parametry linii L1 o napięciu U_1 przelicza się na napięcie U_2 zgodnie z zależnościami poniżej:

$$R'_{L1} = R_{L1} \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 \quad \text{oraz} \quad X'_{L1} = X_{L1} \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 \quad (3.47)$$

Rozdział 4. Obliczanie rozplywów prądów i spadków napięcia w sieciach otwartych

4.1. Podstawowe zależności i określenia

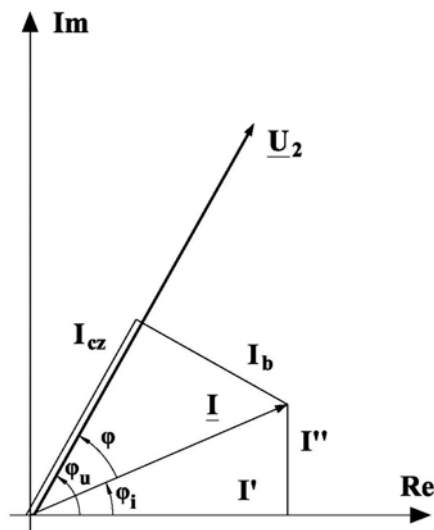
Obrazem sieci jest graf, w którym można wyróżnić węzły oraz gałęzie. Węzłami są stacje elektroenergetyczne, gałęziami linie oraz transformatory. Wyróżnia się węzły odbiorcze czyli takie, z których pobierana jest moc oraz węzły zasilające czyli takie, do których dopływa moc.

Napięcie i prąd w węzle odbiorczym w postaci zespolonej opisują następujące zależności:

$$\underline{U}_f = U_f e^{j\varphi_u} \quad \text{oraz} \quad \underline{I} = I e^{j\varphi_i} \quad (4.1)$$

gdzie U_f i I są wartościami skutecznymi odpowiednio napięcia i prądu, a φ_u i φ_i ich kątami fazowymi.

Na płaszczyźnie zmiennych zespolonych kąty fazowe wskazów napięcia i prądu oznacza się od osi rzeczywistych (osi odniesienia), przy czym za dodatni uważa się kąt skierowany przeciwnie do ruchu wskazówek zegara. Wskazy napięcia i prądu dla obciążenia indukcyjnego przedstawiono na rys. 4.1.



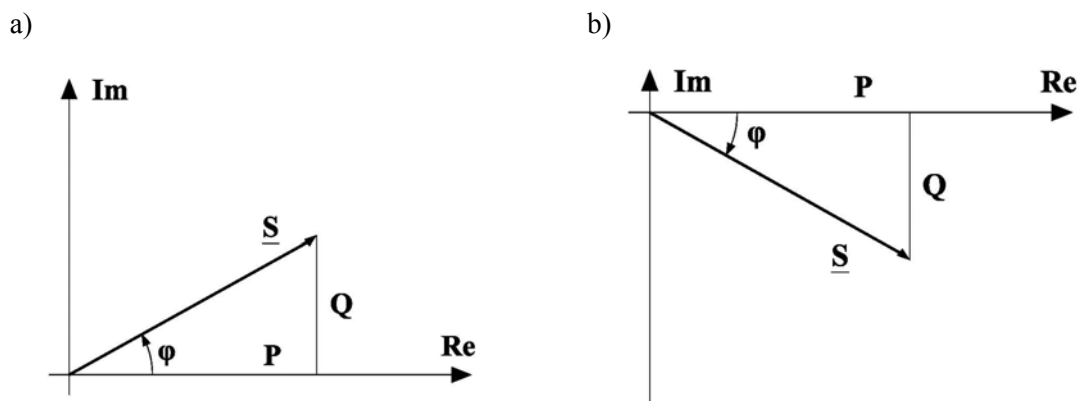
Rys. 4.1 Położenie wskazów prądu i napięcia na płaszczyźnie zespolonej dla obciążenia indukcyjnego

Przy uwzględnieniu wzorów (4.1) zespoloną moc pozorną odbioru określa równanie

$$\begin{aligned}\underline{S} &= 3 \underline{U}_f \cdot \underline{I}^* = 3 U_f e^{j\varphi_u} \cdot I e^{-j\varphi_i} = 3 U_f I e^{j(\varphi_u - \varphi_i)} = 3 U_f I e^{j\varphi} = \\ &= 3 U_f I \cos \varphi + j 3 U_f I \sin \varphi = P + jQ\end{aligned}\quad (4.2)$$

przy czym P jest mocą czynną, Q mocą bierną odbieraną w danym węźle, a kąt φ jest kątem impedancji odbioru.

Przy obciążeniu indukcyjnym kąt φ jest dodatni i moc bierna jest również dodatnia, a przy obciążeniu pojemnościowym kąt φ i moc Q są ujemne. Trójkąty mocy dla obu rodzajów obciążenia pokazano na rys. 4.2.



Rys. 4.2. Trójkąty mocy: a) obciążenie indukcyjne, b) obciążenie pojemnościowe

$\cos \varphi$ nazywa się współczynnikiem mocy odbioru.

Prąd odbioru można przedstawić w postaci dwóch par składowych: rzeczywistej i urojonej oraz czynnej i biernej.

Składowa rzeczywista I' jest to rzut wektora prądu na kierunek osi rzeczywistych:

$$I' = I \cdot \cos \varphi_i$$

Składowa urojona I'' jest to rzut wektora prądu na kierunek osi urojonych:

$$I'' = I \cdot \sin \varphi_i$$

Składowa czynna I_{cz} jest to rzut wektora prądu na kierunek napięcia:

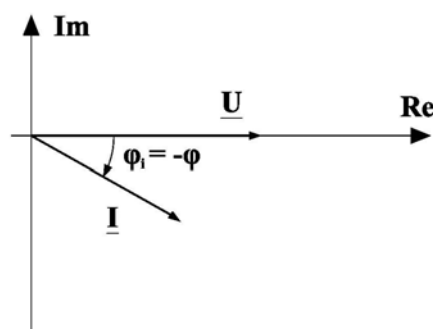
$$I_{cz} = I \cdot \cos \varphi$$

Składowa bierna I_b jest to rzut wektora prądu na kierunek prostopadły do kierunku wektora napięcia:

$$I_b = I \cdot \sin \varphi$$

W ogólnym przypadku, przy dowolnym położeniu wektora napięcia na płaszczyźnie zmiennych zespolonych, składowe rzeczywista i czynna oraz urojona i bierna są różne. Jeżeli natomiast wektor napięcia położony jest w osi rzeczywistych (rys. 4.3), czyli $\underline{U} = U$, wówczas kąt fazowy prądu jest równy kątowi impedancji odbioru ze znakiem przeciwnym, $-\varphi_i = \varphi$, a stąd wynika, że składowa urojona prądu jest równa składowej biernej z przeciwnym znakiem. Dla obciążenia indukcyjnego można zapisać

$$\begin{aligned}\underline{I} &= I \cdot \cos \varphi_i - j I \cdot \sin \varphi_i = I \cdot \cos \varphi + j I \cdot \sin \varphi \\ \underline{I}' &= I \cdot \cos \varphi_i = I \cdot \cos \varphi = I_{cz} \\ -\underline{I}'' &= -I \cdot \sin \varphi_i = I \cdot \sin \varphi = I_b\end{aligned}\quad (4.3)$$



Rys.4.3. Wskazy napięcia i prądu przy obciążeniu indukcyjnym przy położeniu wskazu napięcia w osi rzeczywistych.

Przy obciążeniu pojemnościowym znaki kątów będą przeciwne.

Podsumowując,

przy obciążeniu indukcyjnym: $\varphi > 0$, $Q > 0$, $I'' < 0$

przy obciążeniu pojemnościowym: $\varphi < 0$, $Q < 0$, $I'' > 0$

4.2. Obliczanie rozplywów prądów

4.2.1. Rozplyw prądów w sieciach z odwzorowaniem gałęzi za pomocą impedancji (sieci I i II rodzaju)

Obliczenia rozplywu prądów są tym trudniejsze im wyższy jest stopień zamknięcia sieci. Dla sieci otwartych nie stanowią one problemu i polegają jedynie na zastosowaniu I-go prawa Kirchhoffa do węzłów rozpatrywanej sieci.

Obliczenia rozpoczyna się od wyznaczenia prądów odbiorów, na podstawie danych wartości pobieranej przez nie mocy czynnej i biernej. Obciążenie w węzłach odbiorczych jest najczęściej określane wartością mocy czynnej i współczynnika mocy, ze wskazaniem charakteru pobieranej mocy biernej (indukcyjna lub pojemnościowa). Z tych wielkości tych można obliczyć moduł prądu. Na przykład, dla węzła α otrzymuje się:

$$I_{\alpha} = \frac{P_{\alpha}}{\sqrt{3} U_{\alpha} \cos \varphi_{\alpha}} \quad (4.4)$$

gdzie P_{α} , $\cos \varphi_{\alpha}$ oznaczają odpowiednio moc czynną i współczynnik mocy odbioru w węźle α , a U_{α} jest napięciem w tym węźle.

Wartości napięć w poszczególnych węzłach sieci nie są jednakowe. Aby jednak uniknąć jednoczesnego obliczania rozplywu prądów i spadków napięć przyjmuje się, że w każdym węźle odbiorczym panuje napięcie znamionowe, tj. $U_{\alpha} = U_n$. Wobec powyższego

$$I_{\alpha} = \frac{P_{\alpha}}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi_{\alpha}} \quad (4.5)$$

W warunkach normalnej pracy sieci dystrybucyjnej napięcie w węzłach nie powinno różnić się od znamionowego o $\pm 10\%$ (patrz rozdział 7).

Ponieważ rozplywy prądów oblicza się metodą symboliczną konieczne jest określenie położenia prądu na płaszczyźnie zmiennych zespolonych. W tym celu zakłada się, że wskazy napięcia w węzłach rozpatrywanego układu położone są w osi rzeczywistych, a więc faza prądu wyznaczona jest kątem impedancji odbioru. Przy takim założeniu prąd odbioru w węźle α określony jest ostatecznie zależnością:

$$\underline{I}_{\alpha} = I_{\alpha} (\cos \varphi_{\alpha} \mp j \sin \varphi_{\alpha}) \quad (4.6)$$

We powyższym wzorze znak minus dotyczy obciążenia indukcyjnego, zaś plus obciążenia pojemnościowego.

Po obliczeniu prądów odbiorów we wszystkich węzłach sieci, wyznacza się kolejno prądy gałęziowe przy zastosowaniu I prawa Kirchhoffa, przesuując się od węzłów końcowych w kierunku węzła zasilającego. Dla przykładowej sieci pokazanej na rysunku 4.4. prądy gałęziowe wynoszą:

$$\underline{I}_{46} = \underline{I}_6$$

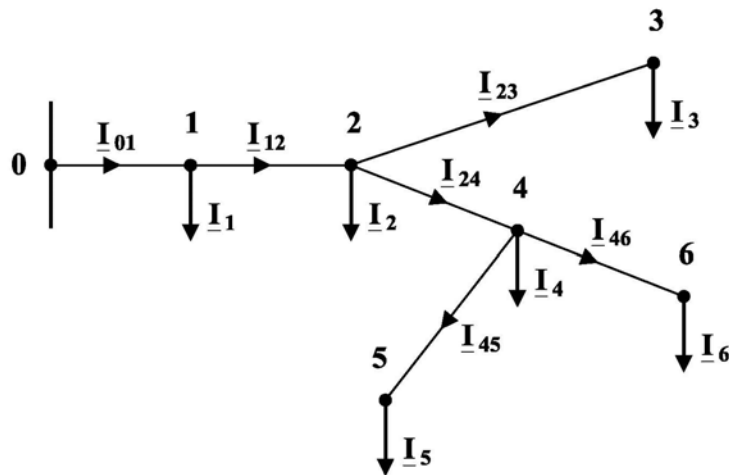
$$\underline{I}_{45} = \underline{I}_5$$

$$\underline{I}_{24} = \underline{I}_{46} + \underline{I}_{45} + \underline{I}_4$$

$$\underline{I}_{23} = \underline{I}_3$$

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_{23} + \underline{I}_{24} + \underline{I}_2$$

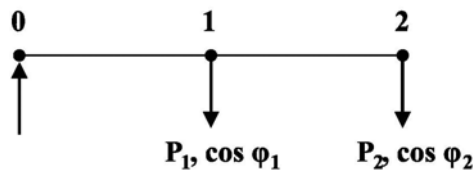
$$\underline{I}_{01} = \underline{I}_{12} + \underline{I}_1$$



Rys.4.4. Przykładowy schemat sieci do ilustracji sposobu obliczeń rozplądów prądu.

Przykład 4.1

Do linii o napięciu znamionowym $U_n=0,40/0,23$ kV (rys. 4.5) przyłączono odbiory o mocach: $P_1 = 20$ kW, przy $\cos\varphi_1 = 0,8$ (ind.), $P_2 = 10$ kW, przy $\cos\varphi_2 = 0,6$ (ind.). Obliczyć prądy w gałęziach sieci.



Rys. 4.5. Linia rozdzielcza I rodzaju z obiorami w węzłach 2 i 3.

Rozwiązanie

Wartości skuteczne prądów odbioru wynoszą:

$$I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_2} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,6} = 24,06 \text{ A}$$

$$I_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_1} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 0,40 \cdot 0,8} = 36,08 \text{ A}$$

Prądy czynne:

$$I_{2cz} = I_2 \cos \varphi_2 = 24,06 \cdot 0,6 = 14,44 \text{ A}$$

$$I_{1cz} = I_1 \cos \varphi_1 = 36,08 \cdot 0,8 = 28,86 \text{ A}$$

Prądy bierne:

$$I_{2b} = I_2 \sin \varphi_2 = 24,06 \cdot 0,8 = 19,25 \text{ A}$$

$$I_{1b} = I_1 \sin \varphi_1 = 36,08 \cdot 0,6 = 21,65 \text{ A}$$

Prądy zespolone odbiorów:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}'_1 + j\underline{I}''_1 = (28,86 - j21,65) \text{ A}$$

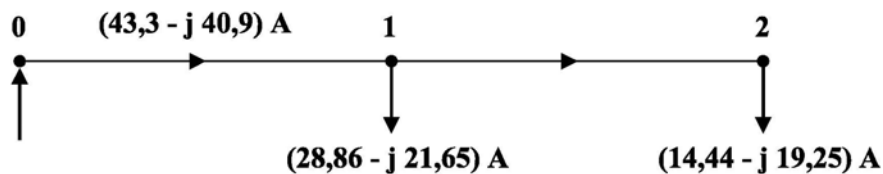
$$\underline{I}_2 = \underline{I}'_2 + j\underline{I}''_2 = (14,44 - j19,25) \text{ A}$$

Prądy gałęziowe:

$$\underline{I}_{23} = \underline{I}_3 = (14,44 - j19,25) \text{ A}$$

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_{23} + \underline{I}_2 = (14,44 - j19,25) + (28,86 - j21,65) = (43,3 - j40,9) \text{ A}$$

Rozpływ prądu przedstawiono poniżej.



4.2.2. Rozpływ prądów w sieciach z odwzorowaniem gałęzi schematami typu II (sieci III rodzaju)

Linie III-go rodzaju odwzorowuje się schematami zastępczymi zawierającymi admittancyjne gałęzie poprzeczne, przy czym pomija się zwykle składową czynną admittancji, czyli konduktancję. Przy takiej reprezentacji linii, w węzłach rozgałęźnych i odbiorczych pojawiają się dodatkowe prądy poprzeczne, proporcjonalne do wypadkowej pojemności przyłączonej do tych węzłów. Przy obliczaniu rozpływu prądów przyjmuje się podobne założenia jak w przypadku poprzednim, tzn. napięcia w punktach odbioru są równe napięciom znamiono-

wym, a kierunki wskazów napięć są zgodne z kierunkiem odniesienia. Dla przykładowej sieci pokazanej na rysunku 4.4. kolejność postępowania jest następująca:

1. Oblicza się prądy odbiorów w węzłach odbiorczych.
2. Oblicza się sumaryczne prądy pojemnościowe w poszczególnych węzłach sieci:

$$\underline{I}_{c6} = jU_{fn}B_{46}/2$$

$$\underline{I}_{c5} = jU_{fn}B_{45}/2$$

$$\underline{I}_{c3} = jU_{fn}B_{23}/2$$

$$\underline{I}_{c4} = jU_{fn} \sum \frac{B_{4\alpha}}{2} = jU_{fn} \left(\frac{B_{24}}{2} + \frac{B_{45}}{2} + \frac{B_{46}}{2} \right)$$

$$\underline{I}_{c2} = jU_{fn} \sum \frac{B_{2\alpha}}{2} = jU_{fn} \left(\frac{B_{12}}{2} + \frac{B_{23}}{2} + \frac{B_{24}}{2} \right)$$

$$\underline{I}_{c1} = jU_{fn} \sum \frac{B_{1\alpha}}{2} = jU_{fn} \left(\frac{B_{01}}{2} + \frac{B_{12}}{2} \right)$$

3. Postępując od końca linii w stronę punktu zasilania oblicza się prądy gałęziowe:

$$\underline{I}_{46} = \underline{I}_6 + \underline{I}_{c6}$$

$$\underline{I}_{54} = \underline{I}_5 + \underline{I}_{c5}$$

$$\underline{I}_{24} = \underline{I}_{46} + \underline{I}_{54} + \underline{I}_4 + \underline{I}_{c4}$$

$$\underline{I}_{23} = \underline{I}_3 + \underline{I}_{c3}$$

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_{23} + \underline{I}_{24} + \underline{I}_2 + \underline{I}_{c2}$$

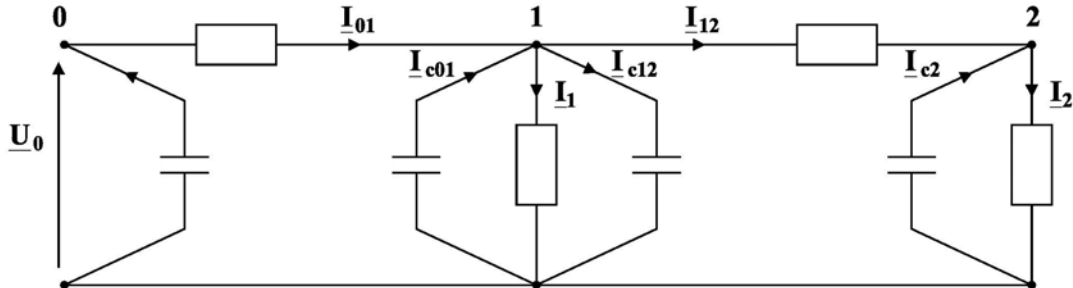
$$\underline{I}_{01} = \underline{I}_{12} + \underline{I}_1 + \underline{I}_{c1}$$

Przykład 4.2

Do linii o napięciu znamionowym $U_n=30$ kV i konfiguracji analogicznej jak na rys. 4.5 przyłączono odbiory o mocach: $P_2=2$ MW przy $\cos\varphi_2 = 0,8$ (ind.), $P_1=1$ MW przy $\cos\varphi_1 = 0,6$ (ind.). Wartości susceptancji pojemnościowej linii wynoszą $B_{01}=0,23 \cdot 10^{-3}$ S, $B_{12}=0,46 \cdot 10^{-3}$ S. Obliczyć prądy w gałęziach sieci.

Rozwiązanie

Linie zastępujemy schematem zastępczym typu II (rys. 4.6).



Rys. 4.6. Schemat zastępczy linii rozdzielcza III rodzaju z obiorami w węzłach 2 i 3.

Wartości skuteczne prądów odbioru wynoszą:

$$I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} U_n \cdot \cos \varphi_2} = \frac{2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0,8} = 48,11 \text{ A}$$

$$I_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi_1} = \frac{1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0,6} = 32,08 \text{ A}$$

Prądy zespolone odbiorów:

$$\underline{I}_2 = I_2' + jI_2'' = (38,49 - j28,87) \text{ A}$$

$$\underline{I}_1 = I_1' + jI_1'' = (19,25 - j25,66) \text{ A}$$

Prądy pojemnościowe linii w poszczególnych węzłach:

$$\underline{I}_{c2} = jU_{fn} \frac{B_{12}}{2} = j30 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,46 \cdot 10^{-3}}{2} = j6,9 \text{ A}$$

$$\underline{I}_{c1} = jU_{fn} \left(\frac{B_{01}}{2} + \frac{B_{12}}{2} \right) = j30 \cdot 10^3 \left(\frac{0,23 \cdot 10^{-3}}{2} + \frac{0,46 \cdot 10^{-3}}{2} \right) = j10,35 \text{ A}$$

Prądy gałęziowe:

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_2 + \underline{I}_{c2} = (38,49 - j28,87 + j6,9) = (38,49 - j21,97) \text{ A}$$

$$\underline{I}_{01} = \underline{I}_{12} + \underline{I}_1 + \underline{I}_{c1} = (38,49 - j21,97) + (19,25 - j25,66) + j10,35 = (57,74 - j37,28) \text{ A}$$

4.3. Strata a spadek napięcia w linii

Stratą napięcia pomiędzy dwoma punktami (węzłami) 1 i 2 sieci nazywa się różnicę geometryczną napięć w tych punktach:

$$\Delta \underline{U}_{12} = \underline{U}_{f1} - \underline{U}_{f2} \quad (4.7)$$

Weźmy pod uwagę linię przesyłową I lub II rodzaju obciążoną na końcu mocą bierną indukcyjną (rys. 4.7). Obciążenie to można przedstawić za pomocą impedancji \underline{Z}_0 o wartości:

$$\underline{Z}_0 = \frac{\underline{U}_{f2}}{\underline{I}_2} \quad (4.8)$$

przy czym prąd odbioru $\underline{I}_2 = \underline{I}_1 = \underline{I}$ jest opóźniony względem napięcia o kąt φ .

Czynną stratą napięcia nazywa się stratę napięcia na rezystancji linii R_L :

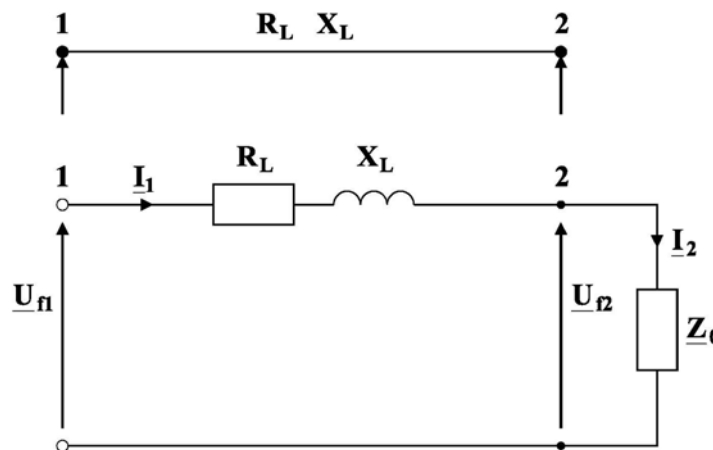
$$\Delta \underline{U}_R = \underline{I} \cdot R_L \quad (4.9)$$

Bierną stratą napięcia nazywa się stratę napięcia na reaktancji linii X_L :

$$\Delta \underline{U}_X = \underline{I} \cdot jX_L \quad (4.10)$$

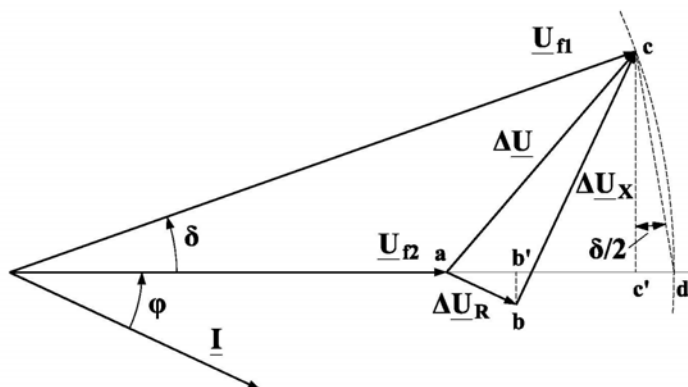
Całkowita strata napięcia w linii jest równa sumie geometrycznej straty czynnej i biernej:

$$\Delta \underline{U}_{12} = \Delta \underline{U}_R + \Delta \underline{U}_X = \underline{I}(R_L + jX_L) \quad (4.11)$$



Rys. 4.7. Linia II-go rodzaju obciążona na końcu impedancją \underline{Z}_0 .

Wykres wskazowy napięć i prądu linii dla omawianego przypadku przedstawiono na rys. 4.8.



Rys. 4.8. Wykres wskazowy linii II-go rodzaju z obciążeniem indukcyjnym.

Rzut wektora straty $\Delta \underline{U}$ na kierunek osi rzeczywistych (oś odniesienia) nazywa się podłużną stratą napięcia $\Delta U'$, natomiast rzut wektora straty napięcia na kierunek osi urojonych nazywa się poprzeczną stratą napięcia $\Delta U''$.

Na wykresie wskazowym na rys. 4.8 całkowita strata napięcia określona odcinkiem ac , podłużna strata napięcia równa się odcinkowi ac' , a strata poprzeczna równa się odcinkowi $c'c$.

Spadkiem napięcia pomiędzy punktami 1 i 2 linii nazywa się różnicę algebraiczną napięć w tych punktach.

$$\delta U_{12} = U_{f1} - U_{f2} \quad (4.12)$$

Na wykresie wskazowym z rys. 4.8 spadek napięcia odpowiada odcinkowi ad , gdzie d jest przecięciem łuku okręgu o promieniu U_{f1} z kierunkiem odniesienia.

4.4. Obliczanie spadków napięcia

4.4.1. Linie z odwzorowaniem gałęzi za pomocą impedancji (sieci I i II rodzaju)

Linia zasilająca

Jako przypadek ogólniejszy zostanie rozważona linia II-go rodzaju. Linię I-go rodzaju można traktować jako przypadek szczególny, w którym $\underline{Z}_L = R_L$.

Zgodnie z wykresem wskazowym z rys. 4.8 spadek napięcia ad:

$$\delta U = ad = ac' + c'd \quad (4.13)$$

Cięciwa łuku cd tworzy z odcinkiem cc' kąt $\delta/2$. Wobec tego:

$$c'd = c'c \cdot \operatorname{tg} \frac{\delta}{2} = oc' \operatorname{tg} \delta \cdot \operatorname{tg} \frac{\delta}{2}$$

Ponieważ dla małych δ , $\operatorname{tg} \frac{\delta}{2} = 0,5 \operatorname{tg} \delta$, więc $c'd = 0,5 oc' \operatorname{tg}^2 \delta$.

Dla występujących w rzeczywistości linii kąt δ jest niewielki (odcinek $c'c$ stanowi co najwyżej kilkanaście % napięcia U_1), a zatem w rozważaniach praktycznych odcinek $c'd$ można pominąć. Przy założeniu $c'd = 0$ spadek napięcia w linii jest równy podłużnej stracie napięcia.

$$\delta U = ac' = \Delta U' \quad (4.14)$$

Wykorzystując powyższe stwierdzenie można wyznaczyć praktyczną zależność na spadek napięcia. W tym celu obliczymy najpierw całkowitą stratę napięcia:

$$\Delta \underline{U} = \underline{I} \underline{Z}_L = (\underline{I}' + j\underline{I}'')(R_L + jX_L) = \underline{I}'R_L - \underline{I}''X_L + j(\underline{I}'X_L + \underline{I}''R_L) = \Delta U' + j\Delta U'' \quad (4.15)$$

Przy uwzględnieniu zależności (4.14), z powyższego wzoru wynika, że spadek napięcia w linii jest równy:

$$\delta U = \Delta U' = \underline{I}'R_L - \underline{I}''X_L = I_{cz}R_L + I_bX_L \quad (4.16)$$

Zależność (4.16) ma charakter ogólny. Należy do niej podstawiać składową urojoną prądu z uwzględnieniem znaku tej składowej, wynikającego z charakteru obciążenia. Obliczony ze wzoru spadek napięcia jest spadkiem fazowym.

W obliczeniach praktycznych operuje się procentowym spadkiem napięcia, odniesionym do napięcia znamionowego:

$$\delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \delta U}{U_n} \cdot 100 \quad (4.17)$$

Jeżeli znana jest wartość mocy czynnej i biernej odbiornika, wówczas wzór na spadek napięcia można zapisać w postaci:

$$\delta U = \frac{P}{\sqrt{3} U_n} R_L + \frac{Q}{\sqrt{3} U_n} X_L \quad (4.18)$$

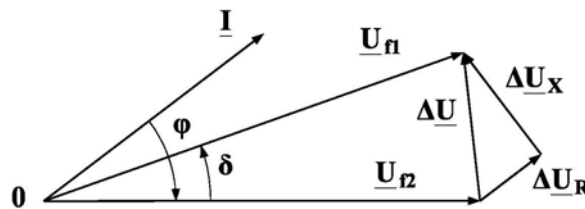
$$\delta U_{\%} = \left(\sqrt{3} \frac{P}{\sqrt{3} U_n U_n} R_L + \sqrt{3} \frac{Q}{\sqrt{3} U_n U_n} X_L \right) \cdot 100 = \left(\frac{P}{U_n^2} R_L + \frac{Q}{U_n^2} X_L \right) \cdot 100 \quad (4.19)$$

Jeżeli obciążenie ma charakter pojemnościowy to składowa urojona prądu jest dodatnia, a prąd bierny i moc bierna są ujemne. Wynika stąd, że drugi składnik wzoru na spadek napięcia ma wówczas wartość ujemną. Możliwy jest zatem przypadek, że:

$$U_{f1} = U_{f2} \quad \text{i} \quad \delta U = 0 \quad \text{oraz} \quad U_{f1} < U_{f2} \quad \text{i} \quad \delta U < 0$$

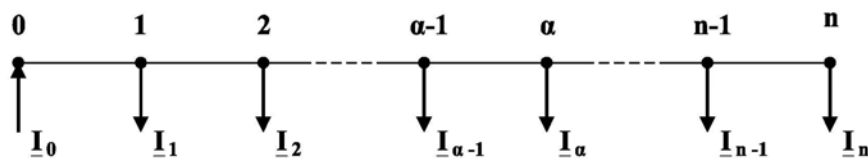
Strata napięcia w każdym przypadku jest różna od zera.

Na rys. 4.9 pokazano wykres wskazowy dla obciążenia o charakterze pojemnościowym.



Rys. 4.9. Wykres wskazowy linii II-go rodzaju z obciążeniem pojemnościowym.

Linia rozdzielcza



Rys. 4.10. Linia rozdzielcza.

Całkowity spadek napięcia w linii rozdzielczej przedstawionej na rysunku 4.10 równa się sumie spadków napięcia na poszczególnych odcinkach linii:

$$\delta U_{0n} = \Delta U'_{0n} = \sum_{\alpha=1}^n (I'_{\alpha-1,\alpha} R_{\alpha-1,\alpha} - I''_{\alpha-1,\alpha} X_{\alpha-1,\alpha}) = \sum_{\alpha=1}^n (I_{cz\alpha-1,\alpha} R_{\alpha-1,\alpha} + I_{b\alpha-1,\alpha} X_{\alpha-1,\alpha}) \quad (4.20)$$

Pamiętając, że prądy w gałęziach wynikają z sumowania prądów odbiorów:

$$\underline{I}_{\alpha-1,\alpha} = \sum_{j=\alpha}^n \underline{I}_j \quad (4.21)$$

można wyrazić spadek napięcia w zależności od prądów odbiorów, a nie linii:

$$\delta U_{0n} = \sum_{\alpha=1}^n (I'_{\alpha} R_{0\alpha} - I''_{\alpha} X_{0\alpha}) = \sum_{\alpha=1}^n (I_{cz\alpha} R_{0\alpha} + I_{b\alpha} X_{0\alpha}) \quad (4.22)$$

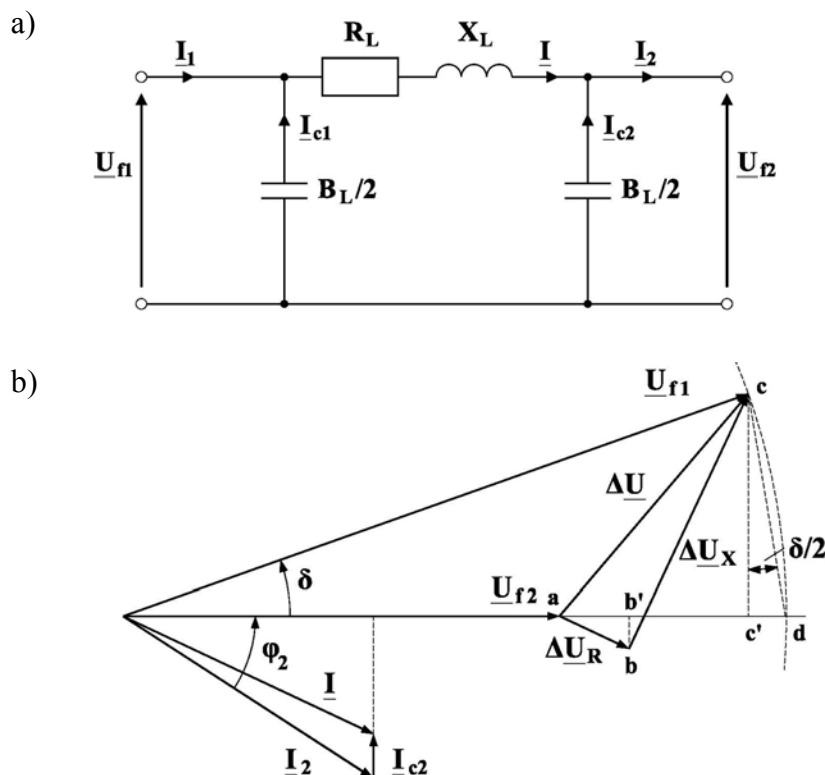
Wzór (4.20) określa się mianem „sumowania odcinkami”, a wzór (4.22) – „sumowania momentami”.

Spadek napięcia można też przedstawić w zależności od mocy odbiorów:

$$\delta U_{0n\%} = \sum_{\alpha=1}^n \left(\frac{P_{\alpha}}{U_n^2} R_{0\alpha} + \frac{Q_{\alpha}}{U_n^2} X_{0\alpha} \right) 100 = \frac{100}{U_n^2} \sum_{\alpha=1}^n (P_{\alpha} R_{0\alpha} + Q_{\alpha} X_{0\alpha}) \quad (4.23)$$

4.4.2. Linie z odwzorowaniem gałęzi schematami typu II

Weźmy pod uwagę linię odwzorowaną schematem zastępczym typu II z pominięciem konduktancji (rys. 4.10).



Rys. 4.11. Schemat zastępczy i wykres wskazowy linii III-go rodzaju. Wykres wskazowy narysowany przy pominięciu konduktancji linii.

Na skutek przesunięcia wskazów prądu linii w kierunku osi odniesienia zwiększa się rozchylenie wskazów napięć U_{f2} i U_{f1} . Większa wartość kąta δ nie pozwala na pominięcie odcinka c'd i przyjęcie, że spadek napięcia równa się podłużnej stracie. W konsekwencji nie można w tym przypadku stosować wzoru (4.16). Najłatwiej obliczyć spadek napięcia w takiej linii wyznaczając dowolną metodą moduł wektora napięcia na początku linii U_{f1} , a następnie obliczając spadek napięcia z zależności definicyjnej $\delta U = U_{f1} - U_{f2}$.

4.4.3. Linie jednofazowe

Obliczenia spadków, jak również strat napięcia w linii jednofazowej przeprowadza się analogicznie jak w linii trójfazowej, uwzględniając jednak, że prąd obciążenia I płynie w tym przypadku dwoma przewodami linii. Wobec tego, jeżeli R_L i X_L są odpowiednio rezystancją i reaktancją jednego przewodu linii i oba przewody są jednakowe, to dla linii II rodzaju spadek napięcia można obliczyć ze wzorów:

$$\delta U = 2 (I_{cz} R_L + I_b X_L) = 2 \left(\frac{P}{U_n} R_L + \frac{Q}{U_n} X_L \right) \quad (4.24)$$

$$\delta U_{\%} = 2 \left(\frac{P}{U_n^2} R_L + \frac{Q}{U_n^2} X_L \right) \quad (4.25)$$

4.4.4. Transformatory

Przy obliczaniu spadków napięcia w schemacie zastępczym transformatora pomija się gałąź magnesującą. Wówczas schemat ten ma taką samą postać jak schemat zastępczy impedancyjny linii. Wobec tego

dla transformatora dwuuzwojeniowego:

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_1 \Rightarrow \delta U_T = I_2'' R_T - I_2'' X_T = I_{2cz} R_T + I_{2b} X_T \quad (4.26)$$

dla transformatora trójuzwojeniowego:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 + \underline{I}_3 \Rightarrow \begin{cases} \delta U_{T12} = I_1' R_{T1} - I_1'' X_{T1} + I_2' R_{T2} - I_2'' X_{T2} \\ \delta U_{T13} = I_1' R_{T1} - I_1'' X_{T1} + I_3' R_{T3} - I_3'' X_{T3} \end{cases} \quad (4.27)$$

gdzie:

$I_2, \cos\varphi_2$ – obciążenie uzwojenia 2,

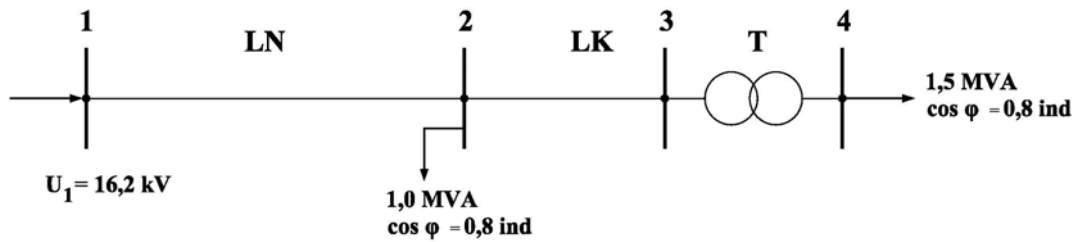
$I_3, \cos\varphi_3$ – obciążenie uzwojenia 3,

$I_1, \cos\varphi_1$ – obciążenie uzwojenia 1.

Spadki napięcia są oczywiście obliczone dla tego napięcia transformatora, dla którego wyznaczone są parametry schematu zastępczego (R_T , X_T).

Przykład 4.3

Obliczyć napięcie na szynach nr 4 sieci przedstawionej na rysunku 4.12. Narysować schemat impedancyjny układu.



Rys. 4.12. Schemat sieci do przykładu 4.3.

Dane:

LN: AF1 70 mm², $X_k = 0,38 \Omega/\text{km}$, $l=20 \text{ km}$

LK: HAKFtA 95 mm², $X_k = 0,12 \Omega/\text{km}$, $l=4 \text{ km}$

T: $\Delta P_{Cu} = 19,5 \text{ kW}$, $u_z = u_x = 4,5\%$, $v = 15/0,4 \text{ kV}$, $S_n = 1,6 \text{ MVA}$

Rozwiązanie

Obliczamy impedancję elementów układu.

Linia napowietrzna:

$$R_{LN} = \frac{l}{\gamma S} = \frac{20000 \text{ m}}{34 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 70 \text{ mm}^2} = 8,4 \Omega$$

$$X_{LN} = X_k \cdot l = 0,38 \Omega/\text{km} \cdot 20 \text{ km} = 7,6 \Omega$$

Impedancja linii (na poziomie napięcia znamionowego 15 kV):

$$\underline{Z}_{LN} = R_{LN} + jX_{LN} = (8,4 + j7,6) \Omega$$

Linia kablowa:

$$R_{LK} = \frac{l}{\gamma S} = \frac{4000 \text{ m}}{34 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 95 \text{ mm}^2} = 1,24 \Omega$$

$$X_{LK} = X_k \cdot l = 0,12 \Omega / \text{km} \cdot 4 \text{ km} = 0,48 \Omega$$

Impedancja linii (na poziomie napięcia znamionowego 15 kV):

$$\underline{Z}_{LK} = R_{LK} + jX_{LK} = (1,24 + j0,48) \Omega$$

Transformator:

$$R_T = \frac{\Delta P_{Cu}}{S_n} \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{19,5 \text{ kW}}{1600 \text{ kVA}} \frac{(0,4 \text{ kV})^2}{1,6 \text{ MVA}} = 0,0012 \Omega$$

$$u_{x\%} = \sqrt{u_{z\%}^2 - u_{r\%}^2} = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{19,5}{1600} \cdot 100\%\right)^2} = 4,33\%$$

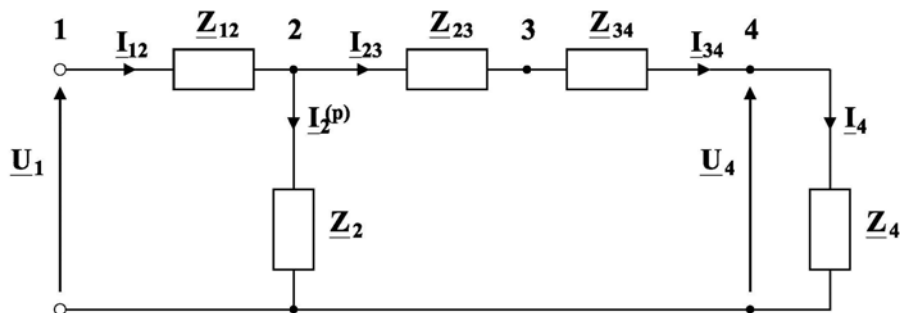
$$X_T = \frac{u_{x\%}}{100\%} \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{4,33}{100} \frac{(0,4 \text{ kV})^2}{1,6 \text{ MVA}} = 0,0043 \Omega$$

Reaktancję transformatora można też obliczyć przyjmując $u_{x\%} = u_{z\%}$.

Impedancja transformatora na poziomie napięcia 0,4 kV:

$$\underline{Z}_T = R_T + jX_T = (0,0012 + j0,0043) \Omega$$

Schemat zastępczy układu na poziomie napięcia 0,4 kV:



$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{LN}^{(p)} = \underline{Z}_{LN} \cdot \left(\frac{0,4}{15}\right)^2 = (8,4 + j7,6) \cdot \left(\frac{0,4}{15}\right)^2 = (0,006 + j0,005)\Omega$$

$$\underline{Z}_{23} = \underline{Z}_{LK}^{(p)} = \underline{Z}_{LK} \cdot \left(\frac{0,4}{15}\right)^2 = (1,24 + j0,48) \cdot \left(\frac{0,4}{15}\right)^2 = (0,0009 + j0,0003)\Omega$$

Górny indeks (p) oznacza wielkość przeliczoną na inny poziom napięcia.

$$\underline{Z}_{34} = \underline{Z}_T = (0,0012 + j0,0043)\Omega$$

Obliczamy prądy odbiorów:

$$\underline{I}_4 = \frac{S_4}{\sqrt{3}U_n} (\cos \varphi_4 - j \sin \varphi_4) = \frac{1000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ kV}} (0,8 - j0,6) = (1732,05 - j1299,04) \text{ A}$$

$$\underline{I}_2 = \frac{S_2}{\sqrt{3}U_n} (\cos \varphi_2 - j \sin \varphi_2) = \frac{1000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ kV}} (0,8 - j0,6) = (30,79 - j23,09) \text{ A}$$

$$\underline{I}_2^{(p)} = \frac{S_2}{\sqrt{3}U_n} (\cos \varphi_2 - j \sin \varphi_2) \left(\frac{15}{0,4}\right) = \frac{1000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ kV}} (0,8 - j0,6) \left(\frac{15}{0,4}\right) = (1154,70 - j866,03) \text{ A}$$

Obliczamy prądy gałęziowe:

$$\underline{I}_{34} = \underline{I}_4 = (1732,05 - j1299,04) \text{ A}$$

$$\underline{I}_{23} = \underline{I}_{34} = (1732,05 - j1299,04) \text{ A}$$

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_{23} + \underline{I}_2^{(p)} = (1732,05 - j1299,04) + (1154,70 - j866,03) = (2886,75 - j2165,07) \text{ A}$$

Obliczamy spadek napięcia pomiędzy węzłami 1-4:

$$\delta U_{14} = \Delta U'_{14} = \Delta U'_{12} + \Delta U'_{23} + \Delta U'_{34}$$

$$\Delta U'_{12} = \underline{I}'_{12} \cdot R_{12} + \underline{I}''_{12} \cdot X_{12} = 2886,75 \cdot 0,006 + 2165,04 \cdot 0,005 = 28,15 \text{ V}$$

$$\Delta U'_{23} = \underline{I}'_{23} \cdot R_{23} + \underline{I}''_{23} \cdot X_{23} = 1732,05 \cdot 0,0009 + 1299,04 \cdot 0,0003 = 1,95 \text{ V}$$

$$\Delta U'_{34} = \underline{I}'_{34} \cdot R_{34} + \underline{I}''_{34} \cdot X_{34} = 1732,05 \cdot 0,0012 + 1299,04 \cdot 0,0043 = 7,66 \text{ V}$$

Zatem spadek napięcia:

$$\delta U_{14} = 28,15 + 1,95 + 7,66 = 37,76V$$

Napięcie w węźle nr 4:

$$U_4 = U_1^{(p)} - \delta U_{14} = \frac{16200}{\sqrt{3}} \left(\frac{0,4}{15} \right) - 37,76 = 211,66V$$

Pytania kontrolne

1. Narysować wykres wskazowy prądów i napięć dla linii napowietrznej 15 kV obciążonej:
 - a) mocą czynną, przy $\cos\varphi=1$
 - b) mocą czynną i bierną indukcyjną
 - c) mocą czynną i bierną pojemnościową
2. Narysować wykres wskazowy prądów i napięć dla linii kablowej 30 kV obciążonej:
 - a) mocą czynną, przy $\cos\varphi=1$
 - b) mocą czynną i bierną indukcyjną
 - c) mocą czynną i bierną pojemnościową
3. Narysować wykres wskazowy prądów i napięć dla linii napowietrznej 0,4 kV obciążonej:
 - a) mocą czynną, przy $\cos\varphi=1$
 - b) mocą czynną i bierną indukcyjną
 - c) mocą czynną i bierną pojemnościową
4. Narysować wykres wskazowy prądów i napięć dla linii II rodzaju dla przypadku obciążenia kiedy spadek napięcia równa się zeru.
5. Narysować wykres wskazowy dla układu transformatora zasilającego grupę odbiorów pobierających moc czynną i bierną indukcyjną.

Rozdział 5. Obliczanie prądów zwarć symetrycznych

5.1. Uwagi ogólne

Zwarcie jest stanem zakłóceniovym sieci elektroenergetycznej, polegającym na nieprzewidzianym w normalnej pracy połączeniu dwóch lub więcej punktów układu o różnych potencjałach, przy czym za punkt sytemu uważa się również ziemię.

Zwarcia mogą być spowodowane przyczynami elektrycznymi i nieelektrycznymi. Do przyczyn elektrycznych należą:

- przepięcia atmosferyczne, np. bezpośrednio uderzenie pioruna w linię,
- przepięcia łączeniowe,
- omyłki łączeniowe,
- długotrwałe przeciążenia prądowe prowadzące do zniszczenia izolacji.

Do przyczyn nieelektrycznych można zaliczyć:

- zawilgocenie lub zanieczyszczenie izolacji linii i urządzeń,
- uszkodzenia mechaniczne kabli, słupów, izolatorów,
- wady fabryczne urządzeń,
- ingerencja zwierząt lub ptaków,
- przewracające się lub nadmiernie wysokie drzewa.

Klasyfikacja zwarć

Zwarcia klasyfikuje się według różnych kryteriów. Najczęściej wyróżnia się zwarcia:

- symetryczne i niesymetryczne,
- trwałe i przemijające,
- metaliczne (bezpośrednie) i oporowe (niemetaliczne, pośrednie, występujące za pośrednictwem impedancji np. łuku elektrycznego),
- jednoczesne i niejednoczesne,
- pojedyncze i wielomiejscowe.

Zwarciami symetrycznymi są zwarcia 3-fazowe i 3-fazowe doziemne, do niesymetrycznych zalicza się 1-, 2-fazowe oraz 2-fazowe z ziemią. Zwarcia jednoczesne zachodzą w tej samej chwili czasowej we wszystkich fazach, które biorą udział w zwarciu. Zwarcia pojedyncze występują w jednym miejscu sieci, a wielomiejscowe to właściwie kilka zwarć pojedynczych w różnych miejscach.

Statystyki zwarć odnotowują największą liczbę zwarć 1-fazowych - średnio 65%. Podwójne i dwufazowe zwarcia z ziemią stanowią około 20%, zwarcia dwufazowe średnio 10%, a trójfazowe średnio 5%.

Zwarcia powodują znaczne przetężenia prądowe, które zakłócają normalną pracę systemu elektroenergetycznego i stwarzają zagrożenie dla urządzeń i środowiska. Wartości prądu

zwarciego są kilkakrotnie większe od prądów znamionowych urządzeń. W czasie przepływu prądu zwarciego wydziela się energia cieplna oraz powstają duże siły dynamiczne, co zagraża wytrzymałości termicznej i mechanicznej urządzeń. Prądy zwarcie płynące przez ziemię mogą stwarzać zagrożenie porażeniowe dla ludzi i zwierząt, na skutek dużych wartości napięć dotykowych i krokowych. Duża wartość prądu zwarciego powoduje duży spadek napięcia na drodze przepływu, czego efektem jest znaczne obniżenie napięcia w węzłach odbiorczych, tzw. zapad napięcia. Z kolei zwarcia niesymetryczne mogą powodować nadmierne wzrosty napięcia w sieci, czyli przebiecia. Odrębne zagadnienie stanowią zagrożenia dla urządzeń i otoczenia spowodowane łukiem elektrycznym, palącym się w miejscu zwarcia.

Zwarcie może być przyczyną wyłączenia pojedynczego elementu, np. linii, ale także może powodować wyłączenie większych fragmentów sieci, co prowadzi do utraty zasilania wielu odbiorców. Konsekwencje takiego przypadku są trudne do przecenienia i wiążą się ze znacznymi stratami ekonomicznymi.

Biorąc pod uwagę przytoczone powyżej skutki, oczywiste jest dążenie do ograniczenia liczby zwarć oraz do minimalizacji czasów ich trwania. Liczbę zwarć można zmniejszyć prowadząc właściwą eksploatację sieci. Do ograniczenia czasu trwania zwarcia służą natomiast urządzenia automatyki zabezpieczeniowej, której zadaniem jest identyfikacja zwarcia i podanie impulsu na wyłączenie obwodu zwartego.

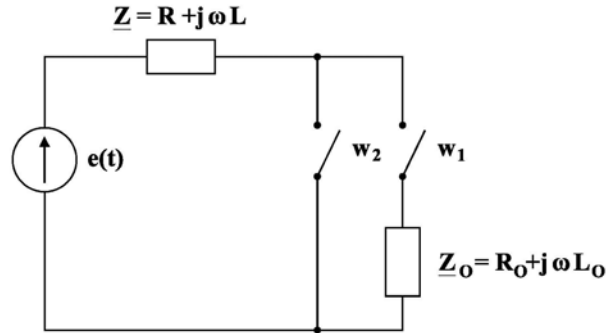
Prądy zwarcie oblicza się w celu doboru elementów projektowanego układu elektroenergetycznego lub sprawdzenia układu istniejącego na warunki zwarcie. W szczególności dotyczy to:

- doboru urządzeń ze względu na ich wytrzymałość zwarcie termiczną i mechaniczną,
- zaprojektowania odpowiednich układów połączeń sieci,
- doboru nastaw zabezpieczeń elektroenergetycznych,
- zaprojektowania ochrony przeciwporażeniowej.

Do obliczeń wybiera się zwykle ten rodzaj zwarć jaki stanowi dla sieci największe zagrożenie. Jest to zwarcie 3-fazowe, metaliczne i jednoczesne. Taki rodzaj zwarcia będzie rozważany w dalszej części skryptu.

5.2. Ogólna charakterystyka prądu zwarciego

Zwarcie wiąże się z nagłym zmniejszeniem się impedancji obwodu zewnętrznego względem źródeł energii, co powoduje powstanie stanu nieustalonego w tym obwodzie. Do analizy przebiegu prądu zwarciego wykorzystany zostanie prosty układ elektroenergetyczny, składający się z idealnego źródła napięcia przemiennego $e(t)$, impedancji obwodu zasilającego \underline{Z} oraz impedancji odbiornika \underline{Z}_O . Przy założeniu symetrii układ ten można zastąpić jednofazowym schematem zastępczym jak na rysunku 5.1.



Rys. 5.1. Schemat prostego obwodu elektrycznego.

Zwarcie w tym obwodzie powstanie na skutek zamknięcia wyłącznika w2. Można rozpatrzeć dwa przypadki zwarcia: układ przed zwarcie nieobciążony (zwarcie ze stanu jałowego) – wyłącznik w1 otwarty oraz zwarcie ze stanu obciążenia – wyłącznik w1 zamknięty.

Zwarcie ze stanu jałowego

Nagłe zamknięcie wyłącznika w2 spowoduje powstanie w obwodzie stanu nieustalonego, który można opisać następującym równaniem różniczkowym:

$$\sqrt{2}E \cdot \sin(\omega t + \varphi_u) = R i + L \frac{di}{dt} \quad (5.1)$$

gdzie φ_u jest kątem fazowym SEM w chwili wystąpienia zwarcia.

Po rozwiązaniu tego równania otrzymuje się:

$$i(t) = \frac{\sqrt{2}E}{Z} \sin(\omega t + \varphi_u - \varphi) - \frac{\sqrt{2}E}{Z} \cdot e^{-\frac{R}{L}t} \cdot \sin(\varphi_u - \varphi) \quad (5.2)$$

przy czym:

$$Z = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2} \quad \text{oraz} \quad \varphi = \arctg \frac{\omega L}{R}$$

Pierwszy składnik równania (5.2) przedstawia składową okresową prądu zwarciego o częstotliwości źródła – i_{ok} , drugi zaś składową nieokresową – i_{nok} . Zatem:

$$i(t) = i_{ok}(t) + i_{nok}(t) \quad (5.3)$$

przy czym:

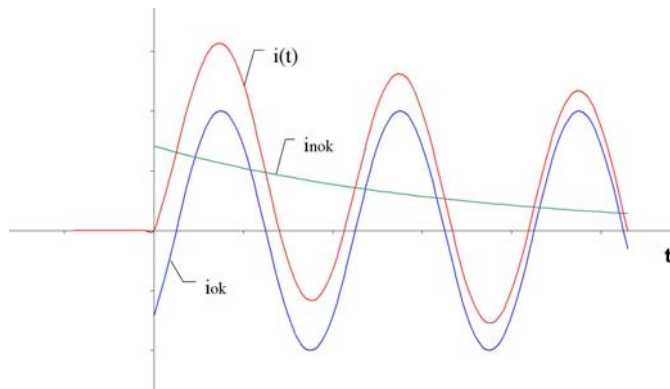
$$i_{ok}(t) = \frac{\sqrt{2}E}{Z} \sin(\omega t + \varphi_u - \varphi) = \sqrt{2}I_{ok} \sin(\omega t + \varphi_u - \varphi)$$

$$i_{nok}(t) = -\frac{\sqrt{2}E}{Z} \cdot e^{-\frac{R}{L}t} \cdot \sin(\varphi_u - \varphi) = i_{nokm} \cdot e^{-\frac{R}{L}t} = i_{nokm} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}$$

Dla czasu $t=0$ $i_{ok}(0) = -i_{nok}(0)$, a więc $i(0) = 0$.

Przebieg przejściowy jest związany ze strumieniem magnetycznym skojarzonym z obwodem zwarciovym, który na skutek bezwładności magnetycznej nie może się gwałtownie zmienić, gdyż oznaczałoby to skokową zmianę energii zgromadzonej w polu magnetycznym uzwojenia. Zasada stałości skojarzeń magnetycznych jest podstawą do analizy zjawisk towarzyszących zwarceniu.

Przebieg prądu przedstawiony jest na rysunku 5.2.



Rys. 5.2. Przebieg prądu zwarciovego dla obwodu z Rys. 5.1; obwód przed zwarcieniem nieobciążony.

Zwarcie ze stanu obciążenia

Przed zwarcieniem płynie w obwodzie prąd określony równaniem:

$$i_o(t) = \frac{\sqrt{2}E}{Z_n} \cdot \sin(\omega t - \varphi_n) \quad (5.4)$$

gdzie:

$$Z_n = \sqrt{(R + R_o)^2 + (X + X_o)^2} \quad \text{oraz} \quad \varphi_n = \arctg \frac{X + X_o}{R + R_o}$$

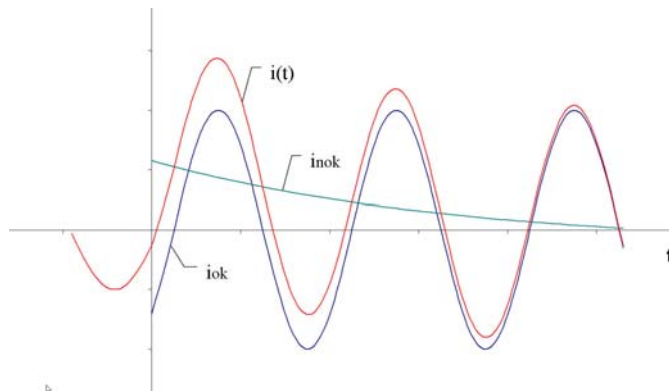
Ponieważ zgodnie z prawem bezwładności magnetycznej

$$i(0) = i_o(0) = i_{ok}(0) + i_{nok}(0)$$

więc:

$$i_{nok}(0) = i_{nokm} = -[i_{ok}(0) - i_o(0)] \quad (5.5)$$

Przebieg prądu przedstawiony jest na rysunku 5.3.



Rys. 5.3. Przebieg prądu zwarciego dla obwodu z Rys. 5.1; obwód przed zwarcie obciążony.

Udział składowej nieokresowej w przebiegu zwarciovym zależy od kąta fazowego napięcia w chwili zwarcia. Zgodnie ze wzorem (3) największa wartość składowej nieokresowej wystąpi gdy:

$$\sin(\varphi_u - \varphi) = \pm 1,$$

stąd

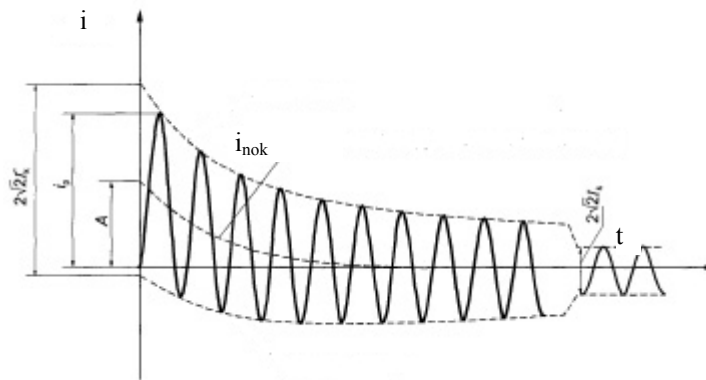
$$\varphi_u - \varphi = \pm \frac{\pi}{2} \Rightarrow \varphi_u = \pm \frac{\pi}{2} + \varphi$$

Ponieważ można założyć, że $\varphi \cong \pi/2$, stąd $\varphi_u = 0$ lub $\varphi_u = \pi$. Odpowiada to przejściu SEM przez 0. Analogicznie można określić warunki, przy których składowa nieokresowa nie wystąpi w przebiegu zwarciovym.

Omówiony powyżej przebieg prądu zwarciovego występuje w układzie rzeczywistym przy zwarciach odległych od źródeł energii, tj. generatorów synchronicznych. W przypadku, gdy zwarcie wystąpi w bezpośredniej bliskości generatora, w przebiegu prądu zwarciovego pojawiają się dodatkowe składowe przejściowe, będące efektem stanów przejściowych zachodzących w obwodach magnetycznych generatora.

W generatorze występują sprzężone ze sobą obwody magnetyczne uzwojeń fazowych stojana oraz uzwojenia wzbudzącego i tłumiącego wirnika. W chwili zwarcia, na skutek wzrostu prądu zwarciovego, gwałtownie wzrasta strumień oddziaływania twornika, co powoduje zmianę strumieni skojarzonych z poszczególnymi uzwojeniami generatora. Ponieważ

nagła zmiana strumieni skojarzonych nie jest możliwa (prawo bezwładności magnetycznej), w uzwojeniach twornika i wirnika powstają dodatkowe strumienie magnetyczne, których zadaniem jest zachowanie równowagi magnetycznej w pierwszej chwili zwarcia. Strumienie te są wywołane odpowiednimi prądami nieokresowymi, które indukują się w poszczególnych uzwojeniach w chwili zwarcia i zanikają do zera ze stałymi czasowymi tych uzwojeń. Przejściowe strumienie uzwojeń wirnika generują w stojanie odpowiednie prądy okresowe. Z uzwojeniem tłumiącym wiąże się składowa przejściowa wstępna, która zanika po czasie kilku okresów. Z kolei uzwojenia wzbudzającego dotyczy składowa przejściowa główna, której stała czasowa jest rzędu kilkuset milisekund. Okresowe składowe przejściowe powodują malenie amplitudy przebiegu prądu zwarciovego. Przykładowy przebieg prądu przy zwarciu w pobliżu generatora zaprezentowano na rys. 5.4.



Rys. 5.4. Przebieg prądu zwarciovych przy zwarciu w pobliżu generatora synchronicznego.

5.3. Normatywna metoda obliczeniowa

5.3.1. Istota metody

Dokładny opis matematyczny zjawisk zachodzących przy zwarciach, umożliwiający wyznaczenie przebiegu prądu zwarciovego, jest trudny i skomplikowany. Z drugiej jednak strony konieczność prowadzenia takich obliczeń nie budzi wątpliwości, gdyż decyzje dotyczące projektowania i budowy układów elektroenergetycznych muszą uwzględniać poziomy wielkości zwarciovych. W praktycznych obliczeniach zwarciovych nie są wyznaczane przebiegi prądów, ale pewne ich charakterystyczne parametry, umożliwiające ocenę i porównanie warunków pracy sieci oraz dobór aparatury. Obowiązująca metoda obliczeń jest podana w normie PN/EN-60909-0:2002.

Do charakterystycznych parametrów modelowego przebiegu prądu zwarciovego należą:

Prąd zwarciovowy początkowy I''_k - jest to wartość skuteczna składowej okresowej prądu zwarciovego w chwili $t = 0$.

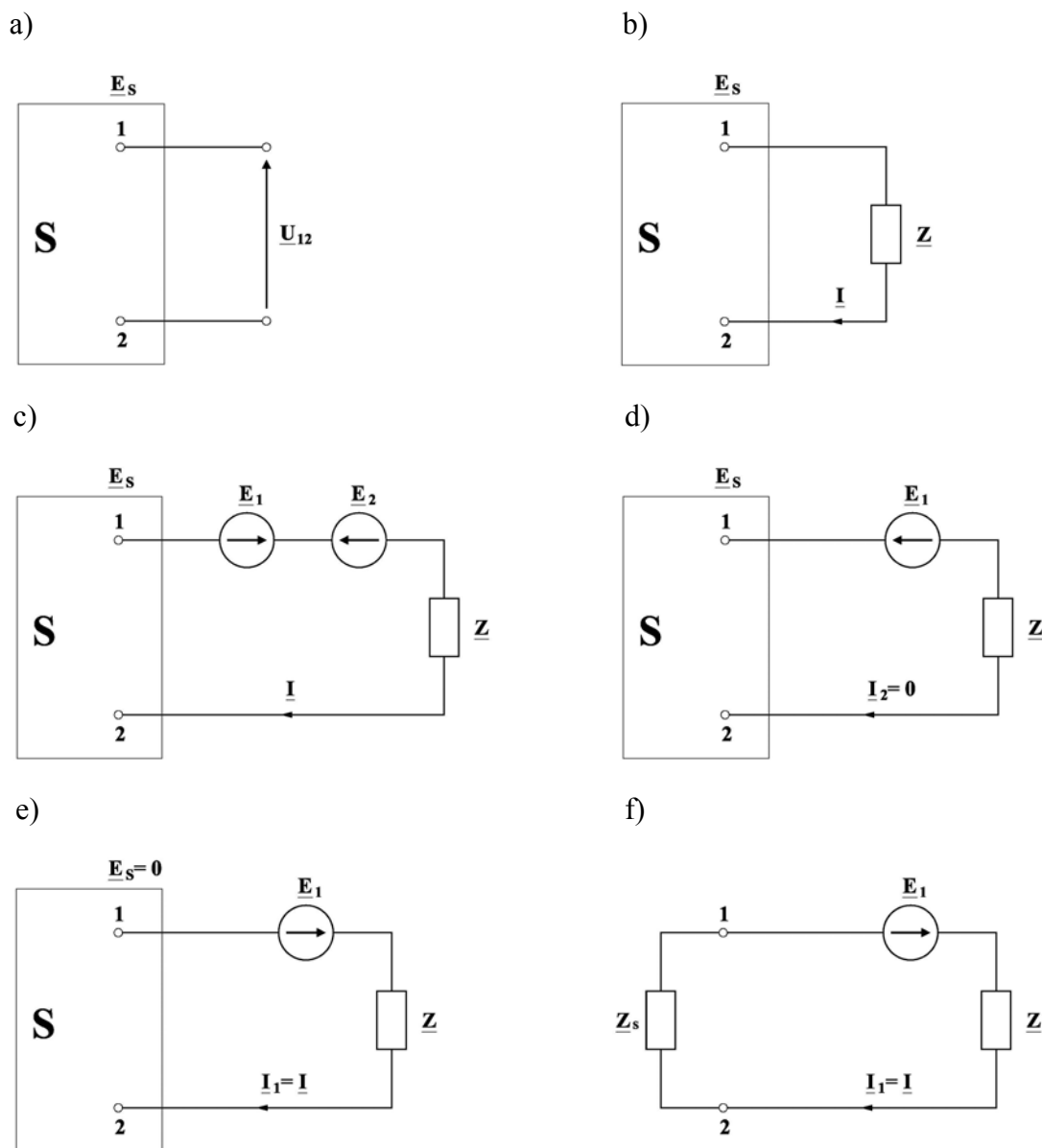
Prąd zwarciovowy udarowy i_p - jest to największa chwilowa wartość prądu zwarciovego.

Prąd wyłączeniowy symetryczny I_b - jest to wartość skuteczna składowej okresowej prądu zwarcia w chwili rozdzielenia się styków łącznika przerywającego zwarcie.

Prąd ustalony I_k - jest to wartość skuteczna składowej okresowej prądu zwarcia po zaniknięciu przebiegów przejściowych

Najważniejszą wielkością charakteryzującą zwarcie jest prąd początkowy. Prąd ten wyznacza się w sposób uproszczony, przy założeniu, że układ jest liniowy, a zwarcie w chwili $t=0$ jest nowym stanem ustalonym sieci przy niezmienionej sile elektromotorycznej źródeł. Założenie to pozwala na zastosowanie twierdzenia Thevenina, które jest podstawą metody obliczeniowej.

W celu ilustracji idei metody rozpatrzmy układ przedstawiony na rysunku 5.6.



Rys. 5.6. Ilustracja zasady Thevenina.

Między punktami 1 i 2 tego systemu występuje napięcie \underline{U}_{12} , zatem przez włączoną między te punkty impedancję \underline{Z} popłynie prąd \underline{I} . Wartość tego prądu nie zmieni się, jeśli szeregowo z impedancją \underline{Z} włączy się dwa idealne (o impedancjach wewnętrznych równych zeru) źródła SEM: $\underline{E}_1 = \underline{U}_{12}$ oraz $\underline{E}_2 = -\underline{U}_{12}$. Zgodnie z zasadą superpozycji (przy założeniu liniowości) układ z rysunku c) można zastąpić sumą układów przedstawionych na rysunkach d) i e). W układzie pierwszym nie płynie żaden prąd, ponieważ SEM \underline{E}_2 kompensuje napięcie \underline{U}_{12} , natomiast prąd płynący w drugim układzie można wyrazić zależnością:

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{E}_1}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_s} \quad \text{dla} \quad \underline{E}_s = 0 \quad (5.6)$$

Sumaryczny prąd \underline{I} wynosi:

$$\underline{I} = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 = \frac{\underline{E}_1}{\underline{Z} + \underline{Z}_s} = \frac{\underline{U}_{12}}{\underline{Z} + \underline{Z}_s} \quad (5.7)$$

gdyż $\underline{I}_2 = 0$.

Z równania (5.7) wynika, że dowolny układ elektroenergetyczny może być zastąpiony względem dwóch wybranych punktów 1-2 przez obwód składający się ze źródła napięcia o SEM $\underline{E}_1 = \underline{U}_{12}$ oraz wypadkowej impedancji układu \underline{Z}_s , „widzianej” z tych zacisków. Przy założeniu zwarcia bezoporowego pomiędzy punktami 1-2 ($\underline{Z} = 0$), prąd zwarciový określony jest wzorem:

$$\underline{I} = \frac{\underline{U}_{12}}{\underline{Z}_s} \quad (5.8)$$

Powyższą zasadę stosuje się do wyznaczania prądu początkowego. Zastępcze źródło napięcia jest jedynym źródłem w rozpatrywanej sieci. Źródła rzeczywiste są reprezentowane jedynie przez ich wewnętrzne impedancje.

5.3.2. Wyznaczanie impedancji obwodu zwarciový

Pierwszym krokiem w obliczeniach zwarciových jest sporządzenie schematu zastępczego obwodu zwarciových. W schemacie tym uwzględnia się tylko te elementy, które występują na drodze przepływu prądu: od źródła prądu zwarciových do miejsca zwarcia. Norma rozróżnia następujące przypadki zwarcia:

- zwarcia zasilane z pojedynczego źródła,
- zwarcia zasilane promieniowo z kilku źródeł
- zwarcia zasilane z kilku źródeł w sieci oczkowej.

Za źródła prądu zwarciových uważa się generatory, a w pewnych przypadkach także silniki asynchroniczne. Pomija się obciążenia niewirujące. W schematach elementów systemu dopuszcza się pominięcie:

- pojemności – w schematach linii,
- impedancji magnesowania – w schematach transformatorów,
- rezystancji – w schematach wszystkich elementów, jeżeli $R_k < 0,3X_k$

Impedancje w schematach elementów systemu powinny być „sprowadzone” do napięcia sieci, w której występuje zwarcie. Impedancje generatorów i transformatorów należy pomnożyć przez odpowiednie współczynniki korekcyjne. Korekta impedancji wynika z potrzeby uwzględnienia obciążenia źródeł przed zwarcie oraz przybliżonego oszacowania napięcia źródła zastępczego w stosunku do rzeczywistych źródeł w stanie obciążenia.

Sieć zasilająca

Zastępczą impedancję sieci zasilającej w punkcie przyłączenia Q wyznacza się ze wzoru

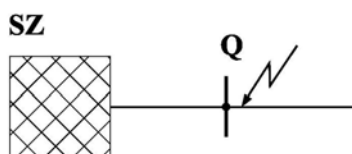
$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} \quad (5.9)$$

gdzie I_{kQ}'' jest prądem początkowym przy zwarcie w węźle Q (rys. 5.7).

Przy znanym stosunku R_Q/X_Q można zapisać

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}} \quad (5.10)$$

W przypadku sieci o napięciu znamionowym powyżej 35 kV można założyć, że rezystancja sieci $R_Q=0$, natomiast w pozostałych przypadkach należy przyjąć $R_k=0,1 X_k$ oraz $X_k=0,995 Z_k$.



Rys. 5.7. Zwarcie w punkcie przyłączenia do sieci zasilającej.

Znajomość prądu początkowego w węźle połączenia rozpatrywanego układu z siecią zasilającą pozwala na zastąpienie tej sieci, o złożonym i nieznanym często układzie połączeń, jedną impedancją zastępczą, a tym samym znaczne uproszczenie obwodu zwarciego. Wartości prądów stanowią dane podawane przez zakłady energetyczne lub mogą być wyznaczone na drodze obliczeniowej.

Transformator

Impedancję transformatorów oblicza się ze wzorów podanych w rozdziale 3, mnożąc następnie wyznaczoną wartość przez współczynnik korekcyjny K_T

$$Z_{TK} = K_T Z_T \quad (5.11)$$

gdzie Z_{TK} – impedancja z uwzględnieniem współczynnika korekcyjnego, Z_T – impedancja wyznaczona ze wzorów 3.34÷3.36.

Współczynniki korekcyjne wyznacza się z zależności:

- Dla transformatora dwuuzwojeniowego

$$K_T = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_T} \quad (5.12)$$

gdzie x_T jest względną reaktancją transformatora odniesioną do impedancji znamionowej, tj. $x_T = X_T / (U_{nT}^2 / S_{nT})$, a c_{\max} odczytuje się z tabeli 5.1 w odniesieniu do znamionowego napięcia sieci po stronie dolnego napięcia transformatora.

- Dla transformatora 3-uzwojeniowego

$$\begin{aligned} K_{TAB} &= 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TAB}} \\ K_{TAC} &= 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TAC}} \\ K_{TBC} &= 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TBC}} \end{aligned} \quad (5.13)$$

Współczynniki korekcyjne dla transformatora 3-uzwojeniowego stosuje się do impedancji par uzwojeń, wyznaczając następnie skorygowane impedancje poszczególnych uzwojeń Z_{AK} , Z_{BK} , Z_{CK} według zależności 3.43.

Generator

W przypadku gdy zwarcie występuje w sieci zasilanej bezpośrednio z generatora, impedancję generatora wyznacza się z uwzględnieniem współczynnika korekcyjnego K_G :

$$Z_{GK} = K_G Z_G = K_G (R_G + jX_d'') \quad (5.14)$$

przy czym

$$K_G = \frac{U_n}{U_{nG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{nG}} \quad (5.15)$$

gdzie U_n jest napięciem znamionowym sieci, U_{nG} jest napięciem znamionowym generatora, x_d'' jest względną reaktancją podprzejściową odniesioną do impedancji znamionowej

generatora, tj. $x''_d = X''_d / Z_{nG} = X''_d / (U_{nG}^2 / S_{nG})$, φ_{nG} jest przesunięciem fazowym pomiędzy U_{nG} i I_{nG} .

Można przyjąć następujące wartości rezystancji generatora:

dla generatorów o napięciu $U_{nG} > 1$ kV i mocy $S_{nG} \geq 100$ MVA - $R_{Gf} = 0,05 X''_d$

dla generatorów o napięciu $U_{nG} > 1$ kV i mocy $S_{nG} < 100$ MVA - $R_{Gf} = 0,07 X''_d$

dla generatorów o napięciu $U_{nG} \leq 1$ kV i mocy $S_{nG} \geq 100$ MVA - $R_{Gf} = 0,15 X''_d$

Blok generator-transformator

Impedancję bloku generator-transformator oblicza się ze wzoru:

$$\underline{Z}_S = K_S \left[\left(\frac{U_{nTGN}}{U_{nTdn}} \right)^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{TGN} \right] \quad (5.16)$$

gdzie U_{nTGN} , U_{nTdn} są napięciami znamionowymi odpowiednio strony górnej i dolnej transformatora (rys. 5.8).

Współczynnik korekcyjny K_S jest określony wzorem

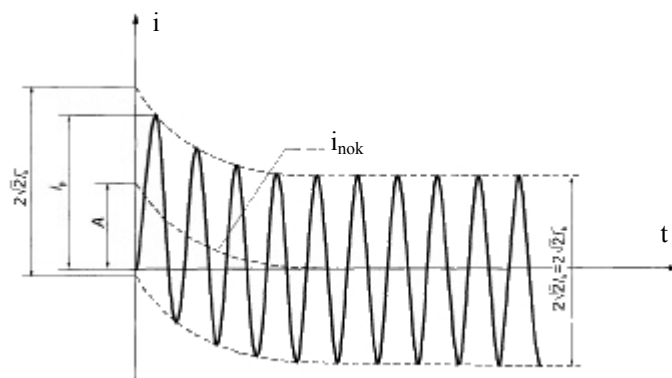
$$K_S = \left(\frac{U_{nQ}}{U_{nG}} \right)^2 \cdot \left(\frac{U_{nTdn}}{U_{nTGN}} \right)^2 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + |x''_d - x_T| \cdot \sin \varphi_{nG}} \quad (5.17)$$

gdzie poszczególne wielkości jak poprzednio.

Impedancje linii elektroenergetycznych i dławików wyznacza się według zasad podanych w rozdziale 3.

5.3.3. Zwarcia odległe

W normie rozróżniono zwarcia odległe od generatora, podczas których amplituda składowej okresowej pozostaje stała (rys. 5.8) oraz zwarcia pobliskie, które charakteryzują się zmiennością tej amplitudy. Zwarcie można uznać za odległe, jeżeli reaktancja transformatora zasilającego sieć zwartą X_{TLVK} jest ponad dwukrotnie większa od reaktancji zastępczej systemu przyłączonego do tego transformatora X_Q .



Rys. 5.8. Przebieg prądu zwarciovego przy zwarciu odległym:
 i_{nok} – składowa nieokresowa, I_k'' – prąd początkowy

Omówiony w dalszej części rozdziału sposób postępowania zostanie ograniczony do zwarć odległych zasilanych z pojedynczego źródła lub kilku źródeł niezależnych, przy czym pominięto rozważania dotyczące wpływu silników asynchronicznych.

Prąd początkowy wyznacza się z zależności:

$$I_k'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_k} \quad (5.18)$$

gdzie:

U_n – napięcie znamionowe sieci zwartej,

c – współczynnik napięciowy, uwzględniający możliwość wzrostu napięcia sieci przed zwarcie ponad wartość znamionową oraz korektę wypadkowej impedancji zwarcioviej, wartości podano w tabeli 5.1,

Z_k – wypadkowa impedancja obwodu zwarciovego „widziana” z dwóch węzłów schematu zastępczego: węzła, w którym wystąpiło zwarcie oraz węzła odniesienia.

Prądy zwarciovie maksymalne oblicza się dla doboru urządzeń elektroenergetycznych, a prądy zwarciovie minimalne – dla doboru zabezpieczeń.

W wielu przypadkach, szczególnie przy zwarciach w sieciach nn i SN, prąd zwarciovowy dopływa od źródeł do miejsca zwarcia kilkoma gałęziami równoległymi. Wówczas prąd początkowy oblicza się jako sumę prądów od poszczególnych źródeł:

$$I_k'' = \sum_i I_{ki}'' \quad (5.19)$$

Tab. 5.1. Wartości współczynnika napięciowego

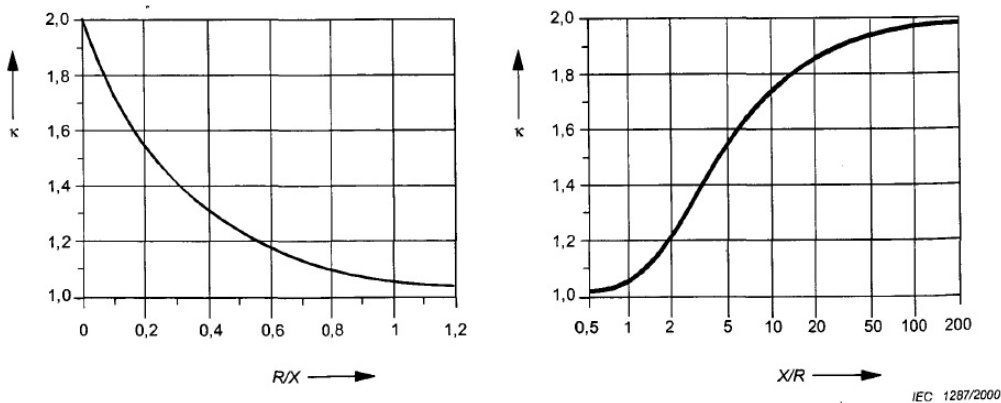
Napięcie znamionowe sieci U_n	Współczynnik napięciowy c do obliczania	
	maksymalnego prądu zwarcioviego c_{\max} ¹⁾	minimalnego prądu zwarcioviego c_{\min}
$U_n=230/400$ V	1,05	0,95
$400\text{V} < U_n < 1000$ V	1,10	0,95
$1 \text{ kV} < U_n < 35 \text{ kV}$	1,10	1,00
$35 \text{ kV} < U_n < 230 \text{ kV}^{2)}$		
¹⁾ $c_{\max} U_n$ nie może przekraczać najwyższego napięcia urządzeń U_m ; ²⁾ Jeżeli nie jest zdefiniowane napięcie nominalne sieci to powinno się zastosować $c_{\max} U_n = U_m$ lub $c_{\min} U_n = 0,9 U_m$.		

Pozostałe parametry prądu zwarcioviego charakteryzują zwarcie jako stan nieustalony. Wyznacza się je w sposób uproszczony, na podstawie znajomości prądu początkowego i podanych w normie współczynników, zależnych od impedancji rozpatrywanego obwodu i czasu trwania zwarcia.

Prąd udarowy od pojedynczego źródła określony jest zależnością:

$$i_p = \sqrt{2} \kappa I_k'' \quad (5.20)$$

gdzie κ jest współczynnikiem zależnym od stosunku R/X obwodu zwarcioviego, zgodnie z wykresem podanym na rys. 5.9.



Rys. 5.9. Wartości współczynnika κ w zależności od stosunku R/X oraz X/R .

Współczynnik κ można też obliczyć ze wzoru:

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \quad (5.21)$$

W przypadku zwarcia zasilanego promieniowo z kilku źródeł prąd udarowy w miejscu zwarcia oblicza się jako sumę prądów udarowych

$$i_p = \sum_i i_{pi} \quad (5.22)$$

W przypadku zwarć odległych od źródeł wartości składowa okresowa prądu zwarcio-
wego nie zmienia swojej amplitudy, a więc prąd wyłączeniowy i ustalony są równe prądowi
początkowemu:

$$I_k = I_b = I_k'' \quad (5.23)$$

W obliczeniach zwarciovych występuje często jeszcze jeden parametr. Jest nim moc
zwarciova zdefiniowana wzorem:

$$S_k'' = \sqrt{3} U_n I_k'' \quad (5.24)$$

Na podstawie znajomości wielkości mocy zwarciovej w określonym węźle sieci,
można wyznaczyć zastępczą impedancję sieci widzianą z tego węzła. Ponieważ

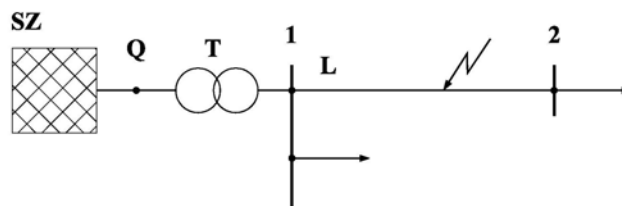
$$S_k'' = \sqrt{3} U_n I_k'' = \sqrt{3} U_n \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_k} = c \frac{U_n^2}{Z_k} \quad (5.25)$$

więc

$$Z_k = \frac{c U_n^2}{S_k''} \quad (5.26)$$

Przykład 5.1

Obliczyć prąd początkowy i udarowy dla zwarcia 3 - fazowego w połowie linii L
układu elektroenergetycznego jak na rysunku poniżej.



Dane:

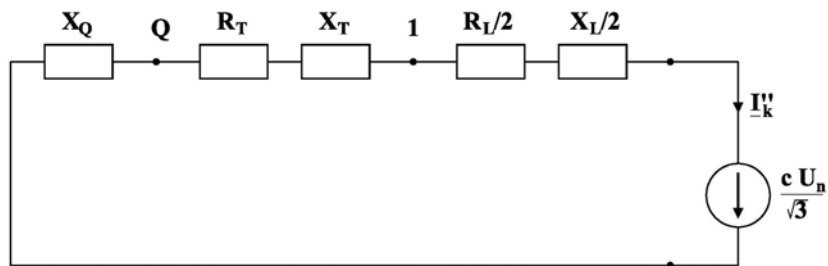
T1: $S_{nT} = 10 \text{ MVA}$ $U_{nT} = 115/16,5 \text{ kV}$ $u_z = 11\%$ $\Delta P_{Cu} = 64 \text{ kW}$

L: $X_L' = 0,4 \Omega/\text{km}$, $R_L' = 0,24 \Omega/\text{km}$, $l = 16 \text{ km}$

SZ: $S_Q'' = 1000 \text{ MVA}$

Rozwiązanie

Określamy schemat zastępczy obwodu zwarciovego:



Obliczamy impedancje elementów na poziomie napięcia sieci, w której wystąpiło zwarcie.

Zastępcza sieć zasilająca:

Przyjmujemy $R_Q = 0$

$$X_Q = 1,1 \frac{U_n^2}{S_Q''} \frac{1}{U_T^2} = 1,1 \frac{110^2}{1000} \left(\frac{16,5}{115} \right)^2 = 0,27 \Omega$$

Transformator:

$$Z_T = \frac{\Delta u_{z\%}}{100\%} \frac{U_{nT}^2}{S_{nT}} = 0,11 \frac{16,5^2}{10} = 2,72 \Omega$$

$$R_T = \Delta P_{Cu} \frac{U_{nT}^2}{S_{nT}^2} = \frac{64}{10000} \frac{16,5^2}{10} = 0,17 \Omega$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{2,72^2 - 0,17^2} = 2,71 \Omega$$

$$K_T = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 X_T} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \left(\frac{X_T}{U_{nT}^2} S_{nT} \right)} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \left(\frac{2,71}{16,5^2} \cdot 10 \right)} = 0,99$$

$$\underline{Z}_{TK} = K_T \underline{Z}_T = 0,99 \cdot (0,17 + j2,71) = (0,168 + j2,683) \Omega$$

Linia:

$$R_L = R'_L \cdot l = 0,24 \cdot 16 = 3,84 \Omega$$

$$X_L = X'_L \cdot l = 0,4 \cdot 16 = 6,4 \Omega$$

Ponieważ $\frac{X_T}{X_Q} = \frac{2,71}{0,27} = 10,04 > 2$, zatem zwarcie możemy uznać za odległe.

Obliczamy impedancję obwodu zwarciovego.

$$R_k = R_{TK} + \frac{1}{2} X_L = 0,168 + \frac{3,84}{2} = 2,09 \Omega$$

$$X_k = X_Q + X_{TK} + \frac{1}{2} X_L = 0,27 + 2,683 + \frac{6,4}{2} = 6,153 \Omega$$

$$\underline{Z}_k = R_k + jX_k = (2,09 + j6,153) \Omega$$

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} = \sqrt{2,09^2 + 6,153^2} = 6,50 \Omega$$

Obliczamy prąd początkowy.

$$I_k'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_k} = \frac{1,1 \cdot 15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,52} = 1,46 \text{ kA}$$

Wyznaczamy prąd udarowy.

Dla $R_k/X_k = 2,09/6,153 = 0,34$ współczynnik κ wynosi:

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,34} = 1,37$$

$$i_p = \sqrt{2} \kappa I_k'' = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 1,46 = 2,83 \text{ kA}$$

Pytania kontrolne

1. Podać przyczyny występowania zwarć w sieciach elektroenergetycznych.
2. Omówić skutki prądów zwarciovych.
3. W jakim celu wyznacza się maksymalne prądy zwarciove?
4. W jakim celu wyznacza się minimalne prądy zwarciove?
5. Dlaczego w przebiegu prądu zwarciovego pojawia się składowa aperiodyczna?
6. Zakładając kąt impedancji obwodu zwarciovego równy 90° , podać przy jakim kącie fazowym napięcia składowa aperiodyczna będzie maksymalna, a przy jakim minimalna.
7. Określić charakter prądu zwarciovego przy zwarciovach odległych.
8. Określić charakter prądu zwarciovego przy zwarciovach pobliskich
9. Co to jest prąd zwarciovy początkovy?
10. Podać definicje charakterystycznych parametrów prądu zwarciovego.
11. Co to jest moc zwarciova i jaka jest jej fizyczna interpretacja?
12. Jakie założenia przyjmuje się przy obliczaniu prądów zwarciovych?

Rozdział 6. Obliczanie strat mocy i energii

6.1. Podział strat

Każdemu procesowi wytwarzania, przesyłu i użytkowania energii elektrycznej towarzyszą straty. Racjonalne gospodarowanie energią polega na ich minimalizacji. Ogólnie straty można podzielić na dwie grupy:

- związane z użytkowaniem energii, np. marnotrawstwo, zła konserwacja urządzeń
- związane z przesyłem energii, występujące w elementach układu elektroenergetycznego.

W dalszej części rozdziału mowa będzie jedynie o stratach grupy drugiej.

6.2. Straty w przewodach

W przewodach linii występują straty mocy spowodowane zarówno przepływem prądu jak i zjawiskami związanymi ze zmiennym polem elektrycznym i magnetycznym. Straty mocy czynnej związane są z rezystancją przewodu i w układzie 3-fazowym, przy stałym obciążeniu przewodu, wyrażają się wzorem

$$\Delta P = 3 I^2 R \quad (6.1)$$

gdzie I jest prądem płynącym przez przewód, a R rezystancją tego przewodu.

Straty mocy biernej występują na reaktancji przewodu X :

$$\Delta Q = 3 I^2 X \quad (6.2)$$

Z punktu widzenia ekonomicznej pracy systemu elektroenergetycznego najistotniejsze są straty mocy i energii czynnej, które dla przedziału czasu $\Delta t = t_2 - t_1$ określa zależność

$$\Delta A = \Delta P \cdot \Delta t \quad (6.3)$$

Przy obciążeniu zmiennym określa się straty mocy występujące przy prądzie maksymalnym:

$$\Delta P_{\max} = 3 I_{\max}^2 R \quad (6.4)$$

W takim przypadku straty energii wyrażone są wzorem:

$$\Delta A = \int_{t_1}^{t_2} \Delta P_t dt \quad (6.5)$$

Korzystanie ze powyższego wzoru wymaga znajomości zmienności strat w czasie, co w praktyce może być trudne do uzyskania. Dla ułatwienia obliczeń wprowadza się pojęcie zastępczego czasu trwania strat maksymalnych $t_{\Delta P_{\max}}$, dla którego straty energii przy obciążeniu maksymalnym równe są stratom energii przy rzeczywistym obciążeniu zmiennym:

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot t_{\Delta P_{\max}} \quad (6.6)$$

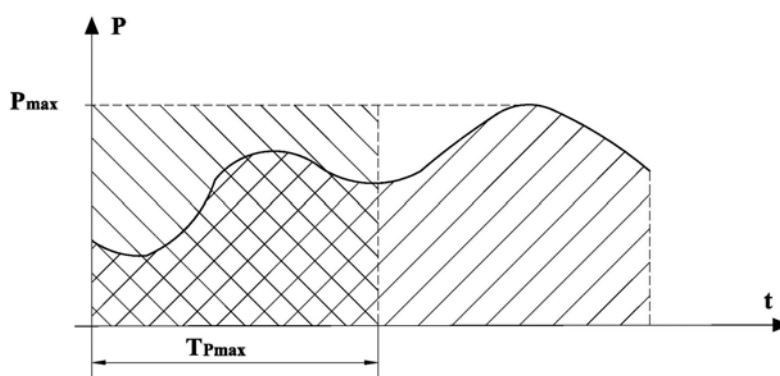
Z porównania wzorów (6.5) i (6.6) otrzymuje się

$$t_{\Delta P_{\max}} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \Delta P_t dt}{\Delta P_{\max}} \quad (6.7)$$

Pojęcie zastępczego czasu trwania strat maksymalnych jest analogiczne do pojęcia zastępczego czasu trwania mocy maksymalnej $T_{P_{\max}}$:

$$T_{P_{\max}} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_t dt}{P_{\max}} \quad (6.8)$$

Jest nim zastępczy czas, w którym musiałyby trwać obciążenie maksymalne, aby wydzieliła się taka sama ilość energii jak przy obciążeniu zmiennym. Na przykładowym wykresie obciążenia z rys. 6.1 czas $T_{P_{\max}}$ wyznacza się w taki sposób, aby pole powierzchni prostokąta o bokach P_{\max} i $T_{P_{\max}}$ było równe polu powierzchni pod krzywą obciążenia.



Rys. 6.1. Ilustracja czasu $T_{P_{\max}}$ na przykładowym wykresie obciążenia.

Czas $T_{P_{\max}}$ jest zwykle dany, a $t_{\Delta P_{\max}}$ oblicza się w funkcji $T_{P_{\max}}$ z zależności analitycznych lub graficznych ustalonych empirycznie na podstawie pomiarów rzeczywistych.

Przykład 6.1

W linii o napięciu znamionowym 15 kV i impedancji $\underline{Z}_l = (3+j4) \Omega$ wystąpiły straty mocy czynnej $\Delta P = 6,3$ kW. Obliczyć moc odbioru przyłączonego na końcu linii, przy założeniu, że odbiór ma charakter pojemnościowy, a współczynnik mocy odbioru $\cos \varphi_2 = 0,9$.

Rozwiązanie

Ze strat mocy czynnej wyznaczamy prąd płynący przez linię.

Ponieważ

$$\Delta P = 3 I_2^2 R_L$$

więc

$$I_2 = \sqrt{\frac{\Delta P}{3R_L}} = \sqrt{\frac{6,3 \cdot 10^3}{3 \cdot 3}} = 26,46 \text{ A}$$

oraz

$$\underline{I}_2 = I_2 (\cos \varphi_2 + j \sin \varphi_2) = 26,46 (0,9 + j0,44) = (23,81 + j11,64) \text{ A}$$

Moc odbioru

$$\underline{S}_2 = \sqrt{3} U_n \underline{I}_2^* = \sqrt{3} \cdot 15 \cdot 10^3 \cdot (23,81 - j11,64) = (618,60 - j302,42) \text{ kVA}$$

$$S_2 = \sqrt{3} U_n I_2 = \sqrt{3} \cdot 15 \cdot 10^3 \cdot 26,46 = 687,45 \text{ kVA}$$

6.3. Straty w transformatorach

Straty mocy czynnej w transformatorach dzieli się na 2 grupy:

- straty w rdzeniu żelaznym, zwane krótko stratami w żelazie ΔP_{Fe} lub stratami jałowymi - ΔP_j ,
- straty w przewodach uzwojenia, zwane stratami w miedzi ΔP_{Cu} lub stratami obciążeniowymi - ΔP_o .

Straty jałowe są proporcjonalne do kwadratu napięcia i nie zależą od obciążenia. Ponieważ w normalnych warunkach ruchowych napięcie nie ulega większym zmianom, dlatego też straty jałowe uważa się za stałe. Wartość tych strat podawana jest w katalogach.

Straty obciążeniowe są wynikiem przepływu prądu przez uzwojenie, a więc wyraża się je taką samą zależnością, jak straty w przewodach:

$$\Delta P_{oT} = 3 I^2 R_T \quad (6.9)$$

gdzie R_T - rezystancja jednej fazy uzwojenia transformatora.

Przy przepływie prądu znamionowego

$$\Delta P_{\text{onT}} = 3 I_{\text{nT}}^2 R_{\text{T}} \quad (6.10)$$

Dzieląc stronami równania (6.9) i (6.10) otrzymuje się:

$$\Delta P_{\text{oT}} = \Delta P_{\text{onT}} \left(\frac{I}{I_{\text{nT}}} \right)^2 = \Delta P_{\text{onT}} \left(\frac{S}{S_{\text{nT}}} \right)^2 \quad (6.11)$$

gdzie S jest mocą pozorną obciążenia.

Wzór (6.11) pozwala na obliczenie strat przy dowolnym obciążeniu transformatora w zależności od strat przy obciążeniu znamionowym, które podawane są w katalogach. W szczególności, dla obciążenia maksymalnego:

$$\Delta P_{\text{oTmax}} = \Delta P_{\text{onT}} \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{nT}}} \right)^2 = \Delta P_{\text{onT}} \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{nT}}} \right)^2 \quad (6.12)$$

Łączne straty mocy czynnej w transformatorze są sumą strat jałowych i obciążeniowych

$$\Delta P_{\text{T}} = \Delta P_{\text{jT}} + \Delta P_{\text{onT}} \left(\frac{S}{S_{\text{nT}}} \right)^2 \quad (6.13)$$

Jałowe straty energii czynnej trwają przez czas załączenia transformatora pod napięcie, zaś straty obciążeniowe tylko przy obciążeniu transformatora. Przy założeniu, że transformator załączony jest przez cały rok (8760 godzin) łączne straty energii czynnej w transformatorze można wyznaczyć z zależności

$$\Delta A_{\text{T}} = \Delta P_{\text{jT}} \cdot 8760 + (\Delta P_{\text{onT}}) \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{nT}}} \right)^2 t_{\Delta P_{\text{max}}} \quad (6.14)$$

przy czym S_{max} oznacza obciążenie maksymalne, a $t_{\Delta P_{\text{max}}}$ – analogicznie jak w przypadku przewodów (rozdział 6.2) – czas trwania maksymalnych strat.

Straty mocy biernej w transformatorze są związane z magnesowaniem rdzenia oraz z reaktancją indukcyjną uzwojenia. Straty jałowe, powstające przy magnesowaniu rdzenia, można obliczyć z zależności:

$$\Delta Q_{\text{jT}} = \frac{I_0}{100} S_{\text{nT}} \quad (6.15)$$

gdzie I_0 - prąd stanu jałowego transformatora, w %.

Straty obciążeniowe określa wzór analogiczny do 6.2:

$$\Delta Q_{oT} = 3 I^2 X_T \quad (6.16)$$

Ponieważ dla obciążenia znamionowego

$$\Delta Q_{onT} = 3 I_n^2 X_T$$

a więc

$$\Delta Q_{oT} = \Delta Q_{onT} \left(\frac{I}{I_{nT}} \right)^2 = \Delta Q_{on} \left(\frac{S}{S_{nT}} \right)^2 \quad (6.17)$$

Straty mocy biernej przy obciążeniu znamionowym oblicza się w zależności od składowej biernej napięcia zwarcia:

$$\Delta Q_{onT} = \frac{S_{nT}}{100} u_{x\%} = \frac{S_n}{100} \sqrt{u_{z\%}^2 - u_{r\%}^2} = \frac{S_n}{100} \sqrt{u_{z\%}^2 - \Delta P_{Cu\%}^2} \quad (6.18)$$

Dla transformatorów o większych mocach (powyżej 500 kVA) można przyjąć, że $u_{x\%} = u_{z\%}$, a zatem

$$\Delta Q_{onT} = \frac{u_{z\%}}{100} S_{nT} \quad (6.19)$$

Łączne straty mocy biernej w transformatorze:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{jT} + \Delta Q_{onT} \left(\frac{S}{S_{nT}} \right)^2 \quad (6.20)$$

Pytania kontrolne

1. W jaki sposób wyznacza się straty mocy czynnej w 3-fazowej linii przesyłowej?
2. Co to jest czas trwania mocy maksymalnej?
3. W jaki sposób wyznacza się straty energii w linii przy obciążeniu zmiennym?
4. Jakie straty mocy czynnej występują w transformatorze?
5. Od czego zależą jałowe straty energii w transformatorze?
6. W jaki sposób wyznacza się straty obciążeniowe energii czynnej w transformatorze?

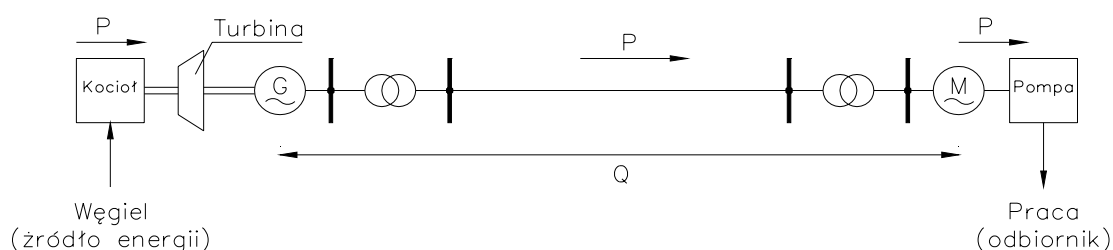
CZĘŚĆ III. PRACA SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH

Rozdział 7. Gospodarka mocą i energią bierną

7.1. Skutki przesyłu mocy biernej przez sieć elektroenergetyczną

Moc czynna jest wynikiem przemian energetycznych określonego surowca i może być zamieniona na pracę. Moc bierna jest natomiast charakterystyczna dla zjawisk elektrycznych w obwodach prądu przemiennego, przepływa między źródłem i odbiornikiem prądu i nie może być zamieniona na pracę.

Schemat przepływu mocy w układzie elektroenergetycznym przedstawiono na rys. 7.1.



Rys. 7.1. Schemat przepływu mocy od źródła do odbiornika.

Źródłami mocy czynnej są generatory, natomiast źródłami mocy biernej mogą być generatory, ale także inne elementy systemu elektroenergetycznego jak: kompensatory synchroniczne, baterie kondensatorów, układy energoelektroniczne, a także linie wysokiego napięcia. Przybliżone, procentowe wartości mocy czynnej i biernej produkowane i zużywane w polskim SEE zamieszczono w tabeli 7.1.

Tab. 7.1. Bilans mocy czynnej i biernej w SEE

	Generacja	Zużycie
P	Generatory – 100%	Odbiorniki – 89% Straty w SE – 11%
Q	Generatory – 54% Pojemności linii – 25% Kondensatory – 20% Kompensatory – 1%	Odbiorniki - 53% Straty w SE – 47% w tym: transformatory – 30% linie – 17%

Moc czynna i bierna przesyłana przez sieć elektroenergetyczną wywołuje podobne skutki w elementach tej sieci, tj. obciążenie cieplne, spadki napięcia, straty mocy i energii. Można je zobrazować posługując się tangensem kąta impedancji odbioru $\operatorname{tg}\varphi=Q/P$. Częściej jednak wykorzystywany jest w tym celu współczynnik mocy odbioru $\cos\varphi=P/S$.

Obciążenie cieplne urządzeń

Prąd obciążenia linii lub urządzenia wynika zarówno z przesyłanej przez nie mocy czynnej jak i biernej. Maksymalna wartość tego prądu nie może przekroczyć wartości dopuszczalnej długotrwale I_{dd} , która nie powoduje przekroczenia dopuszczalnej temperatury części wiodących prąd:

$$I_{\max} = I_{dd} = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos\varphi} = \text{const} \quad (7.1)$$

Z powyższego wzoru wynika, że przy danej wartości prądu I_{dd} stosunek przesyłanej mocy czynnej do współczynnika mocy musi być wielkością stałą. Jeżeli więc przy wzroście mocy biernej maleje wartość współczynnika mocy, to w takim samym stosunku musi zmaleć wartość przesyłanej mocy czynnej. Wartość przesyłanej mocy czynnej jest miarą przepustowości urządzeń. W generatorach ograniczenie mocy czynnej jest większe, gdyż przy małym współczynniku mocy, na skutek zwiększonego oddziaływania twornika, maleje napięcie na zaciskach. Powoduje to konieczność zwiększenia poziomu wzbudzenia maszyny, co z kolei skutkuje zmniejszaniem obciążenia mocą pozorną, ze względu na ograniczenie nagrzewania wirnika.

Spadki napięcia

Do oceny wpływu współczynnika mocy na wartości spadków napięcia w sieci można wykorzystać wzór przybliżony

$$\delta U = IR \cos\varphi + IX \sin\varphi = IR\left(\cos\varphi + \frac{X}{R} \sin\varphi\right) \quad (7.2)$$

gdzie R i X są odpowiednio rezystancją i reaktancją linii.

O wartości spadków napięcia decyduje drugi ze składników wzoru (7.2), gdyż stosunek X/R jest dla większości linii większy od jedności (szczególnie w sieciach SN i WN). Zatem, przy malejącym $\cos\varphi$, a więc zwiększonym przesyłanej mocy biernej, rosną spadki napięcia w sieciach elektroenergetycznych.

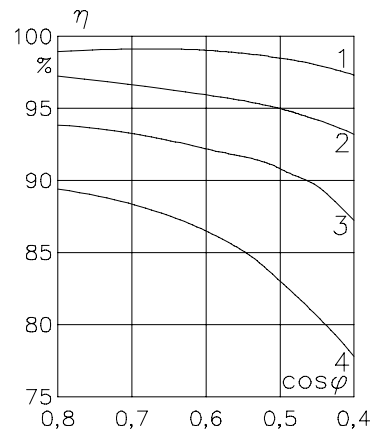
Zwiększenie strat mocy

Straty mocy czynnej zależą zarówno od wartości przesyłanej mocy czynnej jak i mocy biernej:

$$\Delta P = 3I^2 R = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3}U} \right)^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R \quad (7.3)$$

gdzie R jest rezystancją elementu.

Przy malejącym $\cos\phi$ rosną straty mocy, a więc maleje sprawność urządzeń i całego systemu elektroenergetycznego. Oznacza to jednocześnie zwiększenie kosztów przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Zależność sprawności od współczynnika mocy pokazano na rys. 7.2.



Rys. 7.2. Zależność sprawności od współczynnika mocy:
1 - transformatora, 2 - generatora, 3 - linii przesyłowej,
4 - całkowita systemu elektroenergetycznego.

Omówione powyżej skutki techniczne i ekonomiczne mogą nie stanowić poważniejszego problemu tylko w małych wydzielonych układach elektroenergetycznych, przy krótkich połączeniach między odbiorcami i elektrownią oraz przy nielicznych stopniach transformacji. W rozbudowanych systemach elektroenergetycznych są one jednak znaczące. Oczywiście i uzasadnione jest zatem dążenie do zwiększania wartości współczynnika mocy, a więc ograniczania przesyłu przez sieć mocy biernej.

Środki służące temu celowi można podzielić na dwie grupy:

- naturalne, związane z odpowiednim doбором i eksploatacją urządzeń
- sztuczne, związane z instalowaniem dodatkowych urządzeń wytwarzających moc bierną.

Naturalny sposób poprawy współczynnika mocy wiąże się z właściwą eksploatacją urządzeń pobierających największe ilości mocy biernej. Należą do nich przede wszystkim silniki asynchroniczne, które pokrywają około 70% całkowitego zapotrzebowania na tę moc. Silniki asynchroniczne pobierają moc bierną magnesowania (biegu jałowego), zależną od

kwadratu napięcia zasilającego oraz moc bierną rozproszenia, wynikającą z przepływu prądu przez uzwojenie o reaktancji indukcyjnej. Im mniejsze jest obciążenie silnika w stosunku do obciążenia znamionowego, tym większy jest udział mocy biernej i mniejszy współczynnik mocy. Właściwa eksploatacja silników polega więc na ograniczaniu pracy jałowej, a odpowiedni dobór oznacza dobór na moc obciążenia bliską mocy znamionowej.

Ograniczanie przesyłu mocy biernej środkami naturalnymi ma niewielkie znaczenie praktyczne. Poprawę współczynnika mocy uzyskuje się przede wszystkim przez instalowanie dodatkowych źródeł mocy biernej w pobliżu miejsc jej zapotrzebowania. Działanie takie nazywa się kompensacją mocy biernej.

7.2. Kompensacja mocy biernej

Pobór mocy biernej indukcyjnej można interpretować jako wytwarzanie mocy biernej pojemnościowej, a zatem do kompensacji mocy biernej można wykorzystać urządzenia stanowiące obciążenie pojemnościowe, np. kompensatory synchroniczne lub kondensatory.

Urządzenie wytwarzające moc bierną pobiera także pewną moc czynną. Z ekonomicznego punktu widzenia, kompensacja będzie celowa wówczas, gdy zmniejszenie strat w sieci, będące efektem zainstalowania urządzenia kompensacyjnego, będzie większe niż zużycie mocy czynnej przez to urządzenie.

Do kompensacji mocy biernej powszechnie stosuje się baterie kondensatorów. Wybór ten wynika ze względów ekonomicznych (koszty jednostkowe baterii kondensatorów są mniejsze niż koszty kompensatorów synchronicznych) oraz z prostoty ich instalowania i eksploatacji. W sieciach przemysłowych rolę urządzeń kompensacyjnych mogą także spełniać silniki synchroniczne stosowane do napędu niektórych urządzeń, chociaż jest to gospodarczo uzasadnione tylko przy dużych mocach urządzeń (powyżej 100 kVA) oraz długim rocznym czasie pracy napędu (powyżej 4000 h).

W zależności od miejsca zainstalowania źródła mocy biernej w sieci odbiorcy rozróżnia się trzy rodzaje kompensacji:

- centralna
- grupowa
- indywidualna.

Kompensacja centralna

Kompensacja centralna jest realizowana w stacji głównej odbiorcy (rys. 7.3). Baterie kondensatorów mogą być instalowane po stronie górnej lub dolnej transformatora. W pierwszym przypadku kompensuje się nie tylko moc zapotrzebowaną odbiorców, ale także moc bierną pobieraną przez transformator. Moc dosyłana z sieci jest różnicą mocy zapotrzebowanej Q_o i mocy urządzenia kompensacyjnego Q_c :

$$Q_s = Q_o - Q_c \quad (7.4)$$

Moc baterii kondensatorów Q_c wyznacza się w zależności od wymaganego współczynnika mocy ($\text{tg}\varphi$) na szynach stacji głównej.

Przed kompensacją:

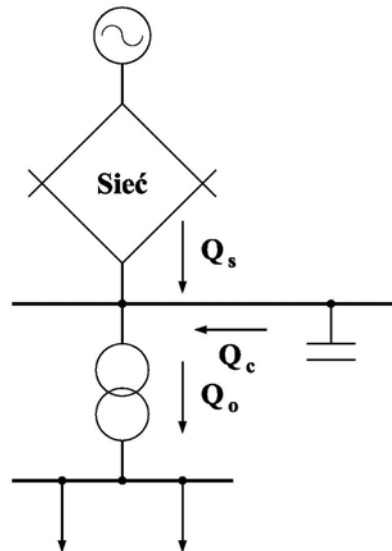
$$\text{tg}\varphi_0 = \frac{Q_0}{P_0} \quad (7.5)$$

Po kompensacji:

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q_0 - Q_c}{P_0} \quad (7.6)$$

Z porównania wzorów (7.5) i (7.6) wynika

$$Q_c = Q_0 - P_0 \cdot \text{tg}\varphi = P_0 (\text{tg}\varphi_0 - \text{tg}\varphi) \quad (7.7)$$



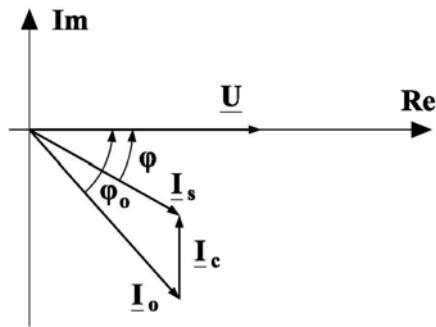
Rys. 7.3. Bilans mocy biernej u odbiorcy przemysłowego:

Q_0 - zapotrzebowana moc bierna,

Q_s - moc bierna dostarczana z sieci,

Q_c - moc bierna wytworzona przez urządzenie kompensacyjne.

Wykres wskazowy prądów przed i po kompensacji przedstawiono na rys. 7.4.



Rys. 7.4. Wykres wskazowy prądów przy kompensacji mocy biernej.

Kompensacja grupowa

Przy kompensacji grupowej baterie kondensatorów instaluje się w rozdzielnicach, z których zasilane są grupy odbiorników. Całkowita moc kompensacyjna wynika z założonej wartości $\cos\varphi$ na szynach stacji głównej, natomiast moce poszczególnych baterii wyznacza się w oparciu o kryterium minimalizacji strat mocy czynnej w sieci rozdzielczej odbiorcy. Dla sieci promieniowej zagadnienie to można rozwiązać w sposób ogólny. Dla i -tej rozdzielnicy otrzymuje się w efekcie następująca zależność:

$$Q_{ci} = Q_{oi} - \left(Q_o - Q_c \frac{R}{R_i} \right) \quad (7.8)$$

gdzie Q_{oi} jest mocą zapotrzebowaną i -tej rozdzielnicy, R_i jest rezystancją linii zasilającej tę rozdzielnicę, a R sumą rezystancji wszystkich linii.

W praktyce moc bierna pobierana z rozdzielnicy zmienia się na skutek zmiany mocy biernej przyłączonych do niej odbiorników. W takiej sytuacji moce poszczególnych baterii kompensacyjnych dobiera się do obciążenia maksymalnego, a dodatkowo stosuje się regulator sterujący załączaniem i wyłączaniem poszczególnych stopni baterii w taki sposób, aby przy zmianie pobieranej mocy biernej utrzymywany był stały współczynnik mocy.

Kompensacja indywidualna

Ten rodzaj kompensacji dotyczy pojedynczych odbiorników. Moc bierna generowana ściśle odpowiada mocy zapotrzebowanej. Kondensator i odbiornik stanowią w tym przypadku praktycznie jedno urządzenie, wspólnie przyłączane do sieci (np. świetlówki).

Przykład 7.1

Linia o napięciu znamionowym 6 kV i impedancji $\underline{Z}_l = (2+j3) \Omega$ obciążona jest mocą $S_2=1,2$ MVA, przy $\cos\varphi_2=0,8$ ind. Napięcie na końcu linii wynosi $U_2=5,9$ kV. Obliczyć moc baterii kondensatorów, jaką należy przyłączyć na końcu linii, aby straty mocy czynnej w linii były minimalne.

Rozwiązanie

Obliczamy prąd odbioru

$$I_2 = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{1,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5,95} = 116,44 \text{ A}$$

$$\underline{I}_2 = I_2 (\cos \varphi_2 - j \sin \varphi_2) = 116,44 (0,8 - j0,6) = (93,15 - j69,86) \text{ A}$$

Minimalne straty mocy czynnej wystąpią, gdy składowa urojona (bierna) prądu płynącego przez linię będzie równa zeru.

$$\Delta P = \min \Leftrightarrow I_L'' = 0$$

Ponieważ przy kompensacji równoległej

$$I_L'' = -I_2'' + I_c$$

więc

$$I_c = I_2''$$

Obliczamy moc baterii

$$Q_c = \sqrt{3} U_n I_c = \sqrt{3} 6 \cdot 10^3 \cdot 69,86 = 726,01 \text{ kVar}$$

Przykład 7.2

Linia o napięciu znamionowym 6 kV i impedancji $Z_L = (2+j3) \Omega$ obciążona jest mocą $S_2=1,6 \text{ MVA}$, przy $\cos \varphi_2=0,8$ ind. Napięcie na końcu linii wynosi $U_2=5,9 \text{ kV}$. Obliczyć moc baterii kondensatorów, jaką należy przyłączyć na końcu linii, aby spadek napięcia w linii nie przekraczał 5%.

Rozwiązanie

Procentowy spadek napięcia w linii wyrażony jest zależnością

$$\delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} (I_L' R_L - I_L'' X_L) \cdot 100\%}{U_n} = \frac{\sqrt{3} (I_L' R_L - (-I_2'' + I_c) X_L) \cdot 100\%}{U_n}$$

Po przekształceniu

$$I_c = \frac{1}{X_L} \left(I_2' R_L - \frac{\delta U_{\%} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot 100\%} \right) + I_2'' = \frac{1}{3} \left(93,15 \cdot 2 - \frac{5 \cdot 6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 100\%} \right) + 69,86 = 74,23 \text{ A}$$

Obliczamy moc baterii

$$Q_c = \sqrt{3} U_n I_c = \sqrt{3} 6 \cdot 10^3 \cdot 74,23 = 771,42 \text{ kVar}$$

Pytania kontrolne

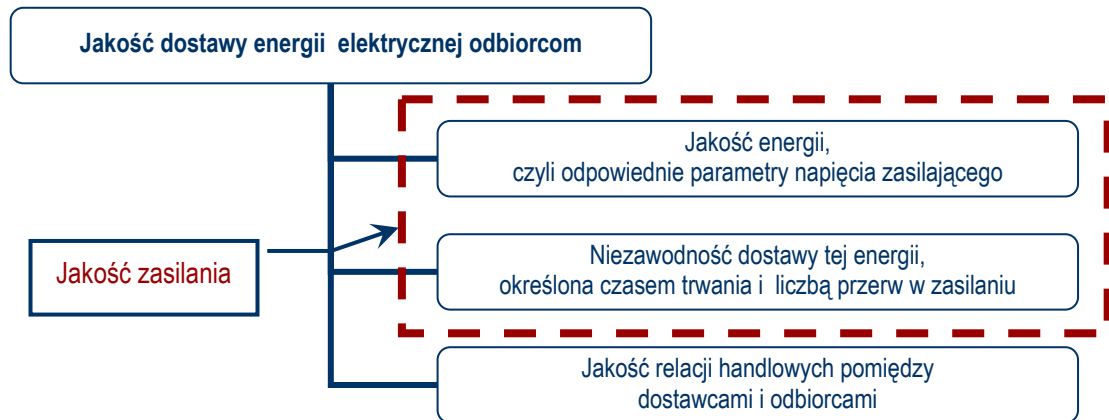
1. Jak zmieni się przepustowość linii przesyłowej, jeśli w wyniku kompensacji mocy biernej współczynnik mocy wzrósł z wartości $\cos\varphi_1$ do wartości $\cos\varphi_2$?
2. Jak zmieniają się straty mocy czynnej w linii, jeśli w wyniku kompensacji mocy biernej współczynnik mocy wzrósł z wartości $\cos\varphi_1$ do wartości $\cos\varphi_2$?
3. Jak zmieni się spadek napięcia w linii przesyłowej, jeśli w wyniku kompensacji mocy biernej współczynnik mocy wzrósł z wartości $\cos\varphi_1$ do wartości $\cos\varphi_2$?
4. Jaka musi być moc baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej, aby spadek napięcia w linii był równy zeru?
5. Jaka musi być moc baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej, aby straty mocy czynnej były minimalne?

Rozdział 8. Jakość zasilania

8.1. Wprowadzenie

W ostatnich latach szczególnego znaczenia w praktyce nabierają zagadnienia jakości dostawy energii elektrycznej odbiorcom. Na jakość tę składają się następujące zagadnienia (rys. 8.1):

- jakość energii, czyli odpowiednie parametry napięcia zasilającego,
- pewność (niezawodność) dostawy tej energii, określona czasem trwania i liczbą przerw w zasilaniu,
- jakość relacji handlowych pomiędzy dostawcami i odbiorcami.



Rys. 8.1. Podział zagadnień dotyczących jakości dostawy energii elektrycznej.

Dwa pierwsze z wymienionych problemów dotyczą technicznej i ekonomicznej strony procesu dostawy energii elektrycznej i charakteryzują jakość zasilania, trzeci zaś określa poziom obsługi odbiorców energii, czyli klientów przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Wzrastająca waga tych zagadnień wynika zarówno ze zwiększających się ciągle wymagań technicznych jak i rosnących oczekiwań odbiorców, widocznych zwłaszcza w warunkach rozwijających się rynków energii.

Wraz z rozwojem nowych technologii, układów i urządzeń wzrasta wykorzystanie odbiorników szczególnie wrażliwych na niedotrzymanie standardów jakościowych. Coraz częściej obserwowane są w praktyce negatywne zjawiska powodujące zakłócenia w pracy układów regulacji, sterowania czy systemów pomiarowych urządzeń, wynikające z pogorszenia jakości energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych. Zakłócenia te mogą powodować znaczne straty techniczne i ekonomiczne u odbiorców, co z kolei skutkuje żądaniem odpowiednich rekompensat finansowych od dostawców energii. Jednocześnie należy zauważyć, że liczba przypadków pogorszenia jakości zasilania systematycznie wzrasta, a to za sprawą

zwiększającego się wykorzystania odbiorników będących źródłami zaburzeń, charakteryzujących się szybkozmiennym poborem mocy, nieliniową charakterystyką napięciowo-prądową lub asymetrią obciążenia.

Szczególnie złożone jest zagadnienie utrzymania odpowiedniej jakości zasilania w sieciach odbiorczych, do których przyłączone są rozproszone źródła energii. Źródła takie z jednej strony zachowują się jak odbiorniki zaburzające, a więc pogarszają jakość energii elektrycznej, z drugiej zaś mogą być wykorzystane do poprawy tej jakości (patrz rozdział 10).

Pojęcia i normalizacja w dziedzinie jakości energii elektrycznej są ściśle związane z pojęciami i normalizacją w dziedzinie kompatybilności elektromagnetycznej. Z przyjętej przez Międzynarodową Komisję Elektrotechniczną (*International Technical Commission - IEC*) definicji wynika, że kompatybilność elektromagnetyczną odnosi się zarówno do zagadnień odporności urządzeń na zaburzenia występujące w środowisku w jakim pracują, jak również do emisji tych zaburzeń. Wzajemna relacja pomiędzy poziomem emisji i odporności umożliwia określenie poziomu kompatybilności elektromagnetycznej dla określonego zaburzenia. Zgodnie z normą [73] jest nim maksymalny poziom zaburzenia, które może oddziaływać na urządzenie nie powodując utraty jego funkcji użytkowych. Można więc stwierdzić, że z punktu widzenia użytkownika poziomy kompatybilności ustalone dla poszczególnych zaburzeń stanowią jednocześnie dopuszczalne parametry jakości energii elektrycznej w miejscu przyłączenia odbiorników.

Podstawowymi międzynarodowymi dokumentami normalizacyjnymi w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej są normy wydawane w serii 61000 [63 – 70]. Seria ta podzielona jest na kilka części. Definicje wskaźników jakościowych oraz poziomy kompatybilności dotyczące sieci odbiorczych średniego (SN) i niskiego (nn) napięcia podane są w części 2 – Środowisko. Dopuszczalne poziomy emisji wybranych zaburzeń zawarte są w normach części 3 - Limity, zaś metod pomiarowych dotyczą normy części 4 –Techniki pomiarowe.

O ile poziomy kompatybilności dotyczą głównie projektowania układu zasilającego, o tyle jakość energii elektrycznej w istniejących już i eksploatowanych sieciach elektroenergetycznych ocenia się na drodze pomiarowej, przez porównanie zmierzonych wartości parametrów napięcia zasilającego z ich wartościami dopuszczalnymi. Parametry te zdefiniowane są w normie [58], która dla niektórych z nich podaje także wartości dopuszczalne, w odniesieniu do punktu przyłączenia instalacji odbiorcy nn lub SN do sieci publicznej, tzw. PWP. Dopuszczalne wartości parametrów jakości energii elektrycznej podane w normie EN 50160 są z reguły zgodne z poziomami kompatybilności elektromagnetycznej określonymi dla poszczególnych zaburzeń w normach IEC.

Podstawowym dokumentem określającym zarówno standardy jakościowe obsługi odbiorców, jak i parametry techniczne napięcia zasilającego w krajowym systemie elektroenergetycznym jest [75] stanowiące akt wykonawczy do Ustawy Prawo energetyczne [74]. Wartości dopuszczalne parametrów napięcia podane są w Rozporządzeniu w zależności od napięcia znamionowego sieci, do której przyłączani są odbiorcy energii¹⁰. W odniesieniu do sieci SN i nn są one zgodne z odpowiednimi wartościami zawartymi w normie [58]. Zgodnie z ustawą [74], jakość zasilania musi być uwzględniana nie tylko w taryfach opłat, ale także

¹⁰ Podmioty przyłączane do sieci elektroenergetycznej dzieli się na 6 grup przyłączeniowych, zależnie od napięcia znamionowego sieci, do której są bezpośrednio przyłączani.

w nowych umowach o dostawę energii elektrycznej. Umowa taka zobowiązuje zarówno dostawcę jak i odbiorcę energii do utrzymania określonych parametrów jakościowych w punkcie wspólnego przyłączenia (PWP). Można więc stwierdzić, że obok oczywistych przyczyn technicznych i ekonomicznych również względy prawne uzasadniają konieczność utrzymania odpowiedniej jakości zasilania odbiorców energią elektryczną.

8.2. Jakość energii elektrycznej

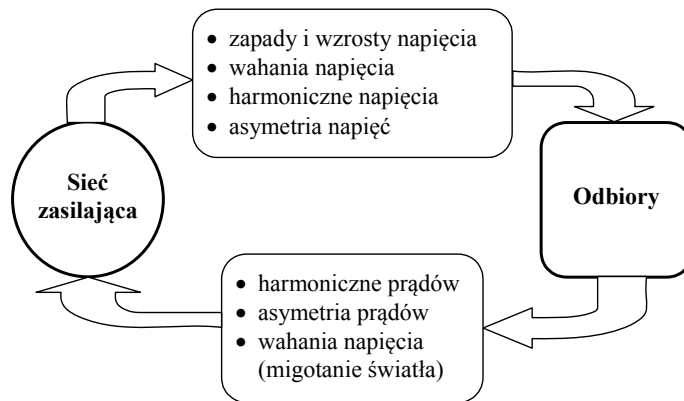
8.2.1. Parametry jakości

Generatory synchroniczne wytwarzają napięcie sinusoidalne, o stałej amplitudzie. Napięcia 3 faz tworzą układ symetryczny, tzn. są przesunięte w fazie względem siebie o 120° elektrycznych. W węzłach sieci elektroenergetycznej, w szczególności sieci odbiorczej, napięcie różni się od przebiegu idealnego, występującego na zaciskach źródeł. Zmiany te spowodowane są zaburzeniami elektromagnetycznymi wprowadzanymi do sieci przez przyłączone do niej odbiory.

Jakość energii elektrycznej odnosi się do pewnych znormalizowanych cech (parametrów) napięcia zasilającego, które charakteryzują poziom określonego zaburzenia elektromagnetycznego¹¹, powodującego zmiany w idealnym przebiegu napięcia.

Zaburzenia zwykle dzieli się na kategorie według kryterium czasu ich trwania. Najkrócej, w zakresie milisekund i sekund, trwają stany przejściowe oraz zmiany amplitudy napięcia spowodowane zaburzeniami i łączeniami występującymi w sieciach elektroenergetycznych. Odrębną kategorię stanowią zmiany napięcia wynikające ze zmian obciążenia sieci. Obejmują one zarówno obniżenia jak i wzrosty napięcia i dotyczą czasów rzędu minut. Stanów ustalonych zaś dotyczą zaburzenia wprowadzane do sieci przez odbiory nieliniowe i odbiory tzw. niespokojne, charakteryzujące się szybkozmiennym poborem mocy. Należą do nich odkształcenie krzywej i wahania amplitudy napięcia oraz asymetria napięć trójfazowych. Na rysunku 8.2 pokazano źródła typowych zaburzeń stwarzających problemy z utrzymaniem jakości energii elektrycznej.

¹¹ Zgodnie z [73], zaburzeniem elektromagnetycznym jest każde zjawisko elektromagnetyczne, które może spowodować pogorszenie działania urządzeń. Terminu „zaburzenie” używa się w elektroenergetyce często zamiennie z terminem „zakłócenie”, chociaż norma stosuje to ostatnie w znaczeniu skutku działania zaburzenia.



Rys. 8.2. Źródła typowych zaburzeń pogarszających jakość energii elektrycznej.

Poniżej zostaną podane definicje i wartości dopuszczalne parametrów jakościowych.

Odchylenie częstotliwości

Częstotliwość w systemie elektroenergetycznym jest stała, a jej znamionowa wartość wynosi 50 Hz. Zmiana częstotliwości jest efektem zmiany mocy czynnej odbiorów. Odchylenie częstotliwości definiuje się jako względną różnicę częstotliwości pomierzonej i uśrednionej w przedziale f_L pomiarowym w stosunku do jej wartości znamionowej f_n :

$$\Delta f_{\%} = \frac{f_L - f_n}{f_n} 100\% \quad (8.1)$$

Odchylenie napięcia

Wartość skuteczna napięcia w węzłach sieci zmienia się w konsekwencji zmian obciążenia i wynikającej z nich zmiany spadków napięcia w gałęziach sieci elektroenergetycznych. Odchylenie napięcia jest względną różnicą wartości skutecznej napięcia pomierzonej i uśrednionej w przedziale pomiarowym U_L do wartości tzw. napięcia deklarowanego U_c , którym zwykle jest napięcie znamionowe sieci:

$$\Delta U_{L\%} = \frac{U_L - U_c}{U_c} 100\% \quad (8.2)$$

Wskaźnik długookresowego migotania światła

Migotanie światła (ang. *flicker*) jest to wrażenie niestabilności postrzegania wzrokowego spowodowane zmianą strumienia świetlnego źródeł światła. Przyczyną zjawiska migotania są wahania napięcia. Wahaniami nazywa się gwałtowne, powtarzające się zmiany wartości skutecznej napięcia spowodowane pracą niektórych odbiorników jak np. piece łukowe,

spawarki, urządzenia walcownicze, charakteryzujących się szybkozmiennym obciążeniem (są to tzw. odbiorniki niespokojne). Odbiorniki niespokojne mogą być przyłączane do sieci o różnym poziomie napięcia. Migotanie światła jest efektem przenoszenia się wahań do sieci odbiorczej niskiego napięcia.

Pomiar zjawiska migotania jest pośrednim sposobem oceny wahań napięcia.

Skutki fizjologiczne migotania zależą od amplitudy zmian strumienia świetlnego (amplitudy wahań), częstotliwości zmian i czasu trwania zaburzenia. Badania dotyczące procesu percepcji wzrokowej wykazały, że oko ludzkie ma charakter filtru pasmowego, o paśmie w zakresie (0,5÷35) Hz, z maksymalną czułością na zmiany strumienia świetlnego o częstotliwości ok. (8÷9) Hz. Badania doprowadziły do opracowania algorytmu, a następnie do konstrukcji miernika migotania (flickermeter). W mierniku migotania odtworzono proces fizjologiczny postrzegania, w tym charakterystyki oka i reakcji mózgu ludzkiego. Jako sygnał wejściowy przyjęto zmiany napięcia zasilającego źródło światła. Sygnał wyjściowy jest miarą reakcji człowieka, a poddany obróbce statystycznej i uśredniony w przedziale pomiarowym stanowi wskaźnik krótkookresowego migotania światła P_{st} (ang. *short-term flicker severity*). Z kolejnych 12 wskaźników P_{st} wyznacza się znormalizowany wskaźnik długookresowego migotania P_{lt} (ang. *long-term flicker severity*):

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{12} P_{sti}^3}{12}} \quad (8.3)$$

Harmoniczne napięcia

W idealnej krzywej napięcia występuje tylko harmoniczna podstawowa o częstotliwości 50 Hz. Przyczyną zniekształcenia krzywej napięcia są odbiorniki nieliniowe, np. transformatory, świetlówki, urządzenia przekształtnikowe. Prądy pobierane przez te urządzenia są odkształcone, a więc zawierają wyższe harmoniczne. Harmoniczne te płynąc przez sieć elektroenergetyczną powodują pojawianie się spadków napięcia od tych harmonicznych i w efekcie zniekształcenie napięcia w węzłach sieci.

Względna wartość h-tej harmonicznej napięcia, uśredniona w przedziale pomiarowym $U_{(h)}$ odnosi się do harmonicznej podstawowej napięcia deklarowanego:

$$U_{h\%} = \frac{U_h}{U_1} 100\% \quad (8.4)$$

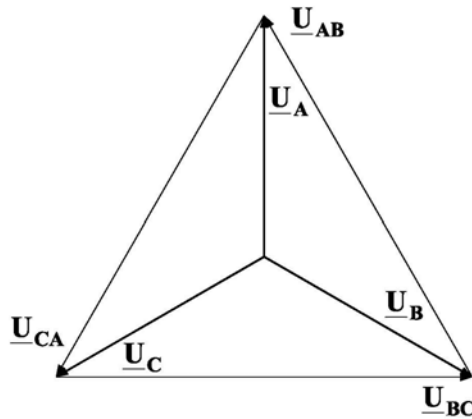
Całkowity współczynnik odkształcenia harmonicznymi

Całkowity współczynnik odkształcenia jest zdefiniowany wzorem:

$$THD_{\%} = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}{U_1^2}} 100\% \quad (8.5)$$

Współczynnik asymetrii napięcia

W układach 3-fazowych asymetrią jest stan, gdy wartości skuteczne trzech napięć fazowych nie są jednakowe lub/i kąty przesunięć pomiędzy nimi różnią się od 120° . Symetryczny układ napięć przedstawiono na rysunku 8.3.



Rys. 8.3. Symetryczny układ napięć.

Przyczyną asymetrii jest praca niesymetrycznych obciążeń, przede wszystkim 1-fazowych niskiego i średniego napięcia. Na skutek niesymetrycznych prądów obciążenia powstają niesymetryczne straty napięcia w elementach sieci elektroenergetycznych, a w konsekwencji pojawia się asymetria napięć w węzłach sieci. Przyczyną asymetrii mogą być także różne wartości parametrów układu przesyłowego w poszczególnych fazach. Ten rodzaj asymetrii nie stanowi jednak istotnego problemu.

Do analizy asymetrii stosuje się przekształcenie 0,1,2 – przekształcenie do układu składowych symetrycznych. Główna idea tego przekształcenia polega na zastąpieniu dowolnego niesymetrycznego układu wektorów kombinacją liniową trzech 3-fazowych układów symetrycznych o kolejności zgodnej, przeciwnej i zerowej:

- układ kolejności zgodnej

$$\begin{aligned}\underline{U}_{1A} &= \underline{U}_{1A} \\ \underline{U}_{1B} &= a^2 \underline{U}_{1A} \\ \underline{U}_{1C} &= a \underline{U}_{1A}\end{aligned}\tag{8.6}$$

- układ kolejności przeciwnej:

$$\begin{aligned}\underline{U}_{2A} &= \underline{U}_{2A} \\ \underline{U}_{2B} &= a \underline{U}_{2A} \\ \underline{U}_{2C} &= a^2 \underline{U}_{2A}\end{aligned}\tag{8.7}$$

- układ kolejności zerowej:

$$\underline{U}_{0A} = \underline{U}_{0B} = \underline{U}_{0C} \quad (8.8)$$

gdzie a jest operatorem obrotu $a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$.

Napięcia fazowe są sumą odpowiednich składowych symetrycznych:

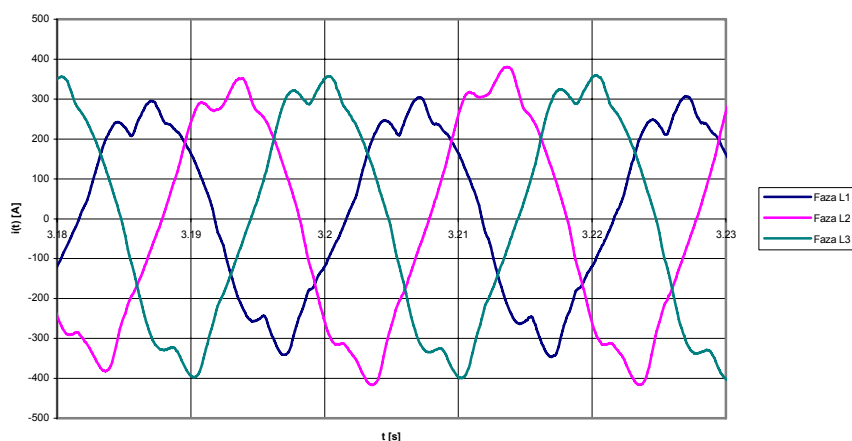
$$\begin{aligned} \underline{U}_A &= \underline{U}_{1A} + \underline{U}_{2A} + \underline{U}_{0A} \\ \underline{U}_B &= \underline{U}_{1B} + \underline{U}_{2B} + \underline{U}_{0B} = a^2 \underline{U}_{1A} + a \underline{U}_{2A} + \underline{U}_{0A} \\ \underline{U}_C &= \underline{U}_{1C} + \underline{U}_{2C} + \underline{U}_{0C} = a \underline{U}_{1A} + a^2 \underline{U}_{2A} + \underline{U}_{0A} \end{aligned} \quad (8.9)$$

Miarą asymetrii jest współczynnik asymetrii obliczany jako iloraz składowej przeciwnej napięcia $U_{1(2)}$ do składowej zgodnej $U_{1(1)}$, pomierzonej i uśrednionej w przedziale pomiarowym:

$$K_{2U\%} = \frac{U_{1(2)}}{U_{1(1)}} 100\% \quad (8.10)$$

Definicja odnosi się do pierwszej harmonicznej.

Na rysunku 8.4 pokazano rzeczywiste przebiegi prądów zarejestrowane w polu rozdzielni niskiego napięcia odbiorcy przemysłowego. Widoczne zniekształcenie i asymetria prądów jest przyczyną odkształcenia i asymetrii napięcia zasilającego.



Rys. 8.4. Przykładowe przebiegi prądów pobieranych przez odbiory w sieci przemysłowej.

8.2.2. Ocena jakości

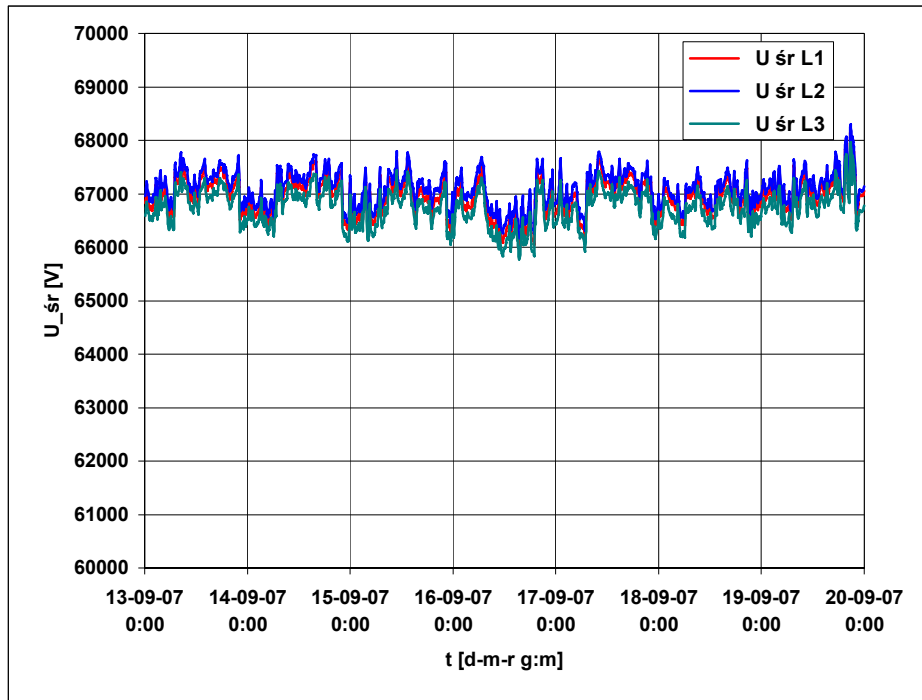
Ocenę jakości energii elektrycznej w określonym węźle sieci elektroenergetycznej należy przeprowadzać w okresie obserwacji nie krótszym od jednego tygodnia. Mierzone w sposób ciągły wskaźniki jakości uśredniają się w charakterystycznych przedziałach czasowych: 10 okresów napięcia zasilającego, 3 sekund, 10 minut lub 2 godzin. Zgodnie z [58, 75] ocenie podlegają wartości 10-minutowe, za wyjątkiem wskaźnika długookresowej uciążliwości migotania, który wyznacza się dla czasu 2 godzin. Oceny dokonuje się przez porównanie statystycznych parametrów mierzonych wielkości z wartościami ustalonymi. Parametrami statystycznymi są percentyle 0,95 lub 0,99 uśrednionych wartości wskaźników jakościowych, czyli wartości, które nie są przekraczane przez 95 % lub 99 % czasu pomiarów. Innymi słowy wymaga się, aby 95 % wyników pomiarów mieściło się w podanych granicach.

Zestawienie wartości dopuszczalnych parametrów energii elektrycznej, na podstawie wybranych dokumentów normalizacyjnych podano w tabeli 8.1.

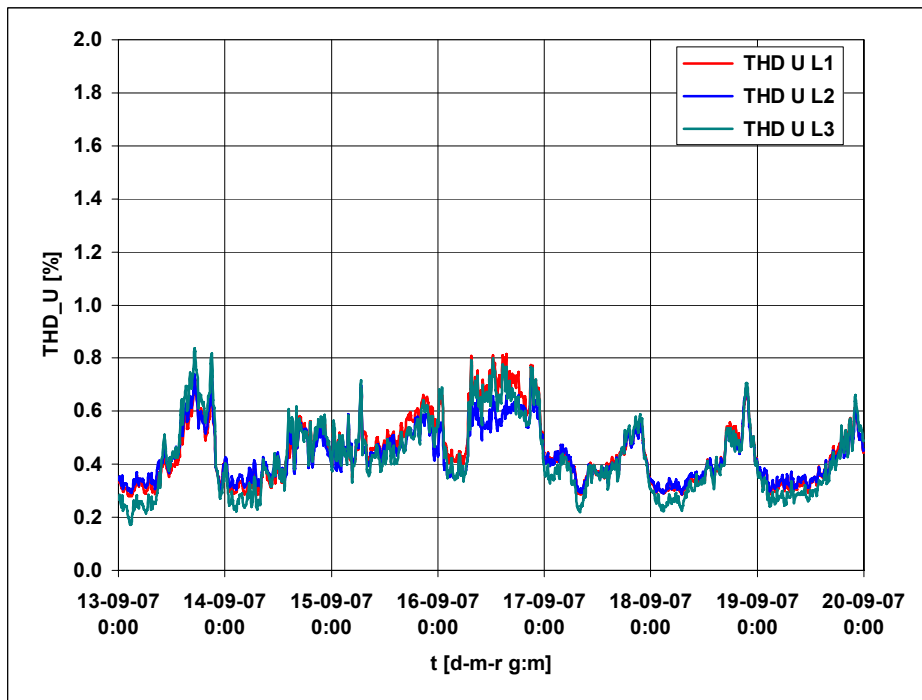
Tab. 8.1. Wartości dopuszczalne parametrów jakości energii elektrycznej.

Parametr	PN-EN 50160		Prawo energetyczne			
	Sieć SN	Sieć nn	Sieć 400 kV	Sieć 110 kV i 220 kV	Sieć SN	Sieć nn
Odchylenie napięcia	$\pm 10 \% U_n$		$(-10 / +5) \% U_n$	$\pm 10 \% U_n$		
Szybkie zmiany napięcia	4%	5%	-			
Współczynnik asymetrii	2 %		1,0 %		2,0 %	
Wartości harmonicznych rzędu h	h = 3: 5,0 % 5: 6,0 % 7: 5,0 % 11: 3,5 % 13: 3,0 %		h = 3: 2,0 % 5: 2,0 % 7: 2,0 % 11: 1,5 % 13: 1,5 %		h = 3: 5,0 % 5: 6,0 % 7: 5,0 % 11: 3,5 % 13: 3,0 %	
Współczynnik THD	8,0 %		3,0 %		8,0 %	
Wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt}	1,0		0,8		1,0	

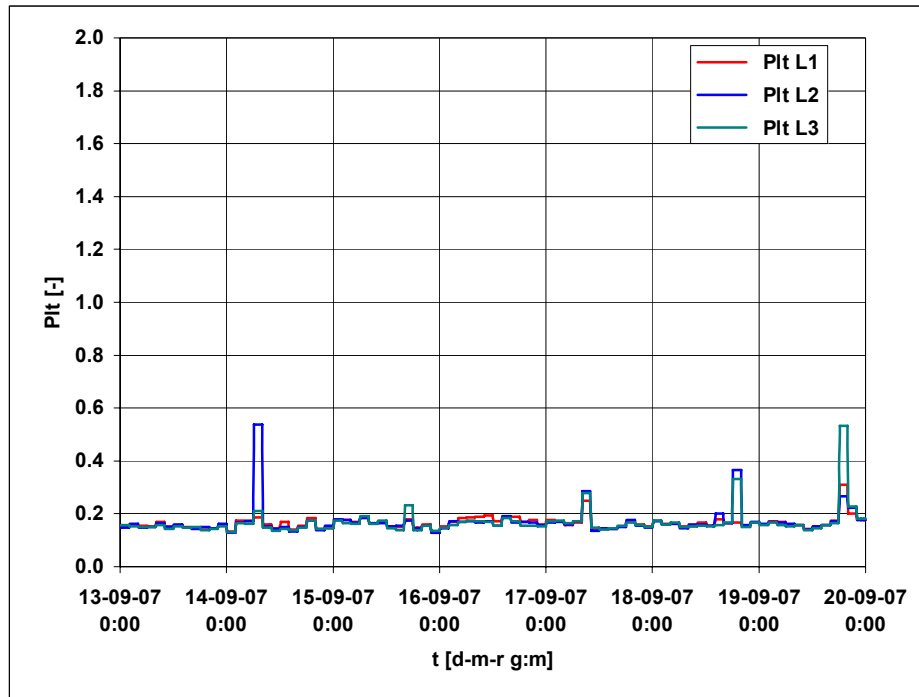
Na rys. 8.5÷8.8 pokazano przykładowe wyniki pomiarów parametrów jakościowych zarejestrowane w rozdzielni 110 kV stacji rzeczywistej. Uśredniane były wartości 10-minutowe poszczególnych wielkości.



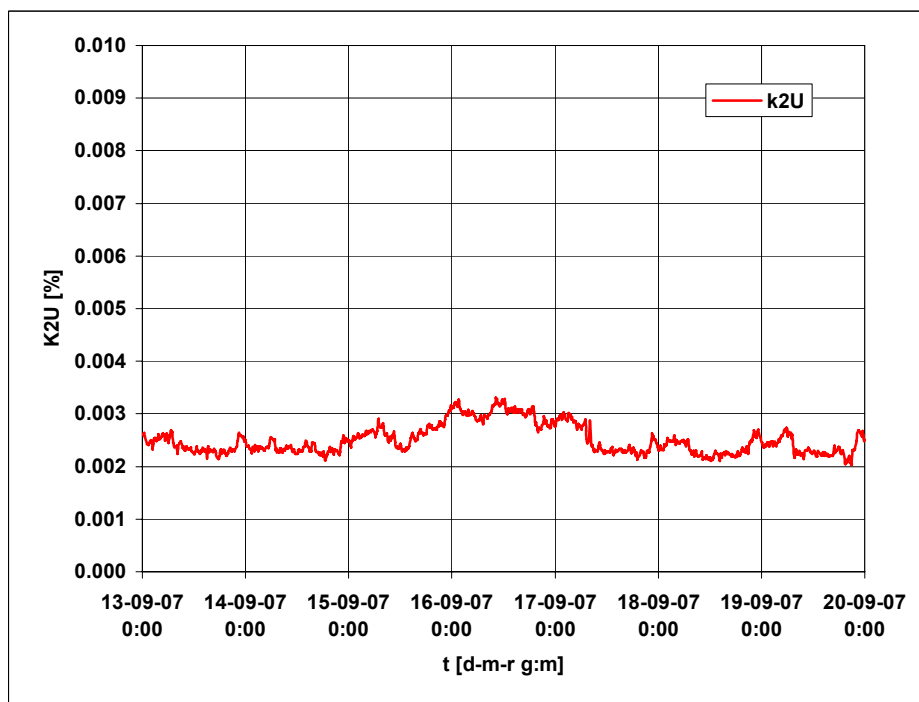
Rys. 8.5. Wartości skuteczne napięcia zarejestrowane w okresie pomiarowym.



Rys. 8.6. Wartości współczynnika THD napięcia zarejestrowane w okresie pomiarowym.



Rys. 8.7. Wartości wskaźnika długookresowego migotania światła zarejestrowane w okresie pomiarowym.



Rys. 8.8. Wartości współczynnika asymetrii napięcia zarejestrowane w okresie pomiarowym.

8.3. niezawodność dostawy energii do odbiorców

Odbiorcy oczekują niezawodnej, czyli ciągłej dostawy energii elektrycznej. Pewne przerwy w zasilaniu są jednak nieuniknione, ze względu na możliwość różnego rodzaju awarii lub też konieczność prowadzenia prac eksploatacyjnych. Podniesienie poziomu niezawodności zasilania jest związane ze zwiększeniem nakładów inwestycyjnych i eksploatacyjnych. Decyzje w tej sprawie podejmuje się po przeprowadzeniu rachunku ekonomicznego i porównaniu ponoszonych nakładów z uzyskanymi efektami, którymi są mniejsze koszty strat ponoszonych przez odbiorcę na skutek przerw w zasilaniu. W praktyce poziom niezawodności dostosowuje się do charakteru odbiorców.

Najmniejszą niezawodnością zasilania charakteryzują się sieci wiejskie. Ze względu na występujące w nich duże odległości pomiędzy odbiorcami oraz stosunkowo małe moce odbierane, sieci te są bardzo kosztowne. Dlatego też stosuje się tutaj rozwiązania najtańsze tj. sieci otwarte, najczęściej bez żadnych możliwości rezerwowania. Awaria w sieci wiejskiej bez zasilania rezerwowego powoduje przerwę w zasilaniu trwającą do czasu naprawy uszkodzonego elementu, w praktyce od kilku godzin do kilku dni. W przypadku istnienia możliwości zasilania rezerwowego, konieczne przełączenia dokonywane są ręcznie, co w połączeniu z rozległością tej sieci daje czas przerwy rzędu godzin.

Większej pewności zasilania wymagają odbiorcy bytowo-komunalni w miastach. Wynika to z faktu, iż jedną linią zasila się gospodarstwa domowe, ale także odbiorców ważniejszych jak: kina, teatry, szpitale, urzędy państwowe, duże sklepy, wodociągi, tramwaje itp. Dlatego też sieci miejskie, pomimo że pracują jako promieniowe, mają najczęściej możliwość rezerwowego zasilania drugą linią. Przełączenia na zasilanie rezerwowe odbywają się ręcznie - w sieciach nn lub automatycznie - w sieciach SN.

Niezawodność zasilania jakiej wymagają odbiorcy przemysłowi jest bardziej zróżnicowana i zależy od wartości strat spowodowanych przerwą w dostawie energii. Wyróżnia się trzy kategorie zasilania zakładów przemysłowych:

- kategoria I - zakłady posiadające odbiorniki, przy których przerwa w zasilaniu może spowodować niebezpieczeństwo dla życia ludzkiego (np. wybuch) , duże straty materialne wynikające z uszkodzenia urządzeń lub zniszczenia surowców lub długotrwałe przestoje; wymagają one 100% rezerwy zasilania,
- kategoria II - zakłady, w przypadku których przerwa w zasilaniu powoduje straty materialne wynikające z niewykonanej lub zmniejszonej produkcji; o wielkości rezerwy decyduje rachunek ekonomiczny,
- kategoria III - pozostałe zakłady; z reguły nie wymagają one rezerwy.

Dużą pewność zasilania muszą posiadać sieci WN. Awaria jakiegokolwiek elementu tych sieci prowadziłaby - w przypadku braku możliwości zasilania rezerwowego - do pozbawienia zasilania dużej grupy odbiorców o mocy od kilkudziesięciu do kilkuset MW.

Niezawodność zasilania można zwiększyć poprzez stosowanie:

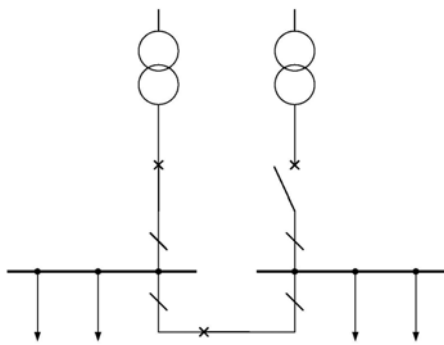
- urządzeń rezerwowych,
- zamykania sieci,
- automatyki sieciowej,
- doskonalszej aparatury.

Rezerwowe urządzenia zasilające mogą stanowić *rezerwę jawną* lub *utajoną*. W przypadku rezerwy jawnej są one włączane do pracy po awarii urządzenia zasilania podstawowego. Mogą to być przykładowo:

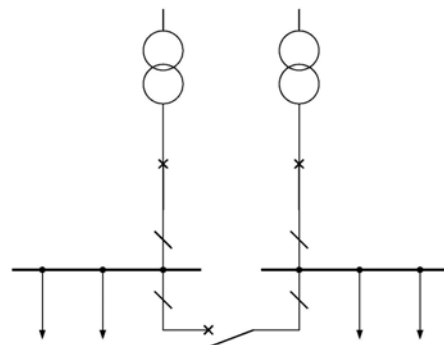
- dodatkowa linia, przyłączona do innej stacji elektroenergetycznej niż linia podstawowa,
- rezerwowy transformator,
- agregat prądotwórczy składający się z silnika Diesla i generatora.

Urządzenia, które normalnie wykorzystywane są do zasilania odbiorców, ale nie są obciążone w pełni i w przypadku awarii innego urządzenia mogą przejąć jego rolę zasilając dodatkowo pozbawionych dopływu energii odbiorców, stanowią rezerwę utajoną. Urządzenia rezerwy jawnej i utajonej mogą być włączane do zasilania odbiorców pozbawionych zasilania w sposób ręczny lub poprzez automatykę sieciową zwaną **samoczynnym załączeniem rezerwy - SZR**. Przykładowe układy rezerwy jawnej i utajonej przedstawiono na rys. 8.9.

a)



b)



Rys. 8.9. Układy rezerwy: a) jawnej, b) utajonej.

Rezerwowanie za pomocą sieci zamkniętych polega na tym, że każdy punkt odbiorczy może być zasilany przez co najmniej dwa elementy (z dwóch różnych kierunków). Jest to więc sposób tym różniący się od układu z rezerwą utajoną, że nie ma potrzeby załączania zasilania rezerwowego.

W sieciach elektroenergetycznych stosuje się najczęściej dwa rodzaje automatyki : wspomniany już układ SZR oraz układ **samoczynnego powtórnego załączania - SPZ**. Automatyka SPZ stosowana jest najczęściej w liniach napowietrznych, a jej zadaniem jest wyłączenie linii spod napięcia w przypadku wystąpienia w niej zakłócenia i ponowne jej załączenie.

nie po czasie rzędu 0.1 - 0.5s. Jeżeli zakłócenie polegało na zapaleniu się łuku elektrycznego pomiędzy konstrukcją słupa a przewodem, w wyniku wyładowania burzowego, to wyłączenie linii spod napięcia spowoduje zgaśnięcie łuku. Łuk ten nie zapali się ponownie po powrocie napięcia zasilającego, gdyż jest ono zbyt małe dla wywołania zapłonu, chociaż wystarczy do podtrzymania palenia się łuku. Mówimy wówczas o SPZ udanym. Jeżeli zakłócenie w linii jest trwałe np. trwałe zwarcie między przewodami, to po ponownym jej załączeniu w dalszym ciągu popłyną prądy zwarciove. Automatyka SPZ spowoduje wówczas ostateczne wyłączenie linii. Taki SPZ określa się jako nieudany. Warto w tym miejscu stwierdzić, że w sieciach 110kV 80% wszystkich zwarć likwidowanych jest przez automatykę SPZ, co chyba wyraźnie uzasadnia celowość jej stosowania.

Pytania kontrolne

1. Jakie parametry charakteryzują jakość energii elektrycznej?
2. Jakie są zasady pomiaru parametrów jakościowych?
3. Co to są wahania napięcia i jaki jest parametr jest ich miarą?
4. Na jakie parametry jakościowe wpłynie przyłączenie do sieci odbiornika liniowego o szybkozmiennej mocy?
5. Na jakie parametry jakościowe wpłynie przyłączenie do sieci 3-fazowego mostka prostowniczego?
6. Na jakie parametry jakościowe wpłynie przyłączenie do sieci odbiorników 1-fazowych?
7. Scharakteryzować niezawodność zasilania wymaganą dla sieci miejskich / wiejskich / przemysłowych.
8. Na czym polega działanie automatyki SPZ i SZR?
9. W jaki sposób można zwiększyć niezawodność zasilania odbiorców?

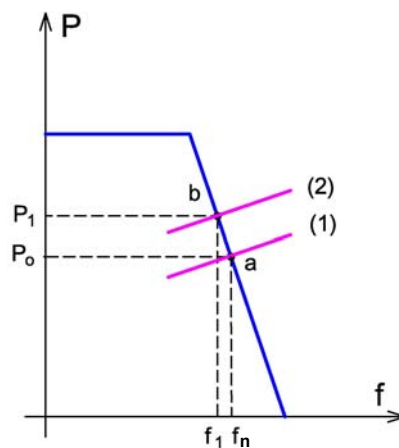
Rozdział 9. Regulacja w systemie elektroenergetycznym

9. 1. Regulacja częstotliwości

Częstotliwość należy do głównych wskaźników jakości energii elektrycznej. Wartość częstotliwości jest jednakowa w każdym punkcie krajowego systemu elektroenergetycznego oraz połączonych ze sobą systemów europejskich i zależy od bilansu mocy czynnej. Utrzymanie zadanej wartości częstotliwości, która wynosi 50 Hz, wymaga istnienia w SEE dyspozycyjnej mocy czynnej, pokrywającej potrzeby zmieniających się obciążeń i strat mocy w sieciach przesyłowo-rozdzielczych. Regulacja częstotliwości i mocy czynnej jest jednym z podstawowych działań w eksploatacji systemu elektroenergetycznego i wiąże się z koniecznością ścisłej współpracy narodowych Operatorów Sieci Przesyłowej (OSP) i przestrzegania stosownych zasad regulacji, zarówno po stronie wytwarzania, jak i odbiorów.

Regulacja częstotliwości i mocy po stronie wytwarzania obejmuje regulację pierwotną, wtórną i trójną i wymaga wyposażenia jednostek wytwórczych w stosowne układy regulacyjne oraz posiadania odpowiedniej rezerwy mocy.

Zasada regulacji częstotliwości zostanie wyjaśniona na przykładzie układu z pojedynczym generatorem. Każdy generator wyposażony jest w regulator prędkości obrotowej turbiny. Regulator oddziałuje na dopływ pary lub wody do turbiny, czego efektem jest zmiana mocy czynnej generatora. Na rys. 9.1 pokazano charakterystykę $P=f(f)$ dla generatora i przykładowego odbioru. Moc generowana P_g wynika z mocy odbieranej, punkt równowagi a jest osiągnięty przy częstotliwości f_n . Wzrost mocy odbioru, czemu odpowiada przesunięcie w górę charakterystyki odbioru, powoduje przyhamowanie wirnika generatora i zadziałanie regulatora prędkości obrotowej. Na skutek zwiększenia dopływu czynnika energetycznego do turbiny następuje zwiększenie mocy generowanej. Ustala się nowy punkt równowagi b przy mocy P_1 i częstotliwości f_1 .



Rys. 9.1. Regulacja pierwotna.

Regulacja mocy jednostki wytwórczej za pomocą indywidualnego regulatora prędkości obrotowej w funkcji częstotliwości sieci i w zależności od jego nastawienia nazywa się regulacją pierwotną.

Przebieg regulacji pierwotnej można podzielić na dwie fazy (rys. 9.3):

- pierwszą – kiedy działanie regulacji pierwotnej jeszcze nie zdążyło się rozpocząć z uwagi na bezwładność układów ($t = 0-5$ s),
- drugą – przy właściwym oddziaływaniu regulacji pierwotnej ($t \leq 30$ s),

W pierwszej fazie częstotliwość spada liniowo z szybkością zależną od zmiany mocy w stosunku do mocy wirującej maszyn w systemie przed zaburzeniem (przedział Δt_1 na rys. 9.3). W drugiej (Δt_2) zaczyna się zwiększać, aż do ustalenia się wartości stałej mniejszej od f_n .

Wynikiem regulacji pierwotnej jest przywrócenie równowagi pomiędzy mocą zapotrzebowaną a wytwarzaną, ale przy częstotliwości mniejszej niż przed zaburzeniem.

Możliwości regulacyjne zależą od nachylenia charakterystyki częstotliwościowej generatora i wartości mocy generowanej przed zaburzeniem.

Współczynnik nachylenia K charakterystyki częstotliwościowej określony jest zależnością:

$$K = \frac{\Delta P}{P_n} : \frac{\Delta f}{f_n} \quad (9.1)$$

Wielkość odwrotna, wyrażona w procentach nazywa się statyzmem i jest miarą zdolności regulacyjnych w SEE:

$$s = 100 / K \quad (9.2)$$

Średni statyzm systemowy zależy od rezerwy wirującej:

$$R = \sum_{i=1}^n (P_{di} - P_{gi}) \quad (9.3)$$

gdzie P_d – moc dyspozycyjna (możliwa do wyprodukowania), P_g – moc generowana w danej chwili

Jeśli rezerwa w systemie jest mała to statyzm rośnie, natomiast jeżeli rezerwa jest duża statyzm maleje; w szczególnym przypadku, gdy charakterystyka jest pionowa, statyzm jest równy zero (charakterystyka astatyczna).

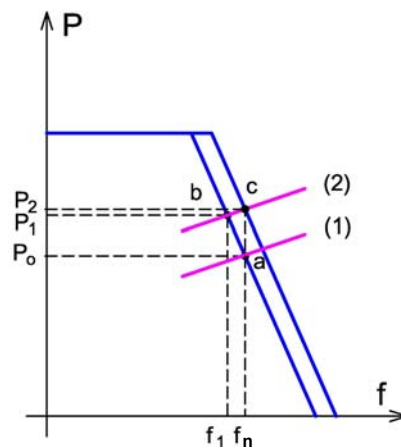
Wartości statyzmu wyrażone w procentach wynoszą [14]:

4 – 6 % (a nawet do 8 %) - dla elektrowni cieplnych

2 – 6 % - dla elektrowni wodnych.

W krajowym SEE w regulacji pierwotnej biorą udział tylko bloki elektrowni ciepłych systemowych.

Regulacja pierwotna powoduje zmianę punktu pracy na charakterystyce częstotliwościowej, co wiąże się ze zmianą częstotliwości. Utrzymanie stałej wartości częstotliwości wymaga przesunięcia w prawo charakterystyki mocy generowanej (rys. 9.2). Jest to zadanie regulacji wtórnej.



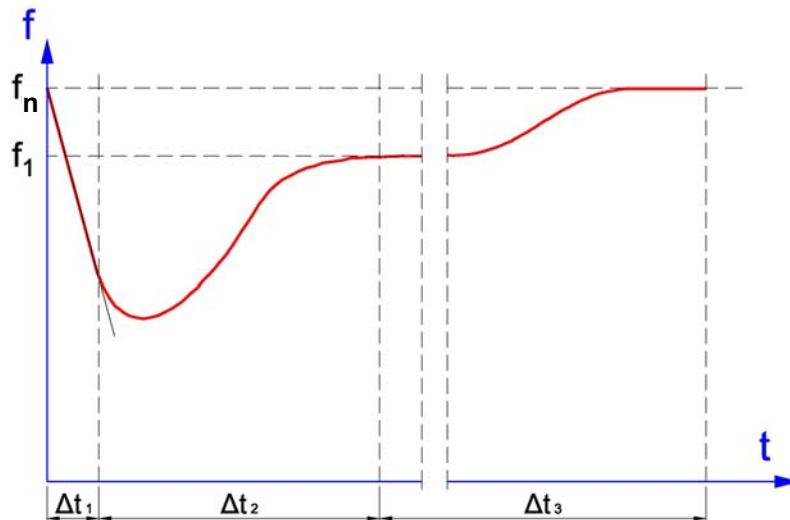
Rys. 9.2. Regulacja pierwotna i wtórna.

Regulacja mocy i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym za pomocą skoordynowanego oddziaływania na indywidualne regulatory wybranych jednostek wytwórczych przez układ automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (ARCM) nazywa się regulacją wtórną.

W efekcie działania regulacji wtórnej następuje dalszy wzrost mocy generowanej do wartości P_2 i ustalenie nowego punktu równowagi c przy częstotliwości f_n . Regulacja wtórna sprowadza więc częstotliwość do poziomu wartości zadanych przed zaburzeniem. Działanie regulacji wtórnej powinno się rozpocząć po zadziałaniu regulacji pierwotnej najpóźniej w chwili $t = 30$ s po wystąpieniu zaburzenia i zakończyć przed upływem 15 min.

Regulacja wtórna w SEE jest realizowana przez wybrane bloki elektrowni ciepłych i wybrane zespoły elektrowni wodnych reagujących na sygnały zadawane przez regulator centralny ARCM.

W miarę jak działa regulacja wtórna (przedział Δt_3 na rys. 9.3), systemowe odchylenie regulacji zdąża do zera.



Rys. 9.3. Zmiana częstotliwości przy regulacji pierwotnej i wtórnej.

Po zakończeniu regulacji pierwotnej i wtórnej, kiedy częstotliwość powraca do swej początkowej znamionowej wartości $f = f_n$, rozpoczyna się działanie godzinowej regulacji trójnej. Jej zadaniem jest odtworzenie określonej wartości rezerwy mocy regulacyjnej. Regulacja trójna polega na zmianie punktów pracy na charakterystykach generatorów (zmiana mocy bazowej, wokół której działa regulacja pierwotna i wtórna) oraz załączaniu lub wyłączaniu hydrozespołów elektrowni wodnych pracujących w układzie regulacyjno-interwencyjnym i sterowanych zdalnie z krajowej dyspozycji mocy.

Utrzymanie właściwej częstotliwości wymaga istnienia odpowiedniej rezerwy mocy czynnej; deficyt mocy czynnej w SEE nieuchronnie powoduje zmniejszenie częstotliwości.

W przypadku znacznego deficytu mocy i związanego z tym obniżania się częstotliwości w SE wykorzystuje się – oprócz regulacji po stronie wytwarzania – **samoczynne częstotliwościowe odciażanie (SCO)** sieci, polegające na stopniowym wyłączaniu wybranych odbiorów przy obniżeniu się częstotliwości poniżej zadanych wartości.

9.2. Regulacja napięcia

Poziomy napięć w węzłach sieci elektroenergetycznych wynikają ze strat napięcia na drodze przepływu prądu i zmieniają się wraz ze zmianą obciążenia. Strata napięcia zależy zarówno od mocy czynnej jak i od mocy bierniej (patrz rozdział 5). W sieciach przesyłowych i przesyłowo-rozdzielczych, z uwagi na znaczną przewagę reaktancji nad rezystancją elementów, zasadniczy wpływ na poziomy napięć ma moc bierna.

Przepływ prądów biernych powoduje stratę napięcia, której kierunek jest zgodny z kierunkiem wskazu napięcia, natomiast przepływ prądu czynnego powoduje stratę napięcia o kierunku prostopadłym do wskazu napięcia. Prąd bierny zmienia więc bezpośrednio moduł napięcia, a prąd czynny zmienia głównie kąt fazowy, a w niewielkim stopniu moduł. Moc

bierna i napięcie tworzą więc parę wielkości ściśle ze sobą związanych, podobnie jak moc czynna i częstotliwość. Różnice pomiędzy tymi parami polegają na tym, że częstotliwość w stanie ustalonym jest jednakowa w całym systemie elektroenergetycznym, a napięcie jest inne w każdym węźle oraz, że źródłami mocy czynnej są tylko generatory, natomiast źródłami mocy biernej są także elementy pasywne układu elektroenergetycznego.

Poziomy napięcia w sieciach elektroenergetycznych są ściśle związane z bilansem mocy biernej. Aby utrzymać napięcie w węzłach sieci na określonym poziomie stosuje się odpowiednią regulację mocy biernej.

Rozróżnia się regulację napięcia: pierwotną, wtórną i trójną.

- Regulacja pierwotna prowadzona jest przez regulatory napięcia generatorów i polega na szybkiej zmianie wzbudzenia generatorów przy zmianie napięcia na ich zaciskach.
- Regulacja wtórna napięcia koordynuje działanie urządzeń regulacyjnych napięć i mocy biernej w określonym obszarze systemu celem utrzymania wymaganego poziomu napięcia.
- Regulacja trójna napięcia polega na procesie optymalizacji przebiegającym z użyciem obliczeń opartych na pomiarach czasu rzeczywistego, którego celem jest zmodyfikowanie nastaw urządzeń, które wpływają na rozkład mocy biernej (regulatory bloków wytwórczych, regulatory przełączników zaczepów transformatorów oraz urządzenia kompensujące, takie jak indukcyjności i kondensatory).

Sposób regulacji zależy od rodzaju źródła tej mocy. Regulacja napięcia może być dokonywana poprzez zmianę:

- sił elektromotorycznych generatorów i przekładni transformatorów
- impedancji sieci
- rozplywu mocy czynnych lub biernych.

Regulacja napięcia poprzez zmianę sił elektromotorycznych generatorów i przekładni transformatorów jest regulacją bezpośrednią, dwa pozostałe sposoby regulacji uważać można za regulację pośrednią.

Regulacja bezpośrednia

Generatory synchroniczne wyposażone są w regulatory napięcia współpracujące z układem wzbudzenia maszyny. Poprzez zmianę prądu wzbudzenia regulator zapewnia utrzymywanie zadanej wartości napięcia na zaciskach. Regulacja wzbudzenia generatora jest podstawowym sposobem regulacji napięcia w systemie elektroenergetycznym.

Regulacja przekładni transformatorów regulacyjnych polega na zmianie czynnej liczby zwojów w jednym z uzwojeń transformatora. Zmiana przekładni wpływa na zmianę długości wektora napięcia; ten rodzaj regulacji określa się mianem „regulacja wzdłużna”. Regulacja ta nie zmienia bilansu mocy biernej w układzie, ale poprzez zmianę poziomów napięcia w poszczególnych węzłach sieci, wpływa na zmianę rozplywu tej mocy.

Ze względu na sposób zmiany zacze­pów można wyróżnić:

- transformatory o przekładni zmienianej po odłączeniu zasilania o zakresach zmian przekładni $\pm 5\%$, $2 \times (\pm 2,5\%)$, $\pm 2,5\%$. W sieci przesyłowej nie są instalowane takie transformatory.
- transformatory o przekładni zmienianej pod obciążeniem w szerokich granicach $\pm 20\%$ i stopniu regulacji od $0,5\%$.

Uzwojenia regulacyjne ze względu na ich wysoki koszt stosuje się tylko po jednej stronie transformatora. Wybór strony regulacji zależy od wysokości napięcia pracy oraz od prądów obciążenia. Uzwojenia regulacyjne transformatorów zaopatrzone są w szereg zacze­pów, a mianowicie w tzw. zacze­p zerowy, odpowiadający znamionowej przekładni transformatora, którego napięcie jest zarazem napięciem znamionowym uzwojenia oraz zacze­py dodatkowe, których napięcie może być większe lub mniejsze od napięcia znamionowego uzwojenia. Przekładnie znamionowe transformatorów najczęściej nie są równe stosunkowi napięć znamionowych sieci. Są to np. przekładnie 115/6,3 kV, 110/33 kV, 110/16,5 kV, itp. Stąd przy nastawieniu przekładni transformatora na zacze­p zerowy uzyskuje się przyrost napięcia, który można wyrazić w procentach wzorem:

$$\delta U_{nT} = \left(\frac{\vartheta_s}{\vartheta_n} - 1 \right) \cdot 100\%$$

gdzie:

ϑ_n - przekładnia znamionowa transformatora,

ϑ_s - iloraz napięć znamionowych sieci.

Przełączanie zacze­pów musi odbywać się bez powodowania zaburzeń w pracy systemu. Niedopuszczalne jest przerywanie prądu obciążenia oraz bezpośrednie zwieranie zwojów transformatora. Dlatego też powszechnie stosowane jest przełączanie pod obciążeniem przy pomocy zwierania zwojów regulacyjnych za pomocą oporników lub dławików.

Przekładnia transformatora regulacyjnego może być zmieniana ręcznie lub automatycznie. Do regulacji automatycznej przełącznik zacze­pów musi być wyposażony w regulator napięcia podobny do regulatora napięcia generatora.

Regulacja napięcia przez zmianę rozptywu mocy biernych

Zmiana rozptywu mocy biernych w sieci elektroenergetycznej powoduje zmianę spadków napięcia w tej sieci, a tym samym zmienia wartości napięć w jej węzłach. Regulacji mocy biernej dokonuje za pomocą generatorów synchronicznych, a także dodatkowych źródeł mocy biernej, tj:

- kompensatorów synchronicznych – sposób obecnie praktycznie nie stosowany
- baterii kondensatorów równoległych (sieci rozdzielcze)
- dławików równoległych (sieci przesyłowe)

- urządzeń energoelektronicznych, jak np. statyczny kompensator SVC, czy statyczny kompensator synchroniczny STATCOM (sieci przesyłowe i rozdzielcze)

Baterie kondensatorów równoległych są stosowane w sieciach rozdzielczych nie tylko do regulacji napięcia, ale i do kompensacji mocy biernej (patrz rozdział 7.2).

Kompensatory statyczne to układy zawierające kondensatory i/lub dławiki sterowane tyrystorowo. Włącza się je do węzłów sieci elektroenergetycznej równolegle do odbiorów, stanowią więc regulowaną susceptancję, której wartość zmienia się w sposób płynny w granicach wyznaczonych mocą kondensatorów i dławików. Z uwagi na zdolność do szybkiej (nagłej) zmiany mocy biernej, układy te stosuje się w przypadku konieczności kompensacji szybkich zmian napięcia.

Kompensatory realizują zwykle kilka funkcji:

- stabilizacja napięcia w węzłach sieci
- kompensacja mocy biernej
- kompensacja składowej przeciwnej napięć i prądów, czyli symetryzacja.

Szczegółowe omówienie kompensatorów statycznych wykracza poza ramy niniejszego skryptu.

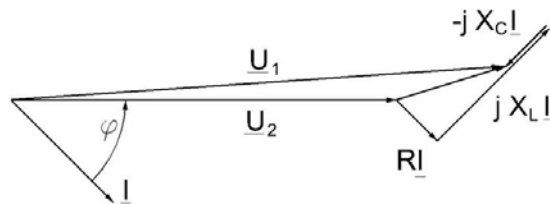
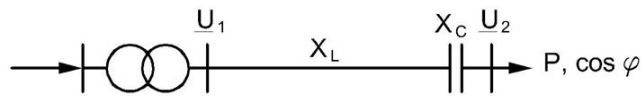
Regulacja napięcia przez zmianę impedancji sieci

Podobnie jak w przypadku zmiany rozprywu mocy biernej, również zmiana impedancji sieci wpływa na zmianę spadków napięć i tym samym zmienia napięcia w węzłach tej sieci. Można tu wyróżnić dwa sposoby regulacji:

- poprzez zmianę konfiguracji sieci,
- przez zastosowanie kondensatorów szeregowych.

Sposób pierwszy znajduje zastosowanie głównie tam, gdzie występują równoległe pracujące elementy sieci. Polega on na włączaniu elementów równoległych, np. linii lub transformatorów przy dużym obciążeniu i odwrotnie - wyłączaniu tych urządzeń kiedy obciążenie jest małe. Należy podkreślić, że głównym celem zmiany konfiguracji sieci jest dostosowanie mocy znamionowej elementów do aktualnego obciążenia, co - oprócz zmiany napięcia - powoduje zmniejszenie całkowitych strat mocy czynnej w sieci.

Drugi sposób regulacji napięć poprzez zmianę impedancji sieci polega na zastosowaniu baterii kondensatorów szeregowych (rys. 9.4).



Rys. 9.4. Kompensacja reaktancji linii.

Strata napięcia na kondensatorze zmniejsza stratę napięcia na reaktancji indukcyjnej linii, co powoduje zmniejszenie całkowitego spadku napięcia w linii. Moc baterii kondensatorów można zmieniać, poprzez włączanie i wyłączanie kolejnych jej stopni. W ten sposób można wpływać na stopień kompensacji reaktancji linii, w zależności od obciążenia. Regulacja mocy baterii odbywa się za pomocą łączników tyrystorowych. Układy kondensatorów szeregowych sterowane tyrystorowo (ang. *Thyristor-Controlled Series Capacitor - TCSC*) są zaliczane do grupy urządzeń wspomagających pracę i zwiększających elastyczność sieci przesyłowych **FACTS** (ang. *Flexible AC Transmission Systems*).

Pytania kontrolne

1. Na czym polega regulacja pierwotna częstotliwości?
2. W jaki sposób jest realizowana regulacja wtórna?
3. Na czym polega regulacja częstotliwości po stronie odbiorów?
4. Wyjaśnić zasadę regulacji napięcia za pomocą zmiany rozptywu mocy biernych.
5. W jaki sposób jest realizowana bezpośrednia regulacja napięcia w sieciach elektroenergetycznych?
6. Transformator wyposażony w przełącznik zaczeów po stronie górnej, o stopniach regulacji -5% , $-2,5\%$, 0% , $+2,5\%$, $+5\%$, pracuje przy przekładni znamionowej. W jakim położeniu należy ustawić przełącznik zaczeów, aby uzyskać wzrost napięcia po stronie wtórnej o $2,5\%$?
7. Wyjaśnić sposób regulacji napięcia przez zastosowanie kondensatorów szeregowych.

Rozdział 10. Perspektywy rozwoju systemu elektroenergetycznego

10.1. Cele polityki energetycznej

Konwencjonalny system elektroenergetyczny stoi obecnie w obliczu rozmaitych problemów związanych zarówno z zapewnieniem bilansu elektroenergetycznego i wymaganej jakości zasilania odbiorców, jak i spełnieniem zobowiązań wynikających z prawa europejskiego i współczesnych ograniczeń środowiskowych. Problemy te dotyczą zarówno podsystemu wytwórczego, jak i podsystemu przesyłowo-rozdzielczego.

Wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem paliw kopalnych powoduje zwiększoną emisję gazów CO₂ i SO₂ wpływającą na zanieczyszczenie środowiska. Ograniczenie tej emisji oznacza zwiększone koszty wytwarzania. Wiele istniejących elektrowni ciepłych kończy już swój czas życia lub wymaga poważnych modernizacji, co wiąże się z dużymi nakładami inwestycyjnymi. W dalszej perspektywie należy liczyć się z wyczerpywaniem się surowców kopalnych. Jednocześnie wzrasta popyt na energię elektryczną, szacuje się wzrost zużycia energii na poziomie 3,5-4,5% rocznie [40].

Scentralizowany sposób wytwarzania pociąga za sobą konieczność przesyłu energii na duże odległości, a co za tym idzie konieczność budowy i utrzymania rozbudowanego systemu przesyłowo-rozdzielczego. W krajowym systemie elektroenergetycznym występują średnio 4 stopnie transformacji (patrz rozdział 2). Rozbudowana sieć przesyłowa wpływa na stosunkowo dużą wartość strat mocy i energii, a więc zwiększa koszty przesyłu, ponadto stwarza możliwość awarii systemowych.

Zasadniczym problemem występującym po stronie rozdziału energii elektrycznej jest zapewnienie wymaganej jakości zasilania odbiorców (patrz rozdział 8). Rosnące oczekiwania w tym zakresie wynikają z rosnącej liczby użytkowanych przez odbiorców urządzeń wrażliwych na niedotrzymanie parametrów jakościowych. Z drugiej strony wzrasta też wykorzystanie odbiorników będących źródłem zaburzeń elektromagnetycznych i powodujących pogorszenie jakości energii elektrycznej.

Uwzględniając powyższe czynniki można wskazać cele i kierunki polityki energetycznej państw w najbliższych latach. Są nimi:

- zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, czyli zapewnienia mocy wytwórczych pokrywających zapotrzebowanie, z uwzględnieniem zdolności przesyłowych systemu oraz wymaganej rezerwy,
- ochrony środowiska i klimatu poprzez ograniczenie emisji szkodliwych substancji i gazów
- zwiększenia efektywności energetycznej i jakości dostawy energii elektrycznej
- zwiększenia konkurencyjności rynków energii
- spełnienia wymagań związanych polityką Unii Europejskiej.

Realizacja celów polityki energetycznej jest możliwa przy uwzględnieniu nowych technologii wytwarzania i magazynowania energii, inteligentnych urządzeń pomiarowych i komunikacyjnych oraz zmianie sposobu zarządzania pracą sieci elektroenergetycznej.

10.2. Integracja rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym

10.2.1. Rozproszona generacja

W ostatnich latach obserwuje się wzrost udziału rozproszonych źródeł w całkowitej produkcji energii elektrycznej. Rozproszona generacja (*ang. Distributed or Embedded Generation*) charakteryzuje się szczególnymi cechami nie występującymi w tradycyjnych układach elektroenergetycznych o scentralizowanym wytwarzaniu energii. Cechami tymi są:

- dość dowolna lokalizacja źródeł
- stosunkowo niewielka moc wytwarzana
- zmienność mocy wytwarzanej, zależnie od dostępności i zmienności energii pierwotnej.

Definicja podana przez Komisję Europejską [10] określa generację rozproszoną jako „zintegrowane lub autonomiczne użytkowanie małych źródeł energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne lub odbiorców prywatnych w sposób przynoszący korzyści wszystkim stronom związanym z procesem wytwarzania, przesyłu i użytkowania energii”. Generacja rozproszona obejmuje źródła o mocy do 50 MW, które są przyłączane do sieci niskiego lub średniego napięcia bez konieczności uzyskania koncesji na wytwarzanie energii.

Istnieje duża różnorodność technologii oraz mocy źródeł rozproszonych. Można je podzielić na dwie grupy:

- źródła wykorzystujące paliwa nieodnawialne, głównie gaz naturalny: mikroturbinny, silniki spalinowe, ogniwa paliwowe
- źródła wykorzystujące energię odnawialną geotermalną, energię słońca, wiatru, wody lub biopaliw: turbiny ciepłne, wiatrowe, wodne, gazowe, ogniwa słoneczne, ogniwa paliwowe.

Źródła są przyłączane do sieci elektroenergetycznej bezpośrednio (agregaty prądotwórcze, elektrownie wiatrowe z generatorami asynchronicznymi klatkowymi) lub przez inwertory (elektrownie wiatrowe z generatorami asynchronicznymi pierścieniowymi lub z generatorami synchronicznymi, mikroturbinny, systemy fotowoltaiczne, ogniwa paliwowe).

W tabeli 10.1 podano podstawowe dane charakteryzujące niektóre źródła.

Tab. 10.1. Charakterystyka źródeł rozproszonych

Technologia	Moc	Sprawność	CO ₂	NO _x
	kW	%	kg/MWh	kg/MWh
Agregaty prądowe (olej napędowy)	20-10000	36 - 43	650	10
Agregaty prądowe (paliwo gazowe)	50-5000	28-42	500-620	0,2-1,0
Turbiny gazowe	1000-10000	21-40	580-680	0,3-0,5
Mikroturbiny	30 - 200	25-30	720	0,1
Ogniwa paliwowe	1-1000	35-54	430-490	0,005-0,01
Ogniwa słoneczne	1-100	10-20	0	0
Farmy wiatrowe	100-100000	40-70	0	0

Zwiększenie wykorzystania energii odnawialnych w bilansie energetycznym jest jednym z celów polityki energetycznej krajów UE. W Dyrektywach Komisji Europejskiej [46,47] zostały określone cele indykatywne, dotyczące wielkości produkcji energii ze źródeł odnawialnych.¹² Zgodnie z [46], w Polsce w roku 2010 powinna ona osiągnąć 7,5%, zaś w krajach UE – 22% (wliczając dużą energetykę wodną¹³). W roku 2020 dla Polski przewidziano poziom 14%. Dyrektywa [47] promuje rozwój skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej (kogeneracji) i obliuguje państwa członkowskie do opracowania krajowych systemów wsparcia i rozwoju tej formy wytwarzania. Podstawową zaletą kogeneracji jest dużo większa sprawność ogólna. Podczas gdy w układach rozdzielonych jej wartość dochodzi do 0,49, w układach skojarzonych sięga ona 0,75. W praktycznych rozwiązaniach technicznych oszczędności zużycia paliwa dochodzą do 25-30% energii pierwotnej.

Podstawowymi czynnikami wpływającymi na powszechność zastosowania rozproszonej generacji są koszty i efektywność. W chwili obecnej wysokie ciągle koszty źródeł odnawialnych ograniczają ich praktyczne wykorzystanie. Z drugiej jednak strony, wzrastające ceny paliw płynnych i gazowych, jak i zwiększenie kosztów energetyki konwencjonalnej w związku z działaniami na rzecz ochrony klimatu, zmieniają relacje cen energii z różnych źródeł na korzyść zwiększonej opłacalności wykorzystania źródeł energii odnawialnych. W chwili obecnej wiele rozwiązań osiągnęło już konkurencyjną cenę i akceptowalną efektywność. Biorąc pod uwagę czynniki natury technicznej, ekonomicznej, jak również politycznej należy spodziewać się ciągłego wzrostu udziału rozproszonych źródeł w systemie elektroenergetycznym.

¹² Według Ustawy „Prawo energetyczne” do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii (OZE) zalicza się energię elektryczną lub ciepło pochodzące z: elektrowni wodnych i wiatrowych, źródeł wytwarzających energię z biomasy i biogazu, słonecznych ogniw fotowoltaicznych i kolektorów do produkcji ciepła oraz źródeł geotermalnych.

¹³ Duża energetyka wodna jest wliczana do statystyk udziału energii odnawialnych w bilansie energetycznym państw, ale nie podlega programom promocji i wsparcia, jako technologia dojrzała i komercyjna.

10.2.2. Problemy integracji źródeł rozproszonych z systemem elektroenergetycznym

Przylączenie coraz większej liczby rozproszonych źródeł energii do sieci dystrybucyjnych wiąże się z występowaniem pewnych zjawisk, których nie obserwuje się w tradycyjnych układach, a które mogą powodować pogorszenie jakości zasilania odbiorców. Wzajemne oddziaływanie źródeł rozproszonych i sieci elektroenergetycznej w aspekcie jakości i niezawodności dostawy energii decyduje o problemach integracji tych źródeł z systemem elektroenergetycznym. Krótkie przedstawienie tych problemów zostanie podane poniżej.

Oddziaływanie sieci zasilającej na źródła

Jakość napięcia zasilającego ma podobny wpływ na rozproszone źródła jak i na odbiorniki energii elektrycznej. Zaburzenia elektromagnetyczne skracają czas życia urządzeń i mogą być przyczyną ich nieprawidłowego działania, a nawet wyłączenia. Zaburzenia elektromagnetyczne pojawiają się zarówno w warunkach normalnej jak i zakłóceniowej pracy sieci. Dla uzyskania kompatybilności elektromagnetycznej poziom zaburzeń powinien być mniejszy od poziomu odporności urządzenia.

Do oceny kompatybilności w stanach ustalonych, w normalnych warunkach pracy sieci, jako maksymalne poziomy zaburzeń można przyjąć dopuszczalne wartości parametrów jakościowych podane w obowiązujących normach. Zaburzenia wywołane czynnościami łączeniowymi, takie jak zmiana pozycji przełącznika zaczepów, załączanie baterii kondensatorów, czy rozruchy silników, nie są normalizowane, ale można je wyznaczyć znając parametry sieci i odbiorów. Ustalony poziom zaburzeń należy odnieść do danego poziomu odporności urządzenia.

Największy problem stanowi ocena kompatybilności elektromagnetycznej w warunkach zakłóceniowych, np. przy zwarciach w sieci zasilającej. Zwarcia są zdarzeniami losowymi, mogą mieć różny charakter i występować w różnych miejscach sieci. Ich konsekwencją są zapady napięcia o różnej amplitudzie, czasie trwania i różnej - niekiedy bardzo małej - częstotliwości występowania. Zapady napięcia mają istotny, negatywny wpływ na pracę odbiorników i źródeł energii elektrycznej, w szczególności mogą prowadzić do ich wyłączenia. Skutki wyłączenia źródła i odbioru są różne. Wyłączenie źródła o dużej mocy (np. farma wiatrowa) może spowodować zachwianie bilansu mocy wytwarzanej i zapotrzebowanej, co może mieć wpływ na stabilność pracy sieci i niezawodność zasilania odbiorców. Operator sieci określa graniczną charakterystykę zapadów napięcia, przy których turbiny wiatrowe powinny utrzymać się w pracy (krzywa „fault-ride-through”).

Oddziaływanie źródeł na sieć zasilającą

Źródła rozproszone wpływają na jakość energii elektrycznej w podobny sposób jak odbiory zakłócające. Mogą one być emiterami takich zaburzeń jak krótkotrwałe zmiany i wahania napięcia, harmoniczne, czy asymetria.

W konwencjonalnych elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych, o konfiguracji otwartej, zwykle obserwuje się ujemnie odchylenia amplitudy napięcia spowodowane spadkiem napięcia na drodze przepływu prądu od źródła do odbiornika. W sieci ze źródłami rozproszonymi możliwe są odchylenia ujemne i dodatnie, te ostatnie prowadzące do wzrostów napięcia w węzłach sieci. W stanie słabego obciążenia sieci napięcia w węzłach mogą przekroczyć wymagane poziomy. Ponadto, stany przejściowe występujące w czasie rozruchu lub zatrzymania niektórych źródeł powodują krótkotrwałe zmniejszenie napięcia w punkcie przyłączenia do sieci. Utrzymanie napięć w węzłach sieci w granicach wartości dopuszczalnych może więc stanowić istotny problem dla przedsiębiorstwa energetycznego.

Wahania napięcia wprowadzane są do sieci rozdzielczej przez pewne typy generatorów. Przede wszystkim są nimi turbiny wiatrowe, których napięcie wyjściowe zmienia się zależnie od prędkości i kierunku wiatru. Wahania napięcia mogą także być powodowane przez systemy fotowoltaiczne. Skutkiem tego zaburzenia jest zjawisko migotania światła, odczuwane przez innych odbiorców.

W generacji rozproszonej wykorzystuje się technologie i urządzenia energoelektroniczne, będące źródłem wyższych harmonicznych. W szczególności dotyczy to elementów pośredniczących pomiędzy źródłem napięcia i siecią elektroenergetyczną, chociaż źródłem zniekształceń mogą być także hydrogeneratory lub turbiny wiatrowe o zmiennej prędkości (variable-speed turbines) [9]. Zniekształcenie napięcia zależy od sztywności sieci i będzie tym większe im większa jest impedancja sieci, czyli im mniejsza jest moc zwarciowa w PWP. Propagacja prądów harmonicznych wprowadzanych przez źródło następuje więc przede wszystkim w kierunku sieci odbiorczej nn.

Problem asymetrii dotyczy małych generatorów przyłączanych do sieci jednofazowo.

Oddzielnym zagadnieniem jest oddziaływanie źródeł rozproszonych na sieć zasilającą w stanach awaryjnych. Wyłączenie źródła lub grupy źródeł o relatywnie dużej mocy, może powodować kołysania częstotliwości, zwiększenie obciążenia systemu i w skrajnym przypadku problemy z utrzymaniem stabilności napięciowej. Sytuacja taka dotyczy przede wszystkim sieci wysokiego napięcia. Przy mniejszej koncentracji i mocach źródeł, co ma miejsce w sieciach rozdzielczych, bardziej prawdopodobne jest wystąpienie niedopuszczalnego obniżenia napięcia w węzłach sieci.

Warto zwrócić uwagę, że również same źródła lub zasobniki stanowiące generację rozproszoną mają możliwość kompensacji zaburzeń elektromagnetycznych i mogą przyczynić się do poprawy jakości zasilania. Dotyczy to urządzeń, które przyłączane są do sieci za pomocą inwerterów; w przypadku źródeł mogą to być elektrownie wiatrowe z generatorami asynchronicznymi pierścieniowymi lub z generatorami synchronicznymi, mikroturbiny, systemy fotowoltaiczne, czy ogniwa paliwowe. Poprzez odpowiednie sterowanie inwerterów można uzyskać efekty kompensacji statycznych i dynamicznych zmian napięcia, harmonicznych, asymetrii i/lub kompensacji mocy biernej. Ponieważ głównym zadaniem inwerterów źródeł jest przesył do sieci mocy czynnej wytworzonej w źródle, wszystkie dodatkowe zadania, które realizuje źródło określa się mianem usług pomocniczych.

Inwertory źródeł rozproszonych realizujące dodatkowe funkcje kompensacyjne mogą zastępować działanie układów specjalnie dedykowanych do tego celu, jak np. kompensatory energoelektroniczne, przy zachowaniu założonej produkcji mocy czynnej. Stosunkowo krótki

czas generowania maksymalnej mocy czynnej stwarza możliwość wykorzystania tych przekształtników do realizacji zadań dodatkowych bez wzrostu ich mocy znamionowej. Najbardziej stosownym do zastosowań w sieci 3-fazowej niskiego napięcia jest inwerter 3-fazowy 4-gałęziowy, o wysokiej częstotliwości łączeń. Umożliwia on generowanie dowolnego przebiegu prądów lub napięć fazowych.

10.3. Koncepcja inteligentnych mikrosystemów elektroenergetycznych

Sieć dystrybucyjna integrująca rozproszone źródła energii, w tym energii odnawialnej oraz zasobniki energii zmienia swój charakter z sieci pasywnej (odbiorczej) na aktywną. Sieć aktywna, w której realizowane są procesy generacji, transmisji, dystrybucji i użytkowania tworzy mikrosystem elektroenergetyczny. Spośród wielu definicji mikrosystemu pojawiających się w literaturze, jedna wydaje się najbardziej ogólna i trafna:

„Mikrosystem to mini system elektroenergetyczny integrujący działania wszystkich uczestników procesów generacji, transmisji, dystrybucji i użytkowania, w celu dostarczania energii elektrycznej w sposób ekonomiczny, trwały i bezpieczny”.

Technologie wykorzystywane w mikrosystemach obejmują:

- źródła i zasobniki energii¹⁴,
- dodatkowe urządzenia kompensacyjne typu „custom power”
- oraz układy zabezpieczeń, telekomunikacji i sterowania.

Lokalne źródła energii (odnawialne i nieodnawialne) pracują przede wszystkim na potrzeby lokalnych odbiorów. Zasobniki energii wspomagają pracę źródeł o zmiennej mocy generowanej i biorą udział w bilansowaniu energii ze względu na optymalizację korzyści ekonomicznych. Istnieje duża różnorodność technologii zasobnikowych [16], np. akumulatory, superkondensatory, koła zamachowe, wiele z nich jest ciągle w fazie rozwoju.

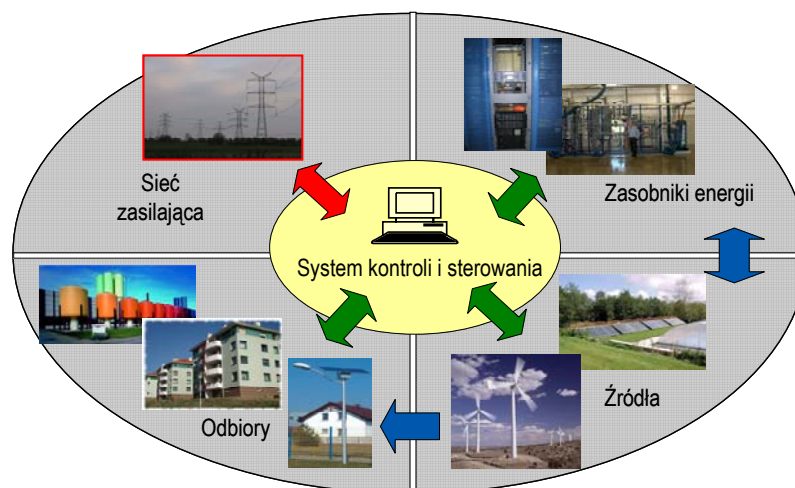
Urządzenia typu „custom power” poprawiają niezawodność zasilania i stabilność systemu oraz zapewniają wymaganą jakość energii elektrycznej. Są one są odpowiednikiem układów energoelektronicznych typu FACTS stosowanych w sieciach przesyłowych, stąd określa się je także mianem DGFACTS (*Distributed Generation Flexible AC Transmission Systems*). Zasobniki energii i dodatkowe urządzenia kompensacyjne sprzyjają likwidowaniu barier w instalowaniu i nieograniczonej eksploatacji źródeł rozproszonych, związanych z zapewnieniem wymaganej jakości zasilania i stabilnej pracy sieci.

Praca sieci jest monitorowana w czasie rzeczywistym i nadzorowana przez system kontroli i sterowania. Układ jest elastyczny, charakteryzuje się dużym stopniem zintegrowania i cechą „plug and play”¹⁵.

Poglądowy schemat mikrosystemu pokazano na rysunku 10.1.

¹⁴ Źródła i zasobniki energii noszą wspólną nazwę generacji rozproszonej (ang. distributed energy resources - DER)

¹⁵ Cecha „plug and play” oznacza możliwość przyłączania źródeł do sieci elektroenergetycznej bez konieczności dokonywania zmian w tej sieci.



Rys.10.1. Ilustracja mikrosystemu elektroenergetycznego.

Architektura mikrosystemu stwarza nowe możliwości funkcjonowania, sprzyjające realizacji celów polityki energetycznej.

Sterowanie produkcją i zapotrzebowaniem na energię elektryczną

Kontrola i sterowanie produkcją energii elektrycznej jest podstawową funkcją każdego systemu wytwórczego. Harmonogramy wytwarzania dla poszczególnych źródeł ustalane są na podstawie prognoz zapotrzebowania, w sposób pozwalający na optymalizację kosztów. W mikrosystemie inteligentne systemy pomiarowe umożliwiają także realizację funkcji kontroli i sterowania w odniesieniu do zużycia energii elektrycznej. Jest to ważna cecha mikrosystemu, dotychczas praktycznie nie występująca w sieciach dystrybucyjnych. System kontroli przesyła informacje o taryfach do odbiorców, odbiorca może sterować pracą odbiorników indywidualnie, w sposób minimalizujący koszty energii. W ten sposób kształtowany jest aktywny popyt – jako interakcja odbiorcy z firmami energetycznymi na podstawie informacji o cenie oraz wielkości zużycia. Monitorowanie pracy systemu w czasie rzeczywistym pełni też funkcję prewencyjną i daje możliwość zapobiegania awariom.

Na szczególną uwagę zasługuje rola zasobników w mikrosystemach. Tematyka ta stanowi jeden z priorytetowych kierunków badań i działań standaryzacyjnych. Przegląd technologii i możliwości wykorzystania tych urządzeń jest przedmiotem wielu publikacji, m.in. [34, 35, 41]. Zadania, które mogą realizować zasobniki dzieli się na trzy grupy:

- współpraca ze źródłami o zmiennej mocy generowanej
- bilansowane mocy w okresach szczytowego obciążenia
- usługi pomocnicze świadczone operatorowi systemu w zakresie regulacji napięcia i częstotliwości, kompensacji mocy biernej i poprawy jakości energii elektrycznej i niezawodności zasilania.

Zależne od zmienności energii pierwotnej i z natury swojej niesterowalne źródła odnawialne, we współpracy z zasobnikami mogą uzyskać cechę źródeł sterowalnych. Wykorzystanie zasobnika do pokrywania obciążeń szczytowych umożliwia zmniejszenie obciążenia

sieci, a więc przyczynia się do wzrostu niezawodności zasilania i stabilności pracy sieci. Przy wzroście mocy zapotrzebowanej zastosowanie zasobników może przesunąć w czasie konieczny rozwój infrastruktury sieciowej. Usługi pomocnicze związane są z poprawą jakości zasilania.

Poprawa jakości zasilania

Jak już wcześniej wspomniano, przyłączanie do sieci coraz większej liczby rozproszonych źródeł energii może wpłynąć negatywnie na jakość zasilania odbiorców. Wprowadza się pojęcie „hosting capacity” [4], rozumiane jako dopuszczalna moc źródeł, które można bezpiecznie przyłączyć do sieci elektroenergetycznej, bez pogorszenia warunków pracy tej sieci i przekroczenia wartości granicznych wielkości charakteryzujących tę pracę. Wielkościami tymi mogą być np. poziomy napięć w węzłach, obciążalność prądowa, poziomy prądów zwarciowych, wahania napięcia i inne wskaźniki jakościowe. Badania wykazały, że dla typowych sieci SN dopuszczalna moc generacji rozproszonej z punktu widzenia obciążalności prądowej i poziomów napięć w węzłach sieci wynosi ok. 2 MVA [17]. W praktyce krajowej, w przypadku przyłączania dużych źródeł (o mocy powyżej 2 MW), wymagane jest opracowanie ekspertyzy przyłączeniowej, której częścią jest sprawdzenie wpływu źródła (źródeł) na jakość energii.

Warto zwrócić uwagę, że również same źródła lub zasobniki stanowiące generację rozproszoną mają możliwość kompensacji zaburzeń elektromagnetycznych i mogą przyczynić się do poprawy jakości zasilania. Dotyczy to urządzeń, które przyłączane są do sieci za pomocą inwerterów. Poprzez odpowiednie sterowanie inwerterów można uzyskać efekty kompensacji statycznych i dynamicznych zmian napięcia, harmonicznych, asymetrii i/lub kompensacji mocy biernej. Ponieważ głównym zadaniem inwerterów źródeł jest przesył do sieci mocy czynnej wytworzonej w źródle, wszystkie dodatkowe zadania, które realizuje źródło określa się mianem usług pomocniczych.

Inwertory źródeł rozproszonych realizujące dodatkowe funkcje kompensacyjne mogą zastępować działanie układów specjalnie dedykowanych do tego celu, jak np. kompensatory energoelektroniczne, przy zachowaniu założonej produkcji mocy czynnej. Stosunkowo krótki czas generowania maksymalnej mocy czynnej stwarza możliwość wykorzystania tych przekształtników do realizacji zadań dodatkowych bez wzrostu ich mocy znamionowej. Najbardziej stosownym do zastosowań w sieci 3-fazowej niskiego napięcia jest inwerty 3-fazowy 4-gałęziowy, o wysokiej częstotliwości łączeń. Umożliwia on generowanie dowolnego przebiegu prądów lub napięć fazowych.

Praca autonomiczna (wyspowa)

W warunkach normalnych mikrosystem pracuje zwykle w połączeniu z siecią zasilającą. W przypadku zaburzeń w tej sieci istnieje możliwość przejścia na pracę autonomiczną (wyspowa) mikrosystemu i utrzymania zasilania wszystkich lub części przyłączonych do niego odbiorów. Czas pracy wyspowej wynika z możliwości bilansowania mocy. Zwykle jest to czas do powrotu połączenia z siecią zasilającą (przewidywany czas awarii), choć możliwa jest także długotrwała praca wyspowa.

Możliwość utrzymania zasilania z lokalnych źródeł jest korzystną cechą sieci z generacją rozproszoną, nawet jeśli praca wyspowa odbywa się przy zmniejszonej mocy dostarczanej i pogorszonej jakości energii. Dla odbiorców przemysłowych może to oznaczać znaczące zmniejszenie strat ekonomicznych spowodowanych potencjalną przerwą w dostawie energii elektrycznej.

Biorąc pod uwagę przewidywane funkcje i możliwości pracy można stwierdzić, że o istocie mikrosystemu stanowią następujące elementy kluczowe:

- nowa architektura – sieć ze źródłami, zasobnikami, urządzeniami wspomagającymi
- odpowiednie systemy pomiarowe i telekomunikacyjne
- inteligentne systemy zarządzania i sterowania, umożliwiające podejmowanie decyzji optymalnych względem określonego kryterium.

Inteligentne mikrosystemy elektroenergetyczne mogą przyczynić się do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego przy wykorzystaniu lokalnych źródeł paliw i energii, a także do zmniejszenia kosztów przesyłu i rozdziału oraz zapewnienia odpowiedniej niezawodności i jakości dostarczanej odbiorcom energii. Ich powstanie musi jednak zostać poprzedzone rozwiązaniem wielu istniejących problemów o charakterze technicznym, organizacyjnym i prawnym. W chwili obecnej prowadzonych jest na świecie wiele prac w tym zakresie, co pozwala przewidywać wprowadzenie i rozwój mikrosystemów w niedalekiej przyszłości.

Literatura

1. Arrilaga J., Watson N.R., Chen S.: *Power system quality assessment*, John Wiley & Sons, Ltd. 2000.
2. Bełdowski T., Markiewicz H.: *Stacje i urządzenia elektroenergetyczne*, WNT, Warszawa 1995
3. Bernas S.: *Systemy elektroenergetyczne*, WNT, Warszawa 1986
4. Bollen M. H-J., Yang Y., Hassan F.: Integration of distributed generation in the power system – A power quality approach. *Proc. 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Wollongong, Australia 28.09-1.10. 2008*
5. Bollen M. H-J., Häger M.: Power quality: Interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers, *EPQU Magazine*, vol. 1, no.1 2005
6. Cegielski M.: *Sieci i systemy elektroenergetyczne*: PWN, Warszawa 1979 Wrocław
7. Dugan R.C., McGranaghan M.F., Beaty H.W.: *Electrical power systems quality*, McGraw-Hill, New York 1996.
8. *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*: praca zbiorowa pod redakcją Sz. Kujarczyka, WNT, Warszawa, 1997
9. Espie P., Foote C.E.T., Burt G.M., McDonald J.R., Wasiak I., Mienski R.: Improving electrical power quality using distributed generation: Part 1 – Assessing DG impact & capability, *7th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, September 17-19, Cracow 2003
10. European Commission: *Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Generation in Energy Supply Systems*, Brussels 2001
11. Faulkenberry L.M., Coffey W.: *Electrical Power Distribution and Transmission*, Prentice-Hall, Inc., New Jersey 1996
12. *Flexible AC transmission systems (FACTS)*: Edited by Yong Hua Song & Allan T. Johns. The Institution of Electrical Engineers, London 1999
13. Ghosh A., Ledwich G.: *Power quality enhancement using custom power devices*, Kluwer Academic Publishers, US 2002
14. *Handbook of power quality*, John Wiley & Sons Ltd., 2008
15. Hellman W., Szczerba Z.: *Regulacja częstotliwości i napięcia w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa 1978
16. Ibrahim H., Ilinca A., Perron J.: Comparison and analysis of different energy storage techniques based on their performance index. *Proc. Electrical Power Conference (EPC 2007), IEEE Canada, 2007*
17. Kacejko P.: *Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004
18. Kacejko P., Machowski J.: *Zwarcia w sieciach elektroenergetycznych*, WNT, Warszawa 2002

19. Kahl T.: *Sieci elektroenergetyczne*, WNT, Warszawa 1984
20. Kanicki A.: *Wyznaczanie wielkości zwarciovych w systemie elektroenergetycznym*, skrypt dostępny w wersji elektronicznej, Łódź 2008
21. Kinsner K. *Napowietrzne i kablowe linie elektroenergetyczne*, PWN, Warszawa 1973
22. Kinsner K., Serwin A., Sobierajski M., Wilczyński A.: *Sieci elektroenergetyczne*, Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1993
23. Khan S.: *Industrial power systems*, CRS Press Taylor&Francis Group, 2008
24. Kończykowski S., Bursztyński J.: *Zwarcia w układach elektroenergetycznych*, WNT, Warszawa 1965
25. Kowalski Z.: *Teoria zwarć w układach elektroenergetycznych*, Skrypt PŁ, Łódź 1988
26. Kozłowski J., Wasiak I.: *Ochrona przeciwporażeniowa w sieciach elektroenergetycznych niskiego napięcia*, Wyd. PŁ, Łódź 1997
27. Kujaszczyk i inni: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, t.1 i 2, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2004
28. Kujaszczyk i inni: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*, WNT, Warszawa 1997
29. Markiewicz H., Wołkowiński K.: *Urządzenia elektroenergetyczne*, WNT, Warszawa 1985
30. Mieński R., Pawełek R., Wasiak I., Gburczyk P., Foote C., Burt G., Espie P.: Power quality improvement in LV network using distributed generation, *IEEE 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, September 12-15, Lake Placid 2004
31. Miller T.J.E.: *Reactive power control in electric systems*, John Wiley & Sons, 1982
32. Nasar A.: *Electric Energy Systems*, Prentice-Hall, New Jersey 1996
33. Niebrzydowski J.: *Sieci elektroenergetyczne*, Wyd. Politechniki Białostockiej, Białystok 2000
34. Oudalov A., Buehler T., Chartouni D.: Utility scale applications of energy storage. *Proc. 2008 IEEE Energy 2030 Conference (ENERGY 2008)*
35. Pawełek R., Wasiak I., Gburczyk P., Mieński R.: Study on operation of energy storage in electrical power microgrid – modelling and simulation. *Proc. 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Bergamo, September 2010
36. Popczyk J.: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1984
37. Popczyk J., Żmuda K.: *Sieci elektroenergetyczne*, WPS, Gliwice 1991
38. Poradnik inżyniera elektryka, t. IV, WNT, Warszawa 2005
39. PSE Operator S.A. Raport roczny 2009. <http://www.pse-operator.pl>

40. Rozwój systemów elektroenergetycznych. Wybrane aspekty. *Praca zbiorowa pod redakcją W. Mielczarskiego*, Seria: Elektroenergetyka Unii Europejskiej, Instytut Elektroenergetyki PŁ, Łódź 2004
41. Smith S.C, Sen P.K., Kroposki B.: Advancement of energy storage devices and applications in electrical power system. *Proc. 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21th Century*
42. Twardosz G.: Poszukiwanie bardziej przyjaznych dla środowiska i ludzi rozwiązań napowietrznych linii elektrycznych – zastosowanie żerdzi wirowanych jako konstrukcji wosporczych linii 110 kV. *Energetyka*, Nr 9, 2005
43. Wasiak I., Mienski R., Pawelek R., Gburczyk P., Espie P., Burt G.M.: Improving electrical power quality using distributed generation: Part 2 – case studies, *7th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, September 17-19, Cracow 2003

Normy i przepisy ogólne

44. Aerial optical cables along electrical power lines. Catalogue ZHONGTIAN TECHNOLOGY, CO., LTD. <http://www.jszt.com.cn/Download/PDF//OPGW/pdf>
45. CTC Cable Corporation. <http://ctccable.com>
46. Dyrektywa 2001/77/EC w sprawie promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na wewnętrznym rynku energii elektrycznej
47. Dyrektywa 2003/30/EC w sprawie promocji i stosowania biopaliw lub innych paliw ze źródeł odnawialnych do celów transportowych
48. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23.04.2009 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE
49. Energetyczne strunobetonowe żerdzie wirowane. <http://www.wirbet.com.pl>
50. IEC 1000-2-5, 1995. Electromagnetic compatibility, Part 2: Environment, Section 5: Classification of electromagnetic environments.
51. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych. PSE-Operator S.A, Warszawa 2006
52. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Łódzki Zakład Energetyczna S.A., 2006
53. Kable i przewody elektroenergetyczne. Katalog TELE-FONIKA Kable S.A., 2009. <http://www.tfkable.pl>
54. Katalog izolatorów kompozytowych produkcji FCI Furukawa Composite Insulator Ltd. dla linii 110 kV orz 15-30 kV. ELTEL Networks Olsztyn S.A. <http://www.eltelnetworks.pl>
55. Katalog izolatorów porcelanowych. ZPE ZAPEL S.A. <http://www.zapel.com>

56. Katalog przewodów energetycznych. Fabryka przewodów energetycznych S.A. Będzin. <http://www.fpe.com.pl>
57. Norma SEP N SEP-E-004. Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa. Warszawa 2004.
58. PN-EN 50160, 2002. Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych
59. PN-EN 50341-1. Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne.
60. PN-EN 50341-3-22, 2010. Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 3: Zbiór normatywnych warunków krajowych
61. PN-EN 50423-1, 2007. Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV do 45 kV włącznie. Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne.
62. PN-EN 60909-0 2002 (U): Prądy zwarciove w sieciach trójfazowych prądu przemiennego. Część 0. Obliczanie prądów.
63. PN-EN 61000-2-2, 2003. Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 2-2: Środowisko. Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości i sygnałów
64. PN-EN 61000-2-4, 2003. Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 2-4: Środowisko. Poziomy kompatybilności dotyczące zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości w sieciach zakładów przemysłowych
65. PN-EN 61000-2-12, 2004. Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 2-12: Środowisko. Poziomy kompatybilności dla zaburzeń przewodzonych niskiej częstotliwości i sygnałów sygnalizacji w publicznych sieciach zasilających średniego napięcia
66. PN-EN 61000-3-3, 1994. Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Dopuszczalne poziomy. Ograniczanie wahań napięcia i migotania światła powodowanych przez odbiorniki o prądzie znamionowym ≤ 16 A w sieciach zasilających niskiego napięcia
67. PN-EN 61000-4-7:2004. Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 4-7: Metody badań i pomiarów. Ogólny przewodnik dotyczący pomiarów harmonicznych i interharmonicznych oraz stosowanych do tego celu przyrządów pomiarowych dla sieci zasilających i przyłączonych do nich urządzeń
68. PN-EN 61000-4-15, 1999. Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Metody badań i pomiarów. Miernik migotania światła, Specyfikacja funkcjonalna i projektowa
69. PN-EN 61000-4-15, 1999/A1, 2005. Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Metody badań i pomiarów. Miernik migotania światła, Specyfikacja funkcjonalna i projektowa (zmiana A1)

70. PN-EN 61000-4-30, 2005. Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 4-30: Metody badań i pomiarów. Metody pomiaru jakości energii
71. PN-IEC 60038:1999. Napięcia znormalizowane IEC
72. PN-IEC 60364-4-41: Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Ochrona przeciwporażeniowa
73. PN-T-01030:1996. Kompatybilność elektromagnetyczna. Terminologia
74. Prawo energetyczne, Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. z późniejszymi zmianami: Dz. U. 2009.215.1664
75. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dziennik Ustaw Nr 93



KAPITAŁ LUDZKI
NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI

Książka/publikacja jest współfinansowana przez
Unię Europejską w ramach
Europejskiego Funduszu Społecznego

UNIA EUROPEJSKA
EUROPEJSKI
FUNDUSZ SPOŁECZNY



Książka/publikacja jest dystrybuowana bezpłatnie

Innowacyjna dydaktyka bez ograniczeń
- zintegrowany rozwój Politechniki Łódzkiej zarządzanie Uczelnią,
nowoczesna oferta edukacyjna i wzmacniania zdolności do zatrudniania,
także osób niepełnosprawnych.

Politechnika Łódzka

