



**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
“КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ”**

**Кафедра електричних мереж та систем
Кафедра англійської мови технічного спрямування №1**

В.В. КИРИК, Т.Б. МАСЛОВА

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

РЕЖИМИ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ МЕРЕЖ

**ELECTRICAL POWER NETWORKS AND
SYSTEMS**

OPERATION MODES OF OPEN NETWORKS

Навчальний посібник

для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальності

141 “Енергетика, електротехніка та електромеханіка”

Затверджено методичною радою НТУУ «КПІ»

**Київ
«Політехніка»**

2015

Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж. = Electrical power networks and systems. Operation modes of open networks: навч. Посіб./ В.В. Кирик, Т.Б. Маслова. – Київ : НТУУ «КПІ», 2015. – 256с.

ISBN 978-966-622-737-2

В посібнику українською та англійською мовами представлені основні відомості про електричні мережі та системи, конструкції ліній електропередавання, схеми заміщення ліній електропередавання повітряного і кабельного виконання та трансформаторів, втрати потужності та енергії в електричній системі, розрахунок режимів роботи розімкнених електричних мереж. Детально розглянуто поздовжні та поперечні параметри схем заміщення ліній електропередавання.

Для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальності 141 “Енергетика, електротехніка та електромеханіка”

В пособии на украинском и английском языках представлены основные сведения об электрических сетях и системах, конструкциях линий электропередачи, схемах замещения линий электропередачи воздушного и кабельного выполнения и трансформаторов, потерях мощности и энергии в электрической системе, расчете режимов работы разомкнутых электрических сетей. Детально рассмотрены продольные и поперечные параметры схем замещения линий электропередачи.

Для студентов всех форм обучения и студентов-иностранцев специальности 141 “Энергетика, электротехника та електромеханіка”

The textbook contains the general information on electrical networks and systems, design of power transmission lines, equivalent circuits of overhead and cable power transmission lines, transformer equivalent circuits, power losses and energy losses in the electric system, and calculation of operation modes of open electrical networks. Longitudinal and transversal parameters of power transmission line equivalent circuits are considered in detail. All the facts are presented both in Ukrainian and English.

The textbook is intended for full-time and part-time students as well as foreign students acquiring speciality 141 “Power Engineering, Electrical Engineering and Electrotechnology”.

Укладач: *В.В. Кирик, д-р техн. наук, професор
Т.Б. Маслова, викладач*

Відповідальний редактор: *В.М. Сулейманов, канд. техн. наук, професор*

Рецензенти: *О.В. Кириленко, академік НАН України, д-р техн. наук,
професор, директор Інституту
електродинаміки НАН України
В.В. Павловський, д-р техн. наук, ст. наук. співр., провідний
науковий співробітник відділу автоматизації
енергосистем ІЕД НАН України
І.П. Волощук, канд. пед. наук, доцент*

ISBN 978-966-622-737-2

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 КОНСТРУКЦІЇ, СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТА ПАРАМЕТРИ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ	11
Тема 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ	11
1.1 Основні задачі та поняття в області передавання електричної енергії.....	11
1.2 Номінальні напруги устаткування електричних систем.....	17
1.3 Призначення електричних мереж.....	23
1.4 Вимоги до електричних мереж.....	25
1.5 Класифікація електричних мереж.....	31
1.6 Режими роботи нейтралі.....	37
Тема 2 КОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ	49
1.7 Основні відомості про повітряні та кабельні лінії електропередавання.....	49
Тема 3 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ ПОВІТРЯНОГО І КАБЕЛЬНОГО ВИКОНАННЯ	67
1.8 Параметри схем заміщення ЛЕП.....	67
Тема 4 ПОЗДОВЖНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП	75
1.9 Активний опір лінії електропередавання.....	75
1.10 Індуктивний опір лінії електропередавання.....	79
Тема 5 ПОПЕРЕЧНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП	87
1.11 Активна поперечна провідність лінії електропередавання.....	87
1.12 Ємнісна провідність лінії електропередавання.....	93
Тема 6 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	97
1.13 Параметри схем заміщення двообмоткових силових трансформаторів.....	97
1.14 Однолінійні схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів.....	111
1.15 Триобмоткові трансформатори із скороченими обмотками.....	117
1.16 Силові трансформатори з розщепленими обмотками.....	123
1.17 Силові автотрансформатори.....	127
РОЗДІЛ 2 РЕЖИМИ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПРИ ПЕРЕДАВАННІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	139
Тема 7 ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	139
2.1 Електричні станції.....	139

CONTENTS

INTRODUCTION	8
PART 1 DESIGNS, EQUIVALENT CIRCUITS AND PARAMETERS OF POWER TRANSMISSION LINES	12
Chapter 1 GENERAL INFORMATION ON ELECTRICAL POWER NETWORKS AND SYSTEMS	12
1.1 The basic tasks and concepts of electric power transmission.....	12
1.2 Rated voltages of electric system equipment.....	18
1.3 Application of electrical power networks.....	24
1.4 Requirements for electrical power networks.....	26
1.5 Classification of electrical power networks.....	32
1.6 Operation modes of neutral conductor.....	38
Chapter 2 DESIGNS OF POWER TRANSMISSION LINES	50
1.7 The basic facts of overhead and cable power transmission lines.....	50
Chapter 3 EQUIVALENT CIRCUITS OF OVERHEAD AND CABLE POWER TRANSMISSION LINES	68
1.8 Parameters of power transmission line equivalent circuits.....	68
Chapter 4 LONGITUDINAL PARAMETERS OF POWER TRANSMISSION LINE EQUIVALENT CIRCUITS	76
1.9 Pure resistance of power transmission lines	76
1.10 Inductive reactance of power transmission lines	80
Chapter 5 TRANSVERSAL PARAMETERS OF POWER TRANSMISSION LINE EQUIVALENT CIRCUITS	88
1.11 Active transversal conductance of power transmission lines.....	88
1.12 Capacitive susceptance of power transmission lines.....	94
Chapter 6 EQUIVALENT CIRCUITS OF POWER TRANSFORMERS	98
1.13 Parameters of two-winding power transformer equivalent circuits.....	98
1.14 Single-line equivalent circuits of three-winding power transformers.....	112
1.15 Three-winding transformers with reduced windings.....	118
1.16 Power transformers with split windings.....	124
1.17 Power autotransformers.....	128
PART 2 OPERATION MODES OF OPEN ELECTRICAL POWER NETWORKS IN THE TRANSMISSION OF ELECTRIC ENERGY	140
Chapter 7 SOURCES OF ELECTRIC ENERGY	140
2.1 Power plants.....	140

2.2 Джерела активної потужності.....	160
2.3 Джерела реактивної потужності.....	163
Тема 8 СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	171
2.4 Характеристики споживачів електроенергії.....	171
2.5 Визначення кількості енергії, що передається по електричній мережі протягом року.....	183
2.6 Участь електростанцій різних типів у покритті графіків навантаження.....	191
Тема 9 ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ.....	195
2.7 Загальна характеристика втрат потужності в електричних мережах.....	195
2.8 Визначення втрат потужності в лініях електропередавання.....	199
2.9 Визначення втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах.....	203
2.10. Втрати енергії в електричних мережах.....	207
Тема 10 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	221
2.11 Розрахунок навантажень підстанції та електростанції на шинах високої напруги.....	221
2.12 Потужності початків, кінців та середньолінійна потужність ділянок електричної мережі.....	229
2.13 Розрахунок режиму напруги в електричній мережі.....	231
2.14 Визначення напруги на ділянках схеми мережі в електротехнічних розрахунках.....	237
2.15 Алгоритм розрахунку режиму роботи розімкненої схеми мережі.....	241
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	251

2.2 Sources of active power	160
2.3 Sources of reactive power	164
Chapter 8 ELECTRIC LOADS	172
2.4 Characteristics of electric loads.....	172
2.5 Determination of the quantity of power transmitted in the electrical net- work over a year.....	184
2.6 Contribution of power plants of different types into load- factoring.....	192
Chapter 9 POWER LOSSES AND ENERGY LOSSES IN THE ELECT- RIC SYSTEM	196
2.7 General characteristics of power losses in electrical networks.....	196
2.8 Determination of power losses in power transmission lines	200
2.9 Determination of power losses in power transformers and autotransfor- mers	204
2.10 Energy losses in electrical networks.....	208
Chapter 10 CALCULATION OF OPERATION MODES OF OPEN ELECTRICAL NETWORKS	222
2.11 Load calculation for substations, and high-voltage bus power plants.....	222
2.12 Power of the sending end, receiving end, and middle sections of electri- cal network.....	230
2.13 Calculation of voltage characteristics in the electrical network.....	232
2.14 Determination of voltage in network diagram sections by electrical engineering calculations.....	238
2.15 Algorithm of calculating the operation mode of open network diagram	242
REFERENCES	252

ВСТУП

Предмет навчальної дисципліни «Електричні мережі та системи» ґрунтується на прищепленні у студентів знань з проектування технічних об'єктів, виконання техніко-економічних обґрунтувань інженерних рішень; застосовуванні сучасних методів аналізу і розрахунку електричних мереж різних класів номінальних напруг, що об'єднують такі об'єкти на паралельну роботу; обґрунтованні вибору ефективних методів інженерних розрахунків та проведенню досліджень і аналізу отриманих результатів; ефективному використовуванню сучасних інтелектуальних, інформаційних комп'ютерно-інтегровані технологій; виконанні проектно-конструкторської документації згідно з нормативними вимогами. Метою дисципліни є формування у студентів уявлень про процеси передавання, перетворення, розподіл та споживання електричної енергії, конструктивне виконання та технологічне устаткування електричних мереж, робочі режими, регулювання і планування режимів електричних систем, проектування електричних мереж тощо.

Вивчення дисципліни «Електричні мережі та системи» ґрунтується на знаннях, отриманих студентами під час вивчення основних дисциплін циклу професійної та практичної підготовки, таких як «Фізика», «Вища математика та математичний аналіз», «Теоретична електротехніка», «Основи метрології та електричних вимірювань», «Електричні машини», «Математичні задачі енергетики», «Економіка» та інші. Разом з тим дисципліна «Електричні мережі та системи» тісно пов'язана з іншими дисциплінами професійно-технічної підготовки, які опираються на неї та вивчаються паралельно або після вивчення даної дисципліни. Зокрема це такі дисципліни як «Регулювання режимів електричних систем», «Математичне моделювання електричних систем», «Перехідні процеси в електричних системах», «Релейний захист та автоматика електричних систем», «Електричні станції», «Спеціальні питання передавання електричної енергії», «Моделі оптимального розвитку електричних систем», «Питання надійності електричних систем», «Теорія автоматичного керування», «Основи проектування механічної частини ліній електропередавання», «Проектування електричних мереж» та інші.

Задачами вивчення дисципліни «Електричні мережі та системи» є глибоке оволодіння фізикою процесів передавання електричної енергії в електричних мережах та системах, вільне та переконливе володіння аналізом технологічного процесу виробництва, передавання, перетворення та розподілу електричної енергії.

Практичне спрямування дисципліни «Електричні мережі та системи» ґрунтується на реалізації вимог до підготовки кадрів, встановлених освітньо-кваліфікаційною характеристикою фахівця за спеціальністю «Електричні системи і мережі», націлених на розв'язання основних передпроектних, технологічних, експлуатаційних, економічних і конструкторських задач, які виникають під час проектування і експлуатації електричних мереж і систем різних класів номінальної напруги.

INTRODUCTION

The subject matter of the academic course «Electrical power networks and systems» is focused on enabling students to acquire knowledge and skills of designing technical installations, performing feasibility reports on engineering solutions, applying modern methods of analysis and calculation of electrical networks of different rated voltage levels, which combine the installations for parallel operation, justifying the selection of effective methods of engineering design, conducting research and analysis of the results obtained, making the best use of the modern intellectual, informational computer-integrated technologies, and preparing project and design documentation according to the standards. The objective of the course is for students to gain understanding of the processes of transmission, transformation, distribution, and consumption of electric energy, construction and processing equipment of electrical networks, operation modes, regulation and planning of operating conditions of electrical power systems, design of electrical networks, and so forth.

Doing the course «Electrical power networks and systems» requires the knowledge acquired by students during their studying the basic subjects of a cycle of professional and practical training, such as "Physics", «Higher mathematics and mathematical analysis», «Theoretical electrical engineering», «Fundamentals of metrology and electrical measurements», «Electric machines», «Mathematical tasks of power engineering», "Economics" and some others. At the same time the course «Electrical power networks and systems» is closely connected with other subjects of professional training, which rely upon it, and are studied simultaneously or afterwards. In particular, these are such subjects as «Modes regulation of electric systems», «Mathematical modelling of electric systems», «Transient processes in electric systems», «Relay protection and automation of electric systems», «Power plants», «Special problems of power transmission», «Models of optimum development of power systems», «Problems of power system reliability», «Automatic control theory», «Fundamentals of design of mechanical parts of power transmission lines», «Design of electrical networks» and others.

The tasks of studying the course «Electrical power networks and systems» involve mastering the essence of physical processes of power transmission in electrical networks and systems, and becoming able readily and with confidence to carry out the analysis of technological processes of generation, transmission, transformation and distribution of electricity.

The practical aspects of the course «Electrical power networks and systems» are determined by meeting the standards to professional training, adopted by the educational qualifying characteristics of the specialist in the area «Electric power systems and networks», which are aimed at the solution of preconstruction, technological, operational, economic and design problems, which arise in the design and maintenance of electrical networks, and power systems of different rated voltage levels.

Технологічне спрямування дисципліни «Електричні мережі та системи» повинне озброїти студента сучасними математичними засобами аналізу і синтезу структур і топології електричних мереж, моделювання усталених і після аварійних режимів, знаннями новітніх методів, засобів і способів формування керуючих впливів на режими роботи систем з метою вибору оптимальної стратегії управління режимами виробництва, передавання, перетворення і розподілу електричної енергії, можливістю розробки і впровадження в практику експлуатації засобів удосконалення цього процесу, дієвими засобами зниження технологічних втрат енергії в усіх ступенях ієрархії електричної системи, засобам постановки експерименту в області електричних мереж і систем, оцінювання похибки і вірогідності отриманих результатів, критичного їх осмислення і аналізу, прийняттю оптимальних рекомендацій.

Інженерне спрямування дисципліни «Електричні мережі і системи» покликане прищепити студенту уміння і навички інженера-технолога, експлуатаційника, проектувальника і конструктора, які відповідають в повному обсязі їхнім виробничим функціям, тобто інженера, спроможного приймати самостійні творчі рішення під час проектування, конструювання і налагодження устаткування електричних мереж. Ці навички і уміння дозволять молодому спеціалісту активно брати участь в рішенні проблем оптимального управління і регулювання режимів роботи електричних мереж і систем, в синтезі оптимальних схем побудови конфігурації електричної мережі, виборі оптимальних режимів роботи силового обладнання мережі та практичній роботі з ним тощо.

Посібник містить матеріали лекцій першого кредитного модуля «Розрахунки режимів роботи розімкнених електричних мереж» дисципліни «Електричні мережі та системи», який складається з двох розділів, що містять шість змістовних модулів: «Основні поняття про електричні мережі та системи», «Конструкції, характеристики, схеми заміщення найпростіших електричних мереж», «Параметри схем заміщення елементів електричних мереж і їх розрахунок», «Основні поняття про джерела активної та реактивної енергії», «Основні поняття про споживачів електричної енергії та їх характеристики», «Втрати потужності в електричній мережі та режими роботи розімкненої електричної мережі».

Під час підготовки посібника використано методичні розробки та матеріали по темі «Розрахунок режимів роботи розімкнених електричних мереж» професора кафедри електричних мереж та систем НТУУ «КПІ» Сулейманова В.М.

The technology-oriented course «Electrical power networks and systems» will familiarize students with modern mathematical techniques of analysis and synthesis of structures, and topology of electrical networks, of modelling of steady-state and post-emergency conditions, will give the knowledge of the newest methods, means and techniques of controlling the modes of system operation in order to select an optimal strategy of regulating generation, transmission, transformation and distribution of electricity, will enable them to develop and implement techniques of improving this process, effective means of reducing energy losses in all the links of electrical system hierarchy, facilities of carrying out experiments in the field of electrical networks and power systems, estimation of error and reliability, critical judgement and analysis of the results obtained, and adoption of optimum recommendations.

The engineering-oriented course «Electrical power networks and systems» is intended to develop skills of industrial engineer, maintenance engineer, and designer engineer, which would allow fulfilling production functions at full, that is being an engineer capable of finding independently some creative solutions when designing, constructing, and setting-up the equipment of electrical networks. These skills and abilities will allow the young specialist to take an active part in finding the solution to problems of optimum control and regulation of operation modes of electrical networks and power systems, in doing synthesis of optimum circuit designs of system configuration, in selecting the best behaviours of the network power equipment, in operating it in practice, and so forth.

The textbook contains materials of lectures of the first credit module «Calculation of operation modes of open electrical networks» of the «Electrical power networks and systems» course, consisting of two sections, which comprise six instructive modules: «The basic concepts of electrical networks and systems», «Designs, characteristics, and equivalent circuits of the most simple electrical networks», «Parameters of electrical network element equivalent circuits, and calculation of the equivalent circuits», «The basic concepts of the sources of active and reactive power», «The basic concepts of electric loads, and their characteristics», «Power losses in the electrical network, and operation modes of open electrical network».

In preparing the textbook the learner's guides and methodological materials on the subject «Calculation of operation modes of open electrical networks» by V. N. Sulejmanov, professor of the electrical networks and systems department of NTUU "KPI", were used.

РОЗДІЛ 1 КОНСТРУКЦІЇ, СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТА ПАРАМЕТРИЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Тема 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

1.1 ОСНОВНІ ЗАДАЧІ ТА ПОНЯТТЯ В ОБЛАСТІ ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Будь-яка електроенергетична система складається з електричних станцій для вироблення електричної енергії; мереж магістральних та районних ліній електропередавання для передавання електричної енергії на віддалену відстань; вузлових підстанцій для поєднання ліній електропередавання у складі електричної мережі та перетворення електричної енергії між різними ступенями номінальної напруги; розподільчих електричних мереж для розподілу електричної енергії між споживачами. З техніко-економічних міркувань всі електростанції, які розташовані в одному регіоні, з'єднуються між собою для паралельної роботи на загальне навантаження за допомогою ЛЕП різного класу напруги. Об'єднання відрізняється спільністю режиму та безперервністю процесу виробництва, розподілу і споживання теплової та електричної енергії.

Енергетичною системою (енергосистемою) називають сукупність електричних станцій, електричних та теплових мереж, сполучених між собою і пов'язаних спільністю режиму в безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії і теплоти при загальному управлінні цим режимом (рис.1.1).

Електроенергетичною (електричною) системою називають електричну частину енергосистеми, тобто сукупність електроустановок електричних станцій (без первинних двигунів) і електричних мереж енергосистеми, та приймачів електричної енергії, які живляться від неї, поєднані спільністю процесу виробництва, передавання, перетворення, розподілу і споживання електричної енергії(рис.1.2).

Приймачем електричної енергії (електроприймачем) називають апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вигляд енергії.

Споживачем електричної енергії називають електроприймач або групу електроприймачів, об'єднаних загальним технологічним процесом та розміщених на певній території.

PART 1
DESIGNS, EQUIVALENT CIRCUITS AND PARAMETERS
OF POWER TRANSMISSION LINES

Chapter 1 GENERAL INFORMATION ON ELECTRICAL
NETWORKS AND SYSTEMS

1.1 THE BASIC TASKS AND CONCEPTS OF ELECTRIC POWER
TRANSMISSION

An electrical power system consists of power plants, which generate electric energy; networks of backbone transmission and single-area subtransmission lines, designed for transmitting electric power over long distances; central substations, intended for connecting power transmission lines into part of the electrical network, and transforming electric power between different levels of rated voltage; and distribution electrical networks required for distribution of electricity between electric loads and power consumers. For technical and economic reasons all power plants located in the same area are interconnected for parallel operation at the common load by power lines of different voltage levels. The interconnected power plants are characterized by common operation conditions, and a continuous process of generation, distribution and consumption of thermal and electric energy.

The power system (power supply system) refers to a number of power plants, electrical and thermal networks which are coupled to one another, and interconnected by similar conditions of continuous generation, transformation, and distribution of electricity and heat under the common operational control (Fig. 1.1).

The electric power system (power grid) is an electric part of the power system, comprising a number of electrical installations of power plants (except for prime movers), electrical networks of the power system, and receivers of the electric energy supplied from it, interconnected by a common process of generation, transmission, transformation, distribution and consumption of electric energy (Fig. 1.2).

The electrical receiver (ER), or power-consuming unit, is an apparatus, machine, or mechanism intended for transformation of electric energy into other forms of energy.

The electric load is an electrical receiver or a group of *power-consuming units* connected by a common engineering process, and located in a certain area.

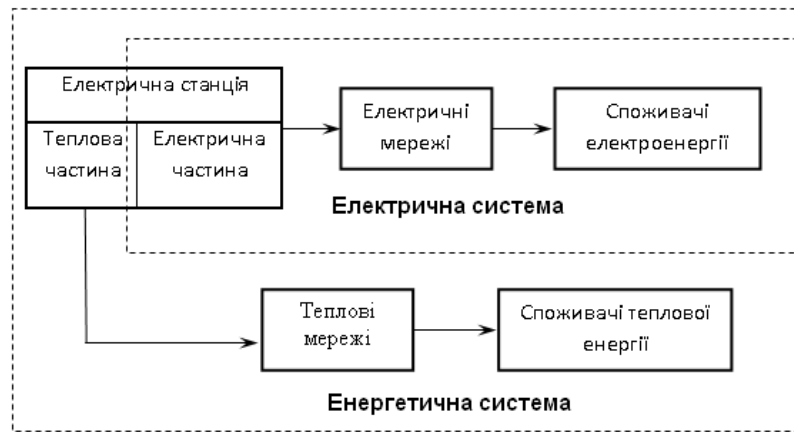


Рис.1.1. Структурна схема енергетичної системи

Електричною мережею (ЕМ) називають сукупність електроустановок для передавання і розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільчих пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередавання, які працюють на певній території.

Електричною підстанцією (ПС) називають електроустановку, призначену для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії, яка складається із трансформаторів, розподільчих пристроїв, пристроїв управління та інших допоміжних пристроїв.

Розподільчим пристроєм називають електроустановку, призначену для приймання та розподілу електричної енергії на одному ступені номінальної напруги, яка містить комутаційні апарати, збірні шини, пристрої управління та захисту.

Лінією електропередавання (ЛЕП) називають електроустановку, призначену для передавання електричної енергії на віддалену відстань між двома пунктами електричної системи. Лінії електропередавання складаються із проводів та кабелів, ізолюючих елементів та несучих конструкцій.

Повітряна лінія електропередавання (ПЛ) – споруда для передавання електричної енергії проводами, розташованими просто неба і прикріпленими за допомогою ізолювальних конструкцій та арматури до опор або кронштейнів і стояків на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах тощо).

На рис. 1.2 представлено фрагмент схеми електричної мережі в електроенергетичній системі.

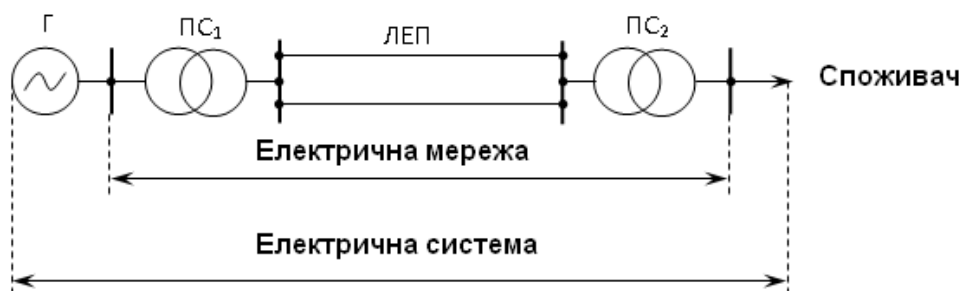


Рис.1.2. Розмежування електричної системи

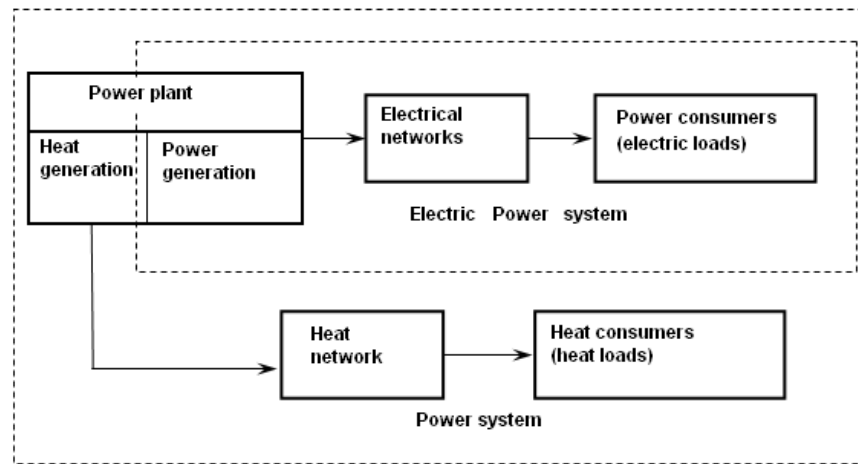


Fig. 1.1. Block diagram of electrical power system

The electrical power network (EN) is a number of electrical installations designed for power transmission and distribution, consisting of substations, switchgear, current-carrying wires, and overhead and cable transmission lines which are at operation in a certain area.

The electric power substation (EPS) is an electrical installation intended for receiving, transforming and distributing electricity, which consists of transformers, switchgear, control devices and other auxiliary equipment.

The switching centre is an electrical installation intended for receiving and distributing electricity at a certain level of the rated voltage, which contains the switchgear, collecting buses, control and protection devices.

The power transmission line (PTL) refers to an electrical installation intended for transmission of electrical energy over long distances between two points of the electric system. The power transmission line consists of wires and cables, insulation, and load-carrying structures.

The overhead power line (OPL) is a construction for transmission of electrical energy over wires located in the open air and fixed by means of insulating parts and accessories to the poles, or bearing supports, and posts of engineering structures (bridges, over-bridges etc.).

Fig. 1.2 shows a part of the electrical network diagram of the electric system.

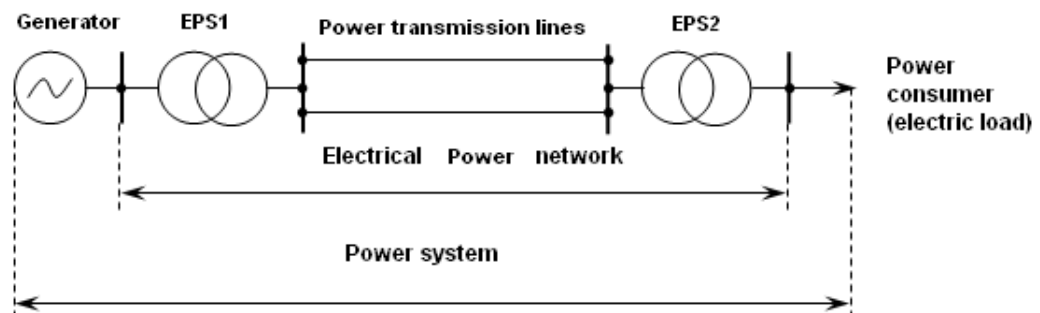
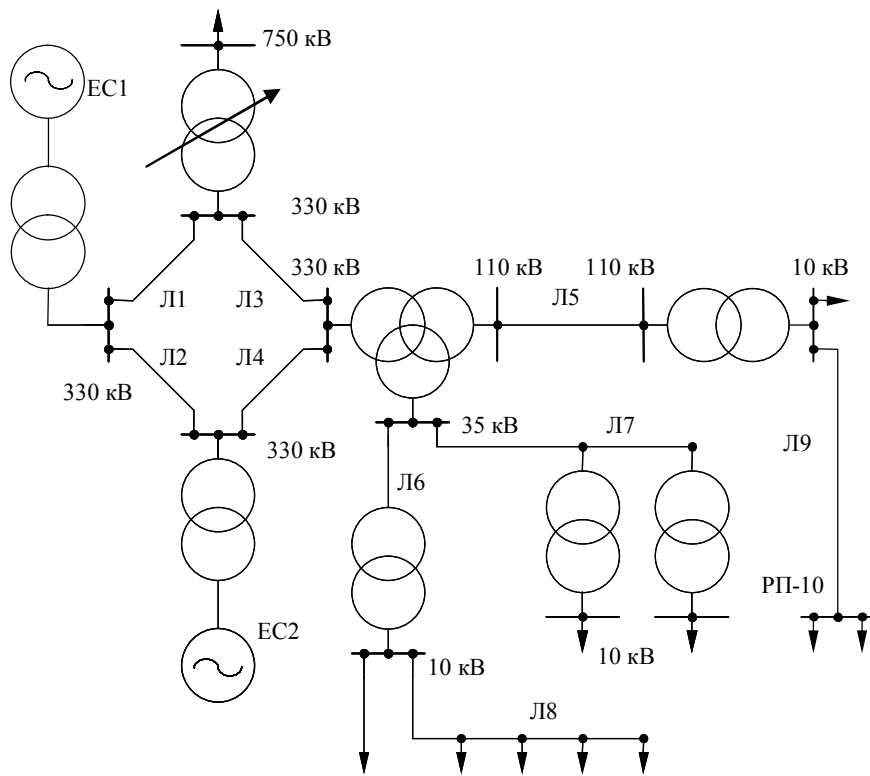
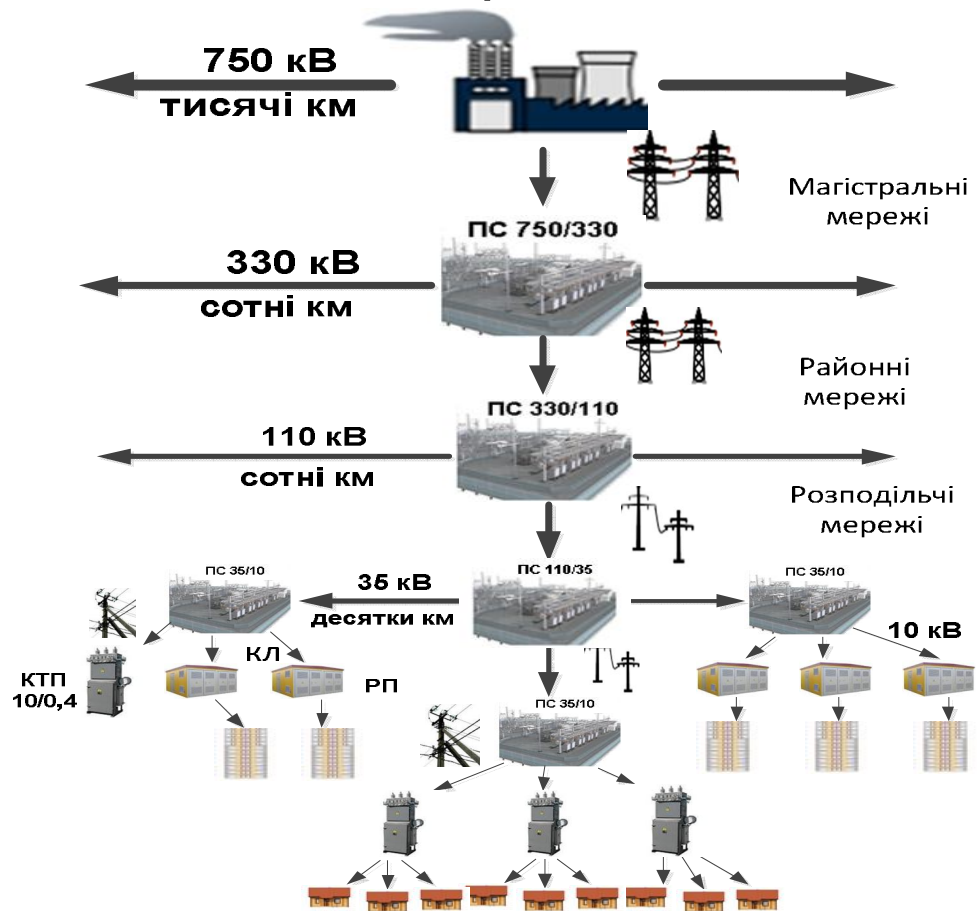


Fig. 1.2. Sections of the electric power system



Електростанція

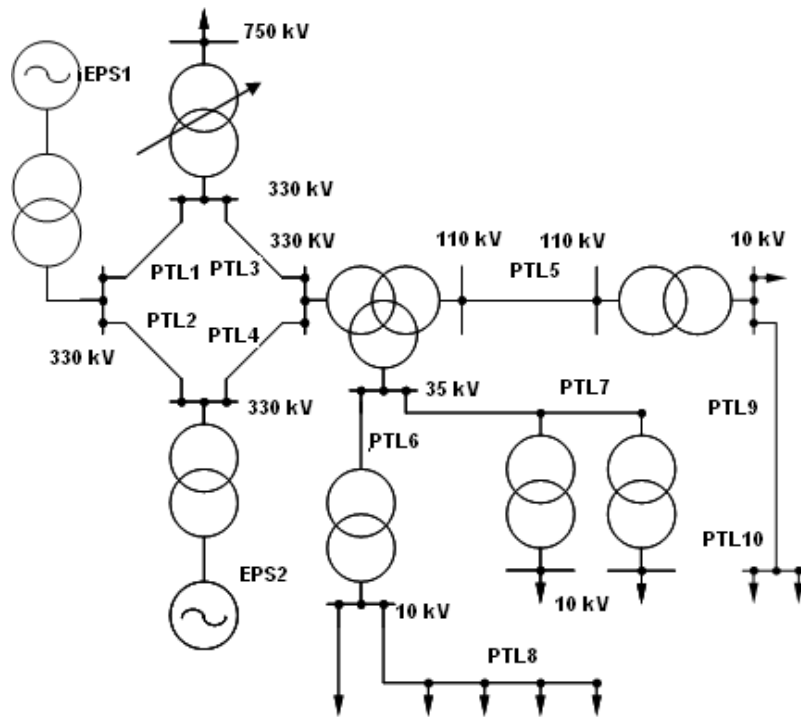
а



Споживачі

б

Рис. 1.3. Електрична система: а – схема електрична; б – загальна структура



a

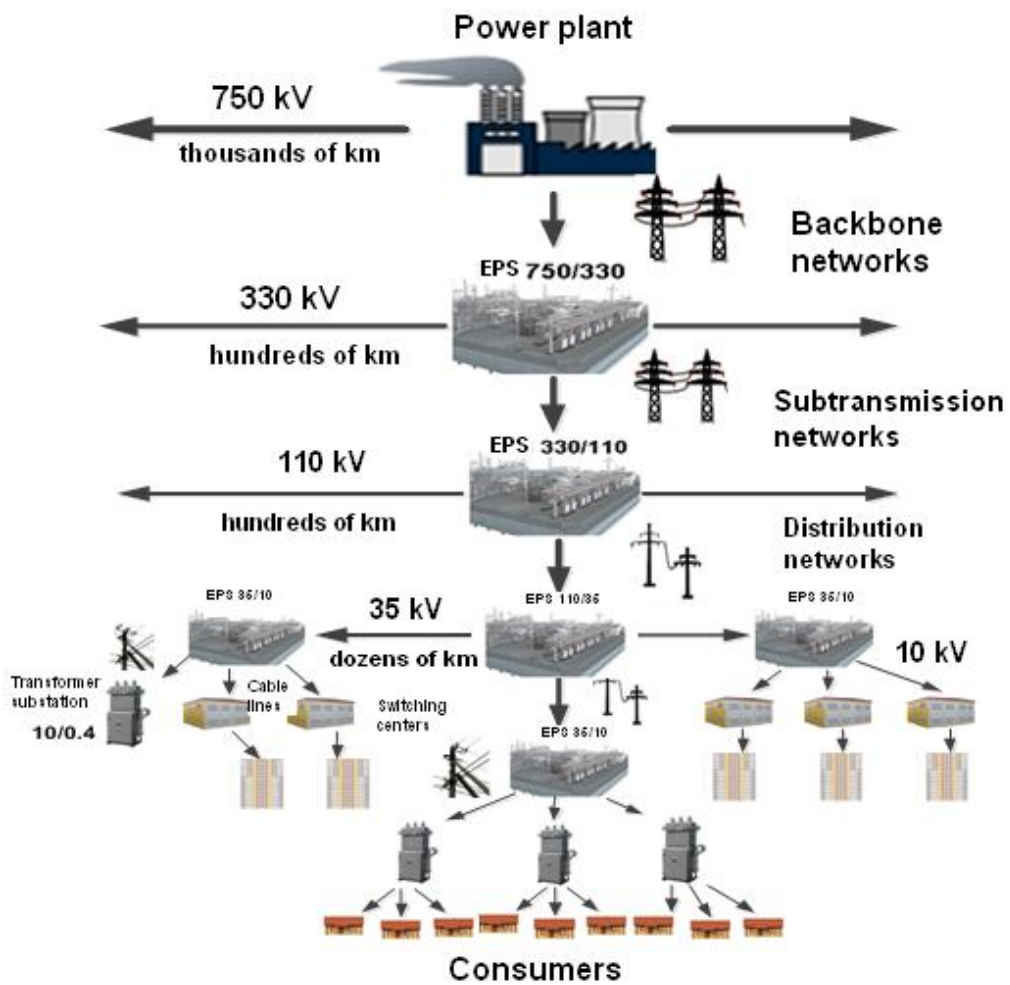


Fig. 1.3. The electric power system: a) electric circuit diagram; b) general arrangement

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть визначення енергетичної системи.
2. Наведіть визначення електроенергетичної системи.
3. Наведіть визначення електричної мережі.
4. Наведіть визначення електричної підстанції.
5. Наведіть визначення лінії електропередавання.

ЛІТЕРАТУРА

[3], стор. 10-12; [5], стор. 12-20; [7], стор. 7-9; [10], стор. 9-10; [14], стор. 5-6; [15], стор. 10-11; [16], стор. 6-10.

1.2 НОМІНАЛЬНІ НАПРУГИ УСТАТКУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

Номінальною називають електричну напругу, на яку розрахована нормальна робота устаткування з найбільшим економічним ефектом.

Чинні нормативні документи (ГОСТ 21128-83 «Номинальные напряжения до 1000 В» та ГОСТ 721-77 «Номинальные напряжения свыше 1000 В») регламентують шкалу номінальних напруг електроустаткування. Для трифазних систем змінного струму нормуванню підлягають діючі значення лінійної напруги. Для низьковольтних електричних систем шкала номінальних напруг включає наступні значення: 220, 380 і 660 В. Для високовольтних електричних систем шкала номінальних напруг складається із такого ряду: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, (400), 500, 750 кВ.

Наведена шкала містить номінальну напругу 400 кВ, яка не нормується чинним стандартом, але є прийнятою для енергосистем Євросоюзу, з якими енергооб'єднання України має електричні зв'язки по лініях електропередавання саме цієї напруги.

Для забезпечення номінальної напруги на затискачах споживачів електричної енергії із урахуванням падіння напруги в електричних мережах номінальна напруга генераторів нормується на 5% більше за номінальну напругу під'єднаної електричної мережі.

Те саме стосується також вторинних обмоток трансформаторів, які виступають джерелом живлення для підключеної мережі. Тут додатково слід враховувати падіння напруги в обмотках самих трансформаторів. Тому номінальні напруги вторинних обмоток трансформаторів нормуються на 10% більші за номінальні напруги відповідних електричних мереж. Виключення складають малопотужні трансформатори, потужністю до 5600 кВ·А, для котрих падіння напруги в обмотках та на ділянках електричних мереж несуттєві. Для таких трансформаторів номінальні напруги вторинних обмоток лише на 5% перевищують номінальні напруги під'єднаних мереж. Також винятку підлягають трансформатори надвисокої номінальної напруги (330 кВ та вище), для яких допускається підвищення напруги на 5% за умовами роботи лінійної ізоляції. Для таких трансформаторів номінальні напруги вторинних обмоток також лише на 5% перевищують номінальні напруги відповідних електричних мереж.

CONTROL QUESTIONS

1. Give the definition of a power supply system.
2. Give the definition of an electric system.
3. Give the definition of an electrical network.
4. Give the definition of an electric substation.
5. Give the definition of a power transmission line.

REFERENCES

[3], p. 10-12; [5], p. 12-20; [7], p. 7-9; [10], p. 9-10; [14], p. 5-6; [15], p. 10-11; [16], p. 6-10.

1.2 RATED VOLTAGES OF ELECTRIC SYSTEM EQUIPMENT

Rated voltage is an electric tension at which there is normal operation of the equipment, giving the greatest economic benefits.

The valid normative documents (state standard specifications GOST 21128-83 «Rated voltages of up to 1,000V» and GOST 721-77 «Rated voltages of over 1,000V») specify the range of rated voltage of electrical equipment. For three-phase a.c. systems the values of line voltage are subject to regulation. For low-voltage electric systems the range of rated voltage varies between 220V, 380V, and 660V. For high-voltage electric systems the range of rated voltage comprises the values of 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, (400) 500, and 750 kV.

The range mentioned above contains the rated voltage of 400 kV, which is not standardized by the valid standards, but is accepted for the European Union electric power systems with which the power grid of Ukraine has electrical links through the power transmission lines of this voltage.

To maintain the rated voltage at the consumer's terminals the voltage drop in the electrical networks is taken into account, and the rated voltage of generators is standardized 5% higher than the rated voltage of the connected electrical network.

The same concerns secondary windings of the transformers, which serve as the power supply for the connected electrical network. In this connection it is also necessary to consider the voltage drop in the windings of transformers. Therefore, the rated voltage of transformer secondary windings are standardized 10% higher than the rated voltage of the corresponding electrical networks. An exception is low-power transformers of up to 5,600 kVA, for which the voltage drop in windings and in sections of electrical networks is negligible. For such transformers the rated voltage of secondary windings is only 5% higher than the rated voltage of the connected networks. Another exception is transformers of ultrahigh rated voltage (330 kV and above), for which an increase in voltage by 5% is acceptable because of line insulation working conditions. For such transformers the rated voltage of secondary windings is also 5% higher than the rated voltage of the corresponding electrical networks.

Для первинних обмоток трансформаторів номінальні напруги співпадають із номінальними напругами мереж живлення або генераторів.

Значення номінальних напруг електричного устаткування наведені в табл.1.1.

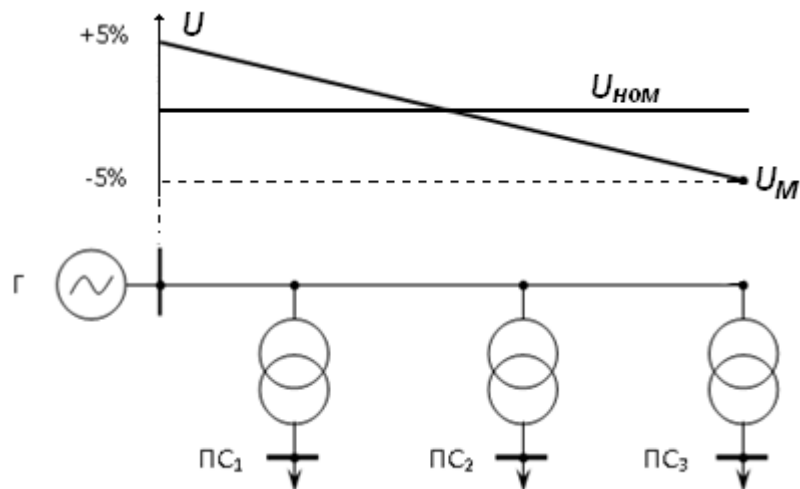


Рис.1.4. Розподіл напруги вдовж мережі, номінальна напруга

Таблиця 1.1. Номінальні напруги електричного устаткування

Електричні мережі	Генератори	Трансформатори	
		Первинні обмотки	Вторинні обмотки
Низьковольтні системи (напруга у вольтах)			
220	230	220	230
380	400	380	400
660	690	660	690
Високовольтні системи (напруга у кіловольтах)			
3	3,15	3 (3,15)	3,15 (3,3)
6	6,3	6 (6,3)	6,3 (6,6)
10	10,5	10 (10,5)	10,5 (11)
20	21	20 (21)	21 (22)
35	36,75	35 (36,75)	38,5
110	–	110	121
150	–	150	165
220	–	220	242
330	–	330	347
500	–	500	525
750	–	750	787

Збільшення номінальної напруги електричних мереж дозволяє обмежити втрати енергії під час передавання електричної енергії. Дійсно, одну й ту саму електричну потужність можна передати на більш високій номінальній напрузі меншим струмом. Це, відповідно до закону Джоуля-Ленца, призводить до

For primary windings of transformers the rated voltage coincides with the rated voltage of electrical networks or generators.

The values of rated voltage of the electrical equipment are presented in Table 1.1.

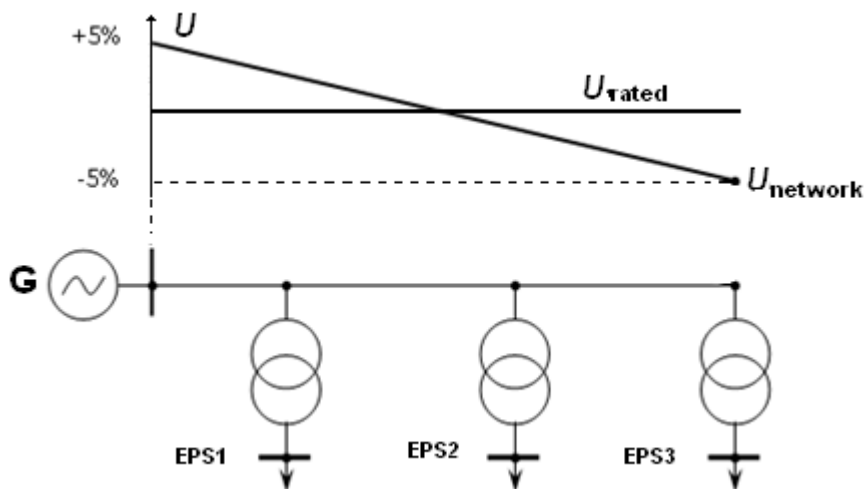


Fig. 1.4. Distribution of voltage across the network, rated voltage

Table 1.1. Rated voltage of the electrical equipment

Electrical networks	Generators	Transformers	
		Primary windings	Secondary windings
Low-voltage systems (voltage in volts)			
220	230	220	230
380	400	380	400
660	690	660	690
High-voltage systems (voltage in kilovolts)			
3	3.15	3 (3.15)	3.15 (3.3)
6	6,3	6 (6.3)	6.3 (6.6)
10	10.5	10 (10.5)	10.5 (11)
20	21	20 (21)	21 (22)
35	36.75	35 (36.75)	38.5
110	–	110	121
150	–	150	165
220	–	220	242
330	–	330	347
500	–	500	525
750	–	750	787

The increase in the rated voltage of electrical networks allows mitigating power losses in the transmission of electric energy. In fact, it is possible to transmit the same electric energy at a much higher rated voltage by a smaller current. According to Joule's law, it leads to

зменшення втрат потужності на передавання електричної енергії. Таким чином, збільшення номінальної напруги електричних мереж дозволяє знизити втрати енергії та підвищити пропускну здатність ліній електричних мереж. Разом з тим збільшення номінальної напруги пов'язано з суттєвим ускладненням, а, отже, і здороженням устаткування електричних мереж.

На сьогодні у складі Об'єднаної енергосистеми України паралельно функціонують електричні мережі різних класів номінальної напруги різного призначення.

Номінальні напруги 6 та 10 кВ використовують для створення промислових, міських та сільських розподільчих мереж. Тут найбільшого поширення набули мережі з номінальною напругою 10 кВ. Чинні нормативні документи не рекомендують використання номінальної напруги 6 кВ для створення нових розподільчих мереж. Останнім часом існуючі мережі напругою 6 кВ реконструюють та переводять на більш високу номінальну напругу 10 кВ.

Номінальну напругу 35 кВ широко використовують для створення центрів живлення сільських розподільчих мереж. Останнім часом з цією метою часто використовують також номінальну напругу 110 кВ.

Номінальні напруги 110, 150 та 220 кВ використовують для створення районних розподільчих електричних мереж загального використання, а також для зовнішнього енергопостачання потужних споживачів. Номінальну напругу 150 кВ використовують лише в Дніпровській енергосистемі для організації видачі потужності Дніпровської ГЕС. Останнім часом для створення районних електричних мереж використовують також номінальну напругу 330 кВ.

Номінальні напруги 330 кВ та вище використовують для створення системоутворюючих мереж магістральних ліній електропередавання для об'єднання на паралельну роботу регіональних енергосистем у складі енергооб'єднання.

Як свідчить досвід проектування та експлуатації електричних мереж вищих класів номінальної напруги, підвищення номінальної напруги електричної мережі з метою збільшення її пропускну здатності слід виконувати не на наступний рівень, а через один. Так, для Об'єднаної енергетичної системи України економічно обґрунтована шкала номінальних напруг електричних мереж складає 110-330-750 кВ.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть шкалу номінальних напруг устаткування електричних систем.*
2. *Поясніть збільшення на 5% номінальних напруг генераторів.*
3. *Поясніть збільшення на 5% номінальних напруг первинних обмоток трансформаторів напругою до 20 кВ.*
4. *Поясніть збільшення на 10% номінальних напруг вторинних обмоток трансформаторів. Які виключення є з цього положення?*
5. *Наведіть області використання номінальних напруг електричних мереж*

reduction of power losses in the transmission of electric energy. Thus, the increase in the rated voltage of electrical networks allows reducing power losses, and increasing the carrying capacity of the lines of electrical networks. At the same time, the rated voltage increase results into a greater complexity, and, hence, a higher price of the equipment of electrical networks.

Today, in the Unified Power System of Ukraine there are electrical networks of different rated voltages, required for different purposes, functioning in parallel.

The rated voltage of 6 and 10 kV are used for the design of industrial, urban and agricultural distribution networks. The most common are electrical networks with the rated voltage of 10 kV. The valid standards do not recommend using the rated voltage of 6 kV for the design of new distribution networks. Recently, the existing 6 kV networks have been redesigned, and adapted to the higher rated voltage of 10 kV.

The rated voltage of 35 kV is widely used for the design of supply centres for agricultural distribution networks. Over the recent years the rated voltage of 110 kV has often been used for this purpose.

The rated voltages of 110 kV, 150 kV, and 220 kV are used for the design of single-area subtransmission networks of general use, and also for external power supply of large consumers. The rated voltage of 150 kV is used only in the Dniprovsk power supply system for the delivery of power from the Dniprovsk hydropower plant. Recently the rated voltage of 330 kV has also been used for the design of subtransmission electrical networks.

The rated voltage of 330 kV and above is used for the design of backbone transmission line networks for combining single-line power systems for parallel operation as part of the power grid.

From the experience in designing and maintaining electrical networks of higher rated voltages it can be seen that in order to increase the carrying capacity of an electrical network the rated voltage must be increased not to the very next level, but to the above nearest one. Thus, for the Unified Power System of Ukraine the economically sound range of rated voltage of electrical networks is 110-330-750 kV.

CONTROL QUESTIONS

- 1. What is the range of rated voltage of the equipment of electric systems?*
- 2. Explain why the rated voltage of generators is increased by 5%.*
- 3. Explain why the rated voltage of transformer primary windings of up to 20 kV is increased by 5%.*
- 4. Explain why the rated voltage of transformer secondary windings is increased by 10%. What are the exceptions to this rule?*
- 5. Specify the areas of application of rated voltages in the electrical networks.*

6. Наведіть економічно обґрунтовану шкалу номінальних напруг ОЕС України. Поясніть скорочення шкали номінальних напруг.

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор 19-22; [3], стор. 12-15; [4], стор. 7-10; [8], стор 13-17; [9], стор. 20-25; [14], стор 6-10; [15], стор 54-56; [16], стор. 98-102.

1.3 ПРИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Головне призначення електричних мереж полягає в передаванні та розподілі електричної енергії від джерел живлення до споживачів.

Разом з цим електричні мережі призначені для передавання електричної енергії на віддалені відстані від центрів генерації в райони енергоспоживання (довжина ліній електропередавання напругою 220÷750 кВ НЕК «Укренерго» складає 21 285,406 км).

Також електричні мережі призначені для об'єднання на паралельну роботу різних електричних станцій та споживачів електричної енергії в єдиній електроенергетичній системі (кількість підстанцій НЕК «Укренерго» дорівнює 133, з них: 8 -750 кВ, 2 – 500 кВ, 2 – 400 кВ, 87 – 330 кВ, 34 – 220 кВ).

Об'єднання електричних систем на паралельну роботу призводить до підвищення надійності та економічності електропостачання, поліпшення якості електричної енергії. Загалом основні переваги об'єднання електричних систем на паралельну роботу полягає в наступному:

1. Підвищення надійності електропостачання за рахунок резервування шляхів передавання електричної енергії від джерел живлення до споживачів;

2. Зменшення сумарного максимуму навантаження електричної системи через незбіг максимумів навантажень різних споживачів. Тут особливої уваги заслуговують довготний та широтний ефекти:

– *Довготний ефект* полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіг у часі максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по довготі. Тут характерні добові перетікання електричної енергії зі сходу на захід або із заходу на схід відповідно до часу доби.

– *Широтний ефект* полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіг тривалості максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по широті. Тут характерні сезонні перетікання електричної енергії із півночі на південь із півдня на північ відповідно до пори року.

3. Зниження сумарного системного та необхідного аварійного резервів потужностей на електричних станціях за рахунок того, що резерв є загальним для всього енергооб'єднання;

6. Give the economically sound range of rated voltage of the Unified Power System of Ukraine. Explain why the range of rated voltage is reduced.

REFERENCES

- [2], p 19-22; [3], p. 12-15; [4], p. 7-10; [8], p 13-17; [9], p. 20-25; [14], p 6-10; [15], p 54-56; [16], p. 98-102.

1.2 APPLICATION OF ELECTRICAL POWER NETWORKS

The main application of electrical networks consists in transmitting and distributing electricity from the source of supply to the consumer.

In addition to this, electrical networks are designed for transmission of electrical energy over long distances from the generation centres to the areas of power consumption (the length of 220÷750 kV power lines of the National Power Company "Ukrenergo" is 21,285,406 km).

Electrical networks are also intended to combine different power plants and electric loads for parallel operation in a single electrical power system (the number of NPC "Ukrenergo" substations is 133, including 8 substations of 750 kV, 2 substations of 500 kV, 2 substations of 400 kV, 87 substations of 330 kV, and 34 substations of 220 kV).

Combining electric systems for parallel operation leads to the improvement of reliability and profitability of electric supply, and an increase in the quality of electrical energy. In general, the main advantages of combining electric systems for parallel operation are as follows:

1. improvement of reliability of electric supply due to redundancy of paths of transmitting electrical energy from the source of supply to the consumers;
2. a decrease of the total demand maximum of the electric system caused by mismatch of on-peak demand of different electric loads. A special attention is paid here to longitude and latitude effects:

- *The longitude effect* consists in decreasing the total demand maximum of a power supply system caused by mismatch in time of on-peak demand of individual electric systems separated in longitude. The daily flows of electrical energy from the east to the west, or from the west to the east, are characteristic of a certain time of the day.

- *The latitude effect* consists in decreasing the total demand maximum of a power supply system caused by mismatch of duration of on-peak demand of individual electric systems separated in latitude. Seasonal flows of electrical energy from the north to the south, and from the south to the north are characteristic to a certain season of the year.

3. a decrease of total system reserve margin and required emergency power reserves at power plants because the reserve is common for all the power supply system;

4. Зниження собівартості електричної енергії за рахунок концентрації потужностей з використанням на електричних станціях агрегатів більшої потужності з найменшими витратами палива на виробництво одиниці електричної енергії;

5. Сумісна робота електричних станцій різних типів дозволяє організувати ефективне використання джерел енергії з більш дешевим паливом;

6. Взаємодопомогою пов'язаних енергосистем при несинхронних сезонних коливаннях навантаження або генерації потужності електричних станцій;

7. Збільшення гнучкості та маневреності електричної системи за рахунок вибору різних джерел живлення, реконфігурації робочих схем тощо.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Сформулюйте головне та допоміжні призначення електричних мереж.*
- 2. Наведіть основні переваги об'єднання електричних систем на паралельну роботу.*
- 3. Поясніть положення про підвищення надійності об'єднання електричних систем.*
- 4. Поясніть положення про підвищення економічності об'єднання електричних систем.*
- 5. Поясніть положення про підвищення якості електричної енергії внаслідок об'єднання електричних систем.*
- 6. У чому полягає довготний ефект?*
- 7. У чому полягає широтний ефект?*

ЛІТЕРАТУРА

[7], стор 9-11; [8], стор 23-24; [11], стор 8-12; [15], стор 15-16; [16], стор 13-17.

1.4 ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Конструктивне виконання електричних мереж має забезпечувати:

- 1) надійність та безперебійність електропостачання споживачів електричної енергії;
- 2) нормовану якість електроенергії;
- 3) зручність та безпеку експлуатації обладнання електричних мереж;
- 4) економічність електроенергетичних систем;
- 5) можливість подальшого розвитку без необхідності корінного переобладнання мережі.

4. a decrease of the cost price of electrical energy due to the concentration of power by using installations of a higher power capacity at the power plants, and lower waste of fuel in electrical energy generation;

5. compatible operation of power plants of different types, which allows achieving an effective utilisation of energy sources of more low-cost fuel.

6. the interconnected electric power systems supporting each other at nonsynchronous seasonal oscillations of the load, or power generation of power plants;

7. an increase in flexibility and manoeuvrability of electric systems due to the selection between different sources of supply, re-configuration of operating circuits and so on.

CONTROL QUESTIONS

1. *Define the main and additional areas of application of electrical networks.*
2. *Give the main advantages of combining electric systems for parallel operation.*
3. *Explain the principles of improving the reliability of interconnected electric systems.*
4. *Explain the principles of increasing the economic efficiency of interconnected electric systems.*
5. *Explain the principles of enhancing the quality of electric energy as a result of electric systems being combined.*
6. *What does the longitude effect consist in?*
7. *What does the latitude effect consist in?*

REFERENCES

[7], p 9-11; [8], p 23-24; [11], p 8-12; [15], p 15-16; [16], p 13-17.

1.4 REQUIREMENTS FOR ELECTRICAL POWER NETWORKS

The construction of electrical networks should provide:

- 1) reliable and uninterrupted power supply to the electric loads;
- 2) standardized quality of power;
- 3) convenience and safety of maintenance of the electrical network equipment;
- 4) profitability of electric power systems;
- 5) possibility of further development without radical re-equipment of the network.

Вимоги надійності електропостачання визначаються характером споживачів електроенергії. Відповідно до чинних нормативних документів споживачів електроенергії поділяють на три категорії.

До **першої категорії** відносять споживачів, переривання електропостачання яких пов'язане із загрозою життя людей, суттєвими економічними збитками, пошкодженням обладнання, масовим браком продукції, розладом складного технологічного процесу, порушенням особливо важливих елементів міського господарства.

Із складу електроприймачів першої категорії виділяють **особливу групу** електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійного припинення виробництва з метою запобігання загрозі життя людей, вибухів, пожеж і пошкодження коштовного основного устаткування.

Для надійного електропостачання споживачів першої категорії необхідно забезпечити їх живлення не менш, ніж від двох незалежних джерел. Відповідно до чинних норм переривання електропостачання споживачів першої категорії допустиме лише на час спрацювання автоматичного вмикання резервного живлення (АВР).

Для електропостачання особливої групи електроприймачів першої категорії слід передбачити додаткове живлення від третього незалежного джерела живлення.

До **другої категорії** відносять споживачів, перерва в електропостачанні яких пов'язана з масовим недовипуском продукції, простоюванням робітників, механізмів, транспорту, порушенням нормальної діяльності значної кількості міських жителів.

Електропостачання споживачів другої категорії рекомендовано забезпечувати від двох незалежних джерел живлення. Для електроприймачів другої категорії допустимі переривання в електропостачанні на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу.

Третя категорія містить всі інші невідповідальні навантаження.

Для споживачів третьої категорії допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого обладнання електричної мережі, але не більше однієї доби.

Якість електричної енергії регламентована в Україні чинним міждержавним стандартом ДСТУ 13109-97 «Норми качества электроснабжения общего назначения».

Відповідно до ДСТУ13109-97 якість електричної енергії визначається такими показниками:

- відхилення напруги;
- колювання напруги;
- несинусоїдальність кривої напруги;
- несиметрія напруг;
- відхилення частоти;
- провал напруги;

Reliability requirements of an electrical supply are determined by the type of electric loads. According to the valid normative documents there are three categories of electric loads.

The ***first category of vital electric loads*** is represented by the electric loads the interruption of which from the source of supply is associated with the threat to life of people, severe economic difficulties, damage to the equipment, mass defects of products, disarrangement of processing procedures, violation of extremely important branches of municipal services.

Among the electrical receivers of the first category there is a special group of electrical receivers whose continuous operation is necessary for trouble-free suspension of production in order to avoid threats to life of people, explosions, fires, and failures of costly capital equipment.

To provide a power supply to the electric loads of the first class it is necessary to have at least two independent sources of power. According to the valid standards the interruption of power supply to electric loads of the first class is permissible only during the time of automatic shutdown of standby power supply (automatic tripping).

For electrical supply of the special group of electrical receivers of the first category one should provide an additional source of supply from a third independent power supply.

The ***second category of essential electric loads*** includes the electric loads whose disconnection from the electrical supply is associated with mass shortfall in production, standstill of workers, mechanisms, and transport as well as breaks of normal activity of most urban population.

It is recommended to provide electrical supply for the electric loads of the second category from two independent power supplies. For electrical receivers of the second category interruptions of power supply is permissible during the time required for turning on a standby power supply by the personnel on duty.

The ***third category of non-essential electric loads*** comprises all the other negligible loads. For electric loads of the third category power cuts are permissible for the time required for repairing or replacing the damaged equipment of the electrical network, but not longer than for twenty-four hours.

In Ukraine the quality of electrical energy is standardized by the valid interstate standard DSTU 13109-97 "Standards of the quality of general-purpose power supply».

According to DSTU 13109-97 the quality of electrical energy is determined by the following parameters:

- voltage deviation;
- voltage oscillation;
- unsmoothness of voltage curve;
- voltage unbalance;
- frequency error;
- voltage dip;

- імпульсна напруга;
- тимчасова перенапруга.

Для визначення якості електроенергії встановлено два види норм якості: нормально допустимі та гранично допустимі.

Відхилення напруги – це зміна амплітудного (діючого) значення напруги тривалістю більше 1 хв.

Відхилення напруги характеризують показником усталеного відхилення напруги. Нормально допустимі відхилення $\pm 5\%$ від номінальної напруги та гранично допустимі відхилення $\pm 10\%$ від номінальної напруги.

Коливання напруги – це періодична (з певною частотою) або повторювана через довільні проміжки часу зміна амплітудного значення напруги тривалістю більше 1 хв.

Гранично допустимі характеристики коливання напруги визначають за спеціальними номограмами і методиками.

Несинусоїдальність напруги полягає у відхиленні форми кривої напруги від ідеальної синусоїди.

Несинусоїдальність напруги характеризують такими показниками:

- коефіцієнт викривлення синусоїдальності форми кривої напруги;
- коефіцієнтами гармонічних складових напруги.

Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнту викривлення синусоїдальності кривої напруги складають:

- в мережах 0,4 кВ – 8,0% та 12% відповідно;
- в мережах 6-20 кВ – 5,0% та 8,0% відповідно;
- в мережах 35 кВ – 4,0% та 6,0% відповідно;
- в мережах 110-330 кВ – 2,0% та 3,0% відповідно.

Несиметрія напруг полягає у відмінності векторів фазних напруг по модулю, а також по фазі на кути, які відрізняються від $\pm 120^\circ$.

Несиметрію напруг характеризують такими показниками:

- коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю;
- коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю.

Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнтів несиметрії напруги за зворотною та нульовою послідовностями дорівнюють 2% та 4% відповідно.

Відхилення частоти полягає у відхиленні частоти змінного струму від номінального значення промислової частоти.

Нормально та гранично допустимі значення відхилення частоти дорівнюють $\pm 0,2$ Гц та $\pm 0,4$ Гц відповідно.

Провал напруги – це раптове короткочасне (до 1 хв) зниження напруги у точці електричної мережі нижче 0,9 номінальної напруги з подальшим відновленням напруги до первинного або близького до нього значення.

Провал напруги характеризують тривалістю провалу напруги, для якого встановлено гранично допустиме значення 30 сек.

- impulse voltage;
- temporary overvoltage.

To determine the quality of power two types of quality standards are given: permissible and maximum permissible.

The **voltage deviation** is a change in the peak (effective) value of voltage, which lasts for more than 1 minute.

Voltage deviations are characterized by the parameter of the steady-state deviation of voltage. Deviations of $\pm 5\%$ from rated voltage are permissible, and maximum permissible deviations are $\pm 10\%$ from rated voltage.

Voltage oscillation is a periodic (of a certain frequency), or repeated over arbitrary time intervals, change in the crest value of voltage which lasts for more than 1 minute.

Maximum permissible characteristics of voltage oscillation are determined with special nomographic charts and techniques.

Unsinusoidality of voltage represents a deviation of the form of voltage curve from the ideal sinusoidal one.

Unsinusoidality of voltage is characterized by such parameters:

- distortion factor of sinusoidal form of voltage curve;
- factors of harmonic content of voltage.

Permissible and maximum permissible values of distortion factor of sinusoidal form of voltage curve are:

- 8.0% and 12% in the networks of 0.4 kV, respectively;
- 5.0% and 8.0% in the networks of 6-20 kV, respectively;
- 4.0% and 6.0% in the networks of 35 kV, respectively;
- 2.0% and 3.0% in networks the 110-330 kV, respectively.

Voltage unbalance is the difference of phase voltage vectors in the module, and also in the phase of angles, which differ in $\pm 120^\circ$.

Voltage unbalance is characterized by such parameters as:

- voltage unbalance factor by negative sequence;
- voltage unbalance factor by zero sequence.

Permissible and maximum permissible values of voltage unbalance factor by negative sequence and by zero sequence are equal to 2% and 4% respectively.

Frequency error is the deviation of alternating current frequency from the rated mains frequency value.

Permissible and maximum permissible values of frequency error are 0.2 Hz and 0.4 Hz respectively.

Voltage dip is a sudden short-term (up to 1 minute) decrease in voltage at the point of the electrical network to the value below 0.9 of the rated voltage, followed by a subsequent voltage recovery to the original value, or the one close to it.

A voltage dip is characterized by a voltage fall the maximum permissible duration of which is 30 seconds.

Імпульсна напруга – це різка короткочасна (декілька мілісекунд) зміна напруги в точці електричної мережі з подальшим відновленням напруги до первинного, або близького до нього значення.

Імпульс напруги характеризують показником імпульсної напруги. Значення імпульсних напруг для грозових та комутаційних імпульсів визначають за спеціальними методиками.

Тимчасова перенапруга – це збільшення напруги в точці електричної мережі більше, ніж на 10% від номінальної напруги тривалістю більше 10 мс, яке виникає в системах електропостачання внаслідок комутацій або коротких замкнень.

Тимчасову перенапругу характеризують показником коефіцієнта тимчасової перенапруги, значення якого визначають за спеціальною методикою.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть основні вимоги до мереж електричних систем.*
2. *У чому полягає забезпечення надійності електропостачання споживачів?*
3. *Яких споживачів відносять до першої категорії?*
4. *Яких споживачів відносять до особливої групи першої категорії?*
5. *Яких споживачів відносять до другої категорії?*
6. *Яких споживачів відносять до третьої категорії?*
7. *Наведіть основні характеристики якості електричної енергії.*
8. *Перерахуйте показники якості електричної енергії.*

ЛІТЕРАТУРА

[1], стор. 77-113; [2], стор. 56-60; [6], стор. 17-18; [7], стор. 13-15, 27-29; [8], стор. 17-23, 26-29; [10], стор. 295-302; [11], стор. 19-20; [15], стор. 53.

1.5 КЛАСИФІКАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Сучасні електричні мережі представляють собою складні технічні системи. Складність таких систем не дозволяє визначити єдиний підхід до їх класифікації. На сьогодні найчастіше використовують класифікацію електричних мереж за наступними ознаками:

I. За родом електричного струму:

- 1) системи постійного струму;
- 2) системи змінного струму: промислової частоти (50 Гц, в деяких країнах – 60 Гц); інші (наприклад, бортові електричні системи кораблів та літаків працюють на частоті 400 Гц);
- 3) системи імпульсного струму.

Impulse voltage is a sharp short-term (of a few milliseconds) change in voltage at the point of the electrical network, followed by voltage recovery to the original value, or the one close to it.

Voltage impulse is characterized by the parameter of impulse voltage. The values of impulse voltage for lightning and switching impulses are determined with special techniques.

Temporary overvoltage is an increase in voltage at the point in the electrical network to the value 10% higher than the rated voltage, which lasts for more than 10ms, occurring in the electrical supply systems as a result of switching operations, or short circuits.

Temporary overvoltage is characterized by the factor of temporary overvoltage, whose value is determined with a special technique.

CONTROL QUESTIONS

1. *What are the main requirements for the networks of electric systems?*
2. *What does the maintenance of reliability of power supply involve?*
3. *What are the electrical loads of the first class?*
4. *What are the electrical loads of a special group of the first class?*
5. *What are the electrical loads of the second class?*
6. *What electrical loads belong to the third class?*
7. *What are the main characteristics of the quality of electrical energy?*
8. *Enlist the parameters of quality of electrical energy.*

REFERENCES

[1], p. 77-113; [2], p. 56-60; [6], p. 17-18; [7], p. 13-15, 27-29; [8], p. 17-23, 26-29; [10], p. 295-302; [11], p. 19-20; [15], p. 53.

1.5 CLASSIFICATION OF ELECTRICAL POWER NETWORKS

Modern electrical networks represent complex engineering systems. The complexity of such systems does not allow us to identify a single approach to their classification. At present the most common classification of electrical networks is done by following criteria:

I. By type of electric current:

- 1) dc systems;
- 2) ac systems: of mains frequency (50 Hz, in some countries – 60 Hz), and other frequencies (for example, on-board electric systems of ships and airplanes operate at frequency of 400 Hz);
- 3) pulsing current systems.

II. За способом організації живлення споживачів:

- 1) однофазні;
- 2) трифазні: трипровідні; чотирипровідні;
- 3) багатофазні.

III. За номінальною напругою:

- 1) низьковольтні (до 1 кВ);
- 2) високовольтні (більше 1 кВ): низької напруги (до 10 кВ); середньої напруги (35 кВ); високої напруги (110-220 кВ); надвисокої напруги (330 кВ - 1000 кВ); ультрависокої напруги (вище 1000 кВ).

IV. За режимом роботи нейтралі:

- 1) мережі із глухо заземленою нейтраллю;
- 2) мережі із компенсованою нейтраллю;
- 3) мережі з ефективно-заземленою нейтраллю;
- 4) мережі із ізольованою нейтраллю.

V. За призначенням:

- 1) місцеві електричні мережі (міські, промислових підприємств, сільські) обслуговують невеликі райони з відносно малою щільністю навантаження радіусом дії до 15-20 км з номінальною напругою до 35 кВ, інколи – до 110 кВ;
- 2) районні електричні мережі забезпечують живлення споживачів великих районів. Такі мережі працюють з номінальною напругою 110-220 кВ, інколи 330 кВ;
- 3) системоутворюючі електричні мережі для об'єднання районних електричних мереж на паралельну роботу в енергооб'єднання. Такі мережі містять лінії електропередавання з номінальною напругою 330 кВ та вище.

VI. За характером споживачів:

- 1) електричні мережі промислових підприємств;
- 2) міські електричні мережі;
- 3) сільські електричні мережі.

VII. За конфігурацією:

- 1) розімкнені (рис.1.5): магістральні; радіальні;
- 2) замкнені (рис.1.6).

VIII. За режимом роботи:

- 1) автономні;
- 2) об'єднанні.

IX. За конструктивним виконанням:

- 1) електричні мережі повітряних ліній електропередач;
- 2) електричні мережі кабельних ліній електропередач;
- 3) мережі внутрішніх електричних проводок.

II. By type of power supply:

- 1) single-phase;
- 2) three-phase: three-wire; four-wire;
- 3) polyphase.

III. By rated voltage:

- 1) low-voltage (up to 1 kV);
- 2) high-voltage (over 1 kV): of low voltage (up to 10 kV), medium voltage (35 kV); high voltage (110-220 kV), extra-high voltage (330 kV – 1000 kV), and ultrahigh voltage (above 1000 kV).

IV. By mode of operation of a neutral conductor:

- 1) networks with the solidly earthed neutral;
- 2) networks with the resonant earthed neutral;
- 3) networks with the effectively earthed neutral;
- 4) networks with the insulated neutral.

V. By purpose of application:

- 1) local distribution electrical networks (of urban, industrial, agricultural enterprises), which serve small areas with rather small load density, having the range of operation of up to 15-20 km, and the rated voltage of up to 35 kV, sometimes up to 110 kV;
- 2) single-area subtransmission electrical networks, which supply power to the consumers of large areas. Such networks operate at the rated voltage of 110-220 kV, sometimes 330 kV;
- 3) backbone electrical networks which are used for combining single-area electrical networks for parallel operation in the power grid. These networks are made up of power transmission lines of the rated voltage of 330 kV and above.

VI. By type of electric load (power consumers):

- 1) electrical networks of industrial plants;
- 2) urban electrical networks;
- 3) agricultural electrical networks.

VII. By configuration:

- 1) open (Fig. 1.5): backbone, radial;
- 2) closed (Fig. 1.6).

VIII. By mode of operation:

- 1) isolated;
- 2) integrated.

IX. By design:

- 1) electrical networks of overhead power transmission lines;
- 2) electrical networks of cable power transmission lines;
- 3) networks of interior (indoor) wiring.

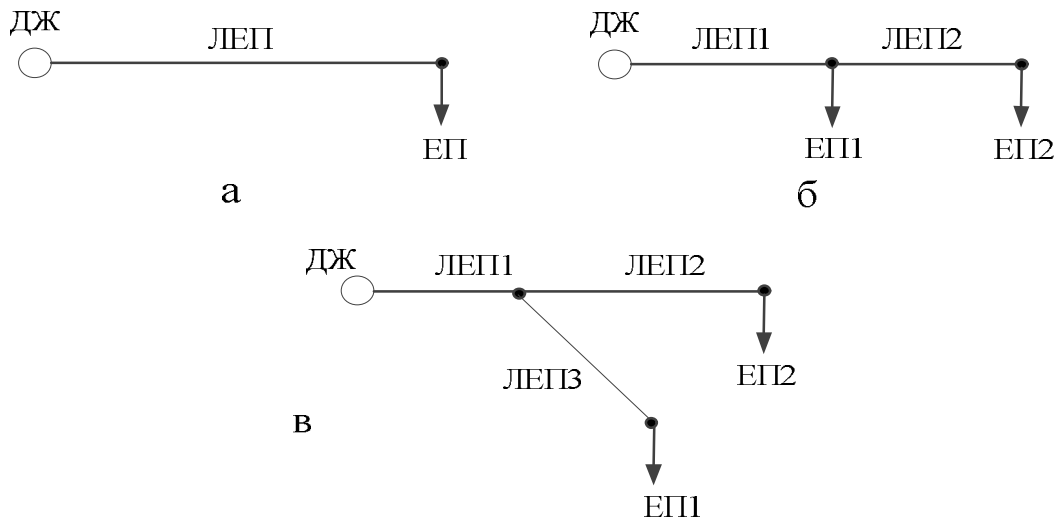


Рис.1.5. Розімкнені мережі: а) радіальна; б) магістральна; в) магістральна з відгалуженням

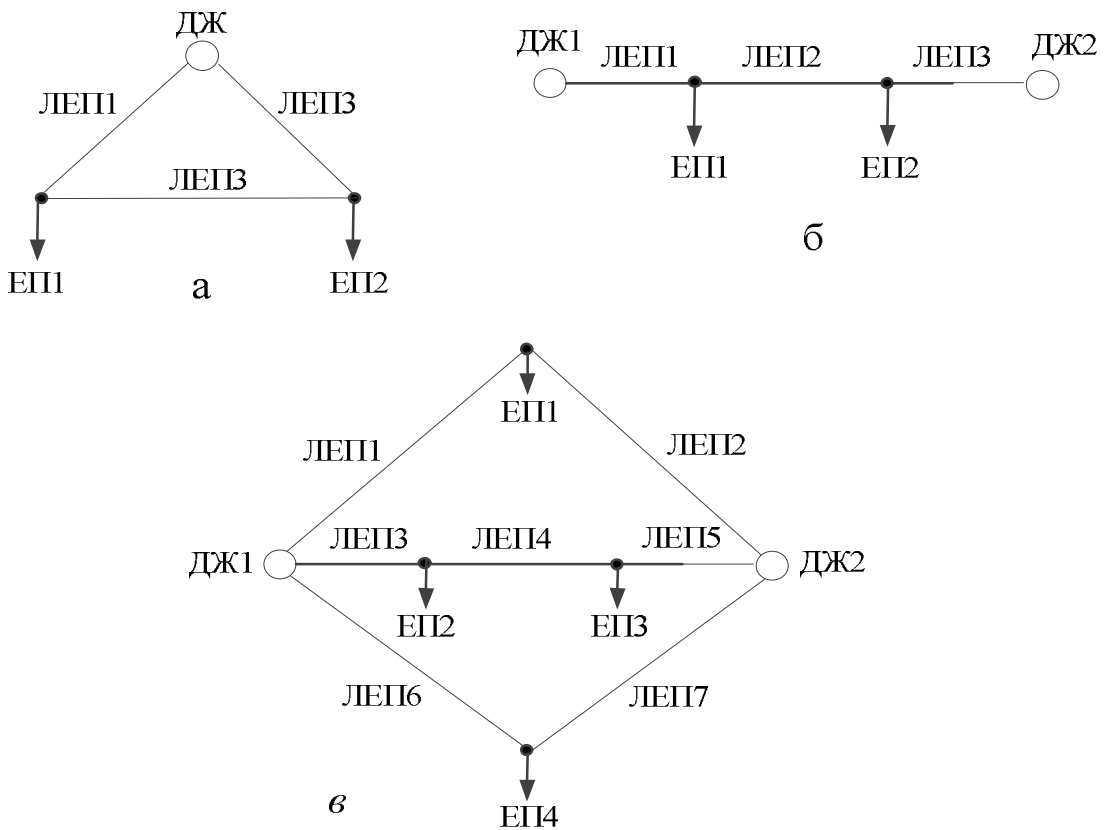


Рис.1.6.Замкнені мережі: а) кільцева; б) з двохстороннім живленням; в) складно замкнена

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть основні підходи до класифікації електричних мереж та систем.
2. Охарактеризуйте підходи до класифікації електричних мереж та систем.

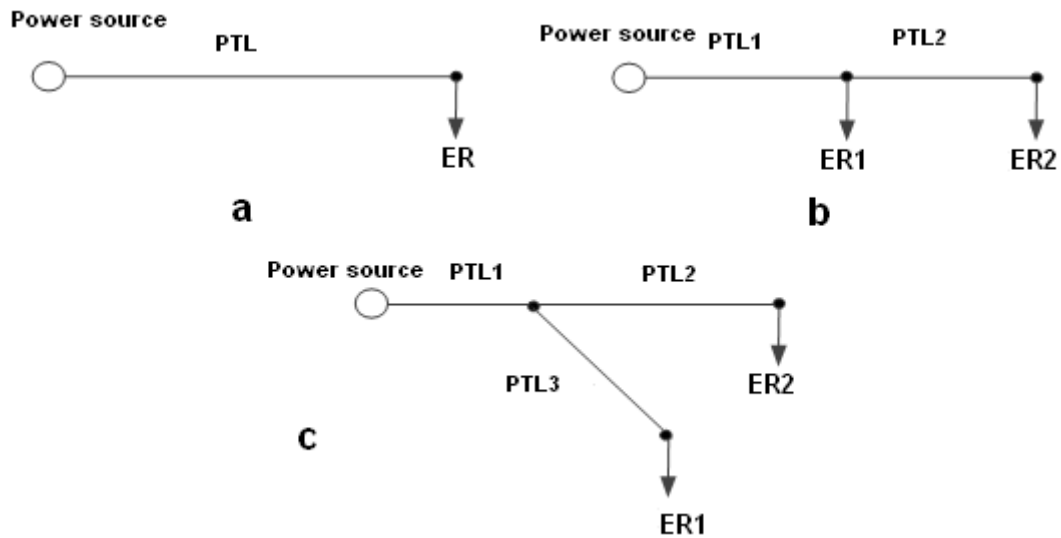


Fig. 1.5. Open networks: a) radial; b) backbone; c) backbone with subbranches

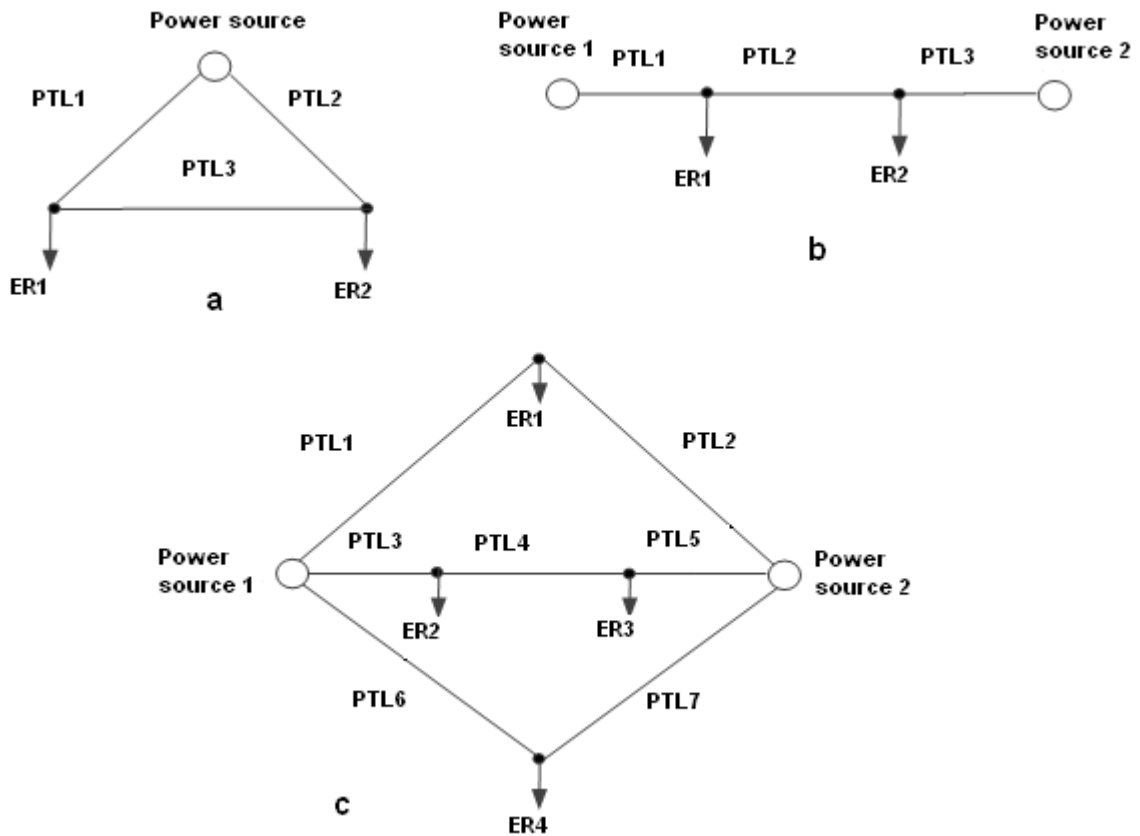


Fig. 1.6. Closed networks: a) loop (ring); b) double-end fed; c) meshed

CONTROL QUESTIONS

1. Name the basic approaches to classification of electrical networks and systems.
2. Describe the approaches to classification of electrical networks and systems.

ЛІТЕРАТУРА

[5], стор 15-20; [6], стор 18-21; [7], стор 15-18; [8], стор. 23-26;
[10], стор. 11-13; [11], стор14-17; [14], стор10-13; [15], стор53-65;
[16], стор17-19; [17], стор10-13.

1.6 РЕЖИМИ РОБОТИ НЕЙТРАЛІ

Нейтралі трансформаторів та іншого устаткування трифазних електричних мереж можуть бути ізольованими від землі, глухо заземленими або заземленими через дугогасні реактори. Відповідно до способу з'єднання нейтралі трансформаторів та іншого устаткування з землею розрізняють три класи електричних мереж:

- мережі з ізольованою нейтраллю;
- мережі з глухо-заземленою нейтраллю;
- мережі з компенсованою нейтраллю;
- мережі з ефективно-заземленою нейтраллю.

У мережах з ізольованою нейтраллю електроустановки не мають зв'язку з землею. У мережах з компенсованою нейтраллю є зв'язок через дугогасну котушку. У мережах із глухо заземленою нейтраллю – безпосередній зв'язок із землею. У мережах з ефективно-заземленою нейтраллю – частина нейтралі трансформаторів заземлена, частина – незаземлена (у нейтраль включені роз'єднувач і розрядник).

В низьковольтних електричних мережах напругою до 1000 В режим роботи нейтралі обирають виходячи з міркувань безпеки експлуатації електротехнічного устаткування. Такі мережі експлуатують з глухо заземленою або ізольованою нейтраллю.

Серед низьковольтних електричних мереж найбільшого поширення набули чотирипровідні мережі з номінальною напругою 0,4 кВ (рис. 1.7). Нормативні документи регламентують експлуатацію таких мереж з глухо заземленою нейтраллю.

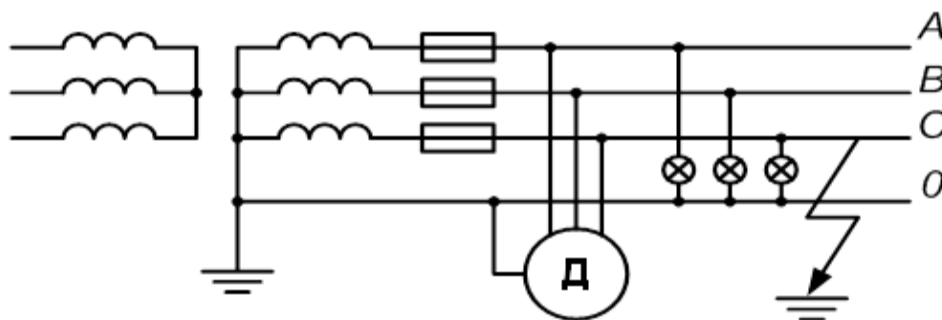


Рис. 1.7.Схема низьковольтної мережі з глухозаземленою нейтраллю

В таких мережах корпуси електроустаткування мають металевий зв'язок з заземленою нейтраллю. Це забезпечує безпеку експлуатації устаткування,

REFERENCES

[5], p 15-20; [6], p 18-21; [7], p 15-18; [8], p. 23-26; [10], p. 11-13; [11], p14-17; [14], p10-13; [15], p53-65; 16], p17-19; [17], p10-13.

1.6 OPERATION MODES OF NEUTRAL CONDUCTOR

Neutral conductors of transformers and other equipment of three-phase electrical networks can be insulated from the ground, solidly earthed, or earthed through a ground-fault neutralizer. Depending upon the type of connection of neutral conductor of transformers and other equipment to the earth, there are three types of electrical networks:

- networks with the insulated neutral;
- networks with the solidly earthed neutral;
- networks with the resonant earthed neutral;
- networks with the effectively earthed neutral.

In networks with the insulated neutral the electrical installation does not have any connection to the earth. In networks with the resonant earthed neutral there is a connection through the ground-fault neutralizer. In networks with solidly earthed neutral there is a direct connection to the earth. In networks with the effectively earthed neutral a part of the neutral conductor of transformers is earthed, and the other part is not earthed (the neutral conductor comprises the disconnector and the discharger).

In low-voltage electrical networks of up to 1,000 V the operation mode of of neutral conductor is selected considering the safety of electrical machinery. Such networks are operated with solidly earthed, or insulated neutral.

Among low-voltage electrical networks the most common ones are four-wire networks with the rated voltage of 0.4 kV (Fig. 1.7). Normative documents standardize the maintenance of the networks with the solidly earthed neutral.

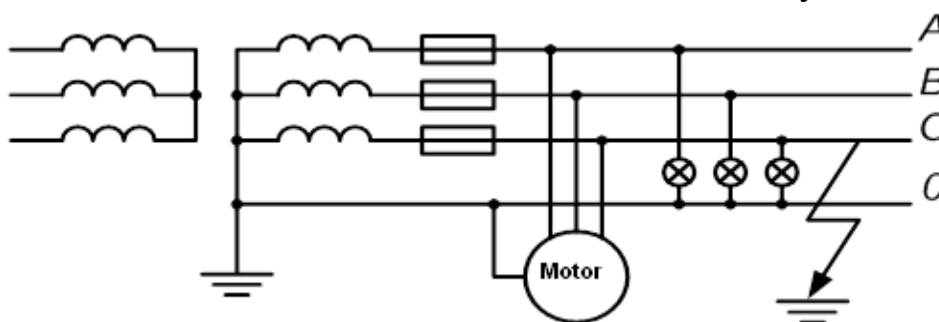


Fig. 1.7. Diagram of a low voltage network with the solidly earthed neutral

In these networks the frame of electrical equipment has metal connection to the earthed neutral. It provides safety of equipment maintenance,

оскільки у разі короткого замикання фази на корпус, потенціал корпуса, до якого може торкнутися людина, залишається близьким до нуля. Разом з цим струм пошкодженої фази різко збільшується і її вимикає запобіжник. Напруги непошкоджених фаз при цьому не перевищують фазної напруги.

В електричних мережах напругою 0,6 кВ, а також в мережах 0,4 кВ з підвищеними вимогами безпеки, де неприпустимі великі струми короткого замкнення (наприклад, в мережах вугільних шахт), електроустановки експлуатують з ізолюваною нейтраллю (рис. 1.8).

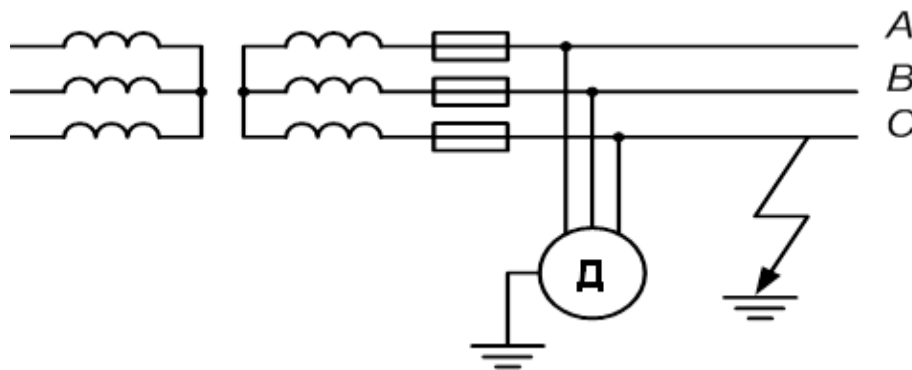


Рис. 1.8.Схема низьковольтної мережі з ізолюваною нейтраллю

В таких мережах замикання на землю не викликає короткого замкнення і не є аварійним режимом, оскільки електроприймачі будуть отримувати живлення по всім трьом фазам. Разом з цим потенціал пошкодженої фази стане нульовим, а напруги непошкоджених фаз збільшаться до лінійних значень, як показано на діаграмі рис. 1.9.

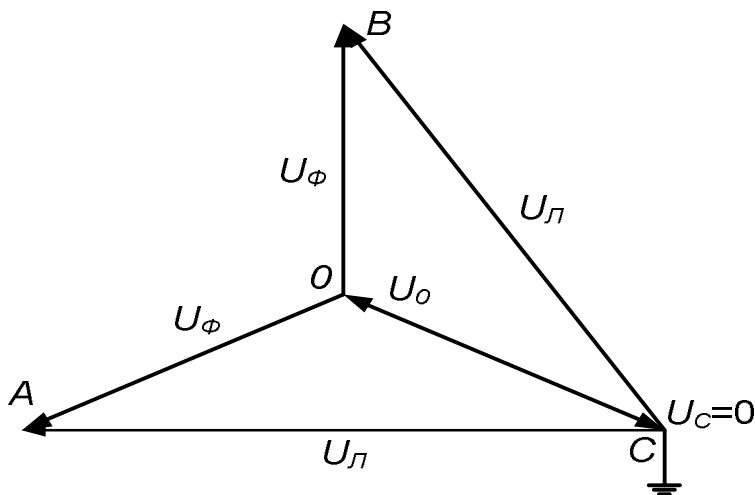


Рис. 1.9.Векторна діаграма напруг мережі з ізолюваною нейтраллю в нормальному режимі та в режимі замикання на землю

Оскільки підвищення напруги непошкоджених фаз утворює небезпеку для персоналу, то на всіх установках, які експлуатуються з ізолюваною нейтраллю, необхідно забезпечити контроль ізоляції та інші заходи, направлені на швидке визначення та ліквідацію замикань на землю.

as in case of short circuit, the potential of the frame, which man can touch, remains close to zero. Yet the faulty phase current sharply increases, and the safety device disconnects it, the voltages of faulty phase not exceeding the phase voltage.

In the electrical networks of 0.6 kV, and also in the networks of 0.4 kV with enhanced safety requirements, where high short-circuit currents (for example in the networks of coal mines) are intolerable, electrical installations are operated with the insulated neutral (Fig. 1.8).

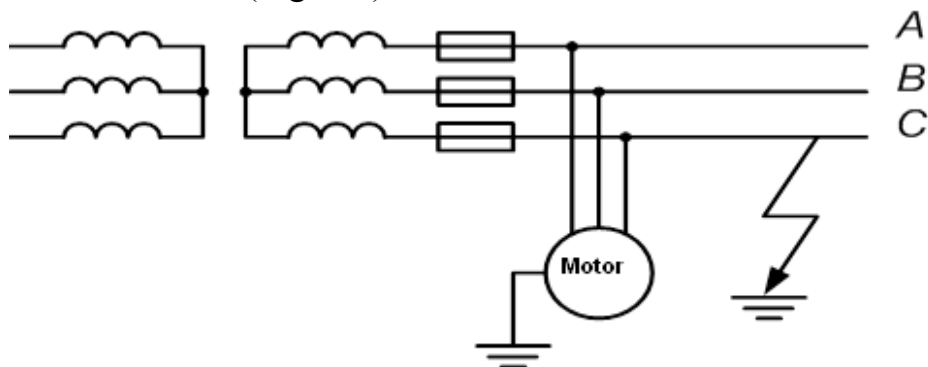


Fig. 1.8. Diagram of a low voltage network with the insulated neutral

In these networks the ground fault does not cause a short circuit, and it is not an emergency operation because electrical receivers will be supplied by all three phases. Yet the faulty phase potential becomes zero, and voltage of unfaulty phases will increase to linear values, as shown in Fig. 1.9.

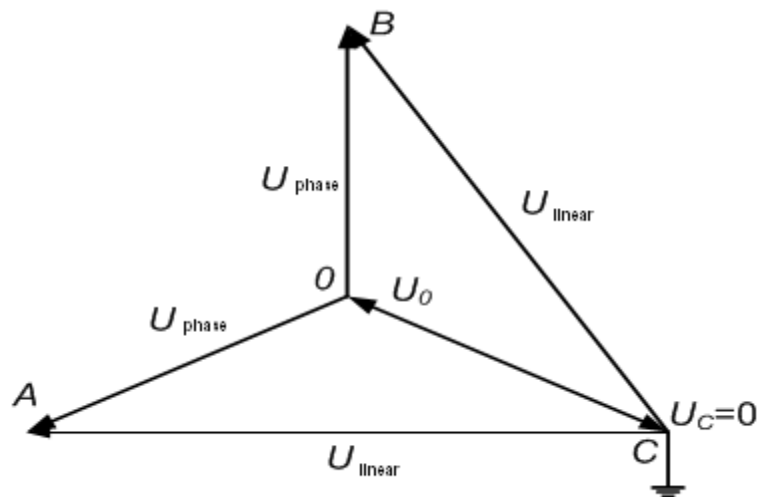


Fig. 1.9. Vector diagram of a network with the insulated neutral in normal, and in ground fault conditions

As the increase in voltage of unfaulty phases poses danger to the technical staff, all the installations with the insulated neutral must be provided with the control of insulation, and other protective measures to quickly locate and eliminate the ground fault.

У високовольтних електричних системах з номінальною напругою більше 1 кВ режим роботи нейтралі визначають виходячи з міркувань забезпечення безперебійності електропостачання, надійності роботи та економічності електроустановок. Цього можна досягти шляхом обмеження струмів замикання на землю, або обмеження часу протікання таких струмів.

Слід зазначити, що у високовольтних електричних мережах необхідно враховувати ємнісні зарядні струми ліній електропередавання, які протікають разом із струмами навантажень.

Електричні мережі напругою до 35 кВ характеризуються відносно невеликими струмами замикання на землю (до 500 А). Тому в таких мережах більш доцільним є обмеження струмів замикання на землю. Це дозволяє спростити конструкції електроустановок та забезпечити їх економічність. Тому електричні мережі напругою до 35 кВ експлуатуються в режимах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю.

Розглянемо роботу електричної мережі з ізолюваною нейтраллю в режимі замикання на землю (рис. 1.10). Як зазначалося раніше, режим замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю не є аварійним, оскільки споживачі продовжують отримувати живлення в повно фазному режимі. Це свідчить про забезпечення безперебійності електропостачання споживачів.

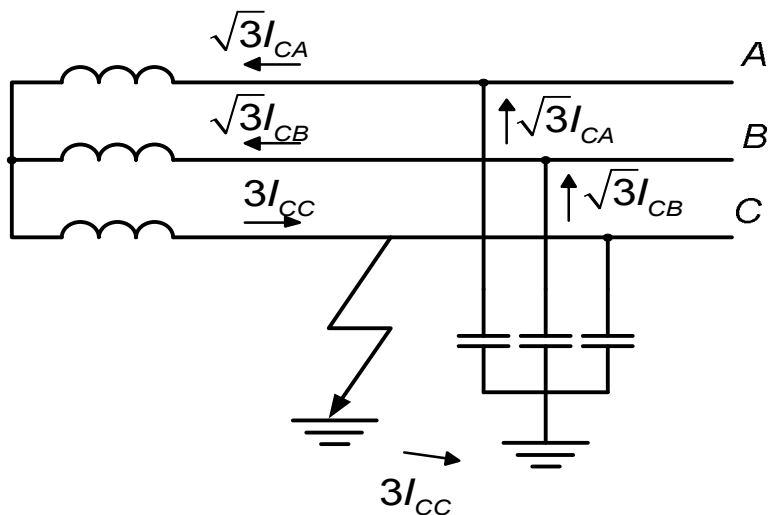


Рис. 1.10.Схема мережі з ізолюваною нейтраллю в режимі замикання на землю

Векторна діаграма напруг та ємнісних зарядних струмів в мережі з ізолюваною нейтраллю представлена на рис. 1.11. Потенціал пошкодженої фази в режимі замикання на землю дорівнює нулю, а напруга непошкоджених фаз збільшуються до своїх лінійних значень. Це призводить до збільшення у $\sqrt{3}$ разів ємнісних зарядних струмів непошкоджених фаз. У пошкодженій фазі протікає ємнісний струм, який дорівнює геометричній сумі зарядних струмів непошкоджених фаз, тобто потроєному значенню зарядного струму в нормальному режимі.

Перерозподіл зарядних струмів в режимі замикання на землю представлено на рис. 1.10 стрілками.

In high-voltage electric systems with the rated voltage of over 1 kV the operation mode of a neutral conductor is selected to ensure uninterrupted operation of electrical supply, reliability and economic efficiency of electrical installations. It can be achieved by restriction of ground fault currents, or by time limitation of ground fault current flow.

It is worth pointing out that in high-voltage electrical networks it is necessary to consider capacitive charging currents of power lines, which flow along with load currents.

Electrical networks of 35 kV are characterised by rather small ground fault currents (up to 500A). Therefore, in these networks it is more practicable to mitigate ground fault currents. It allows simplifying the design of electrical installations and providing the economic efficiency. Thus, electrical networks of up to 35 kV are operated in the modes of the insulated or resonant earthed neutral conductor.

Let us consider now the operation of the electrical network with the insulated neutral in ground fault conditions (Fig. 1.10). As was previously mentioned, the ground fault conditions in the networks with the insulated neutral is not viewed as an emergency operation since electric loads continue to be supplied in all phases. This ensures uninterrupted operation of electrical supply.

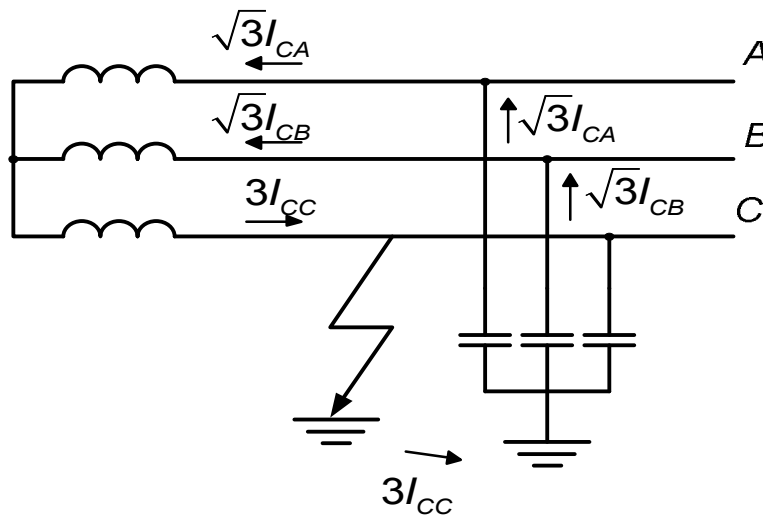


Fig. 1.10. Diagram of a network with the insulated neutral in ground fault conditions

The vector diagram of voltages and capacitive charging currents in the networks with the insulated neutral is given in Fig. 1.11. The faulty phase potential in ground fault conditions equals zero, and voltage of unfaulty phases increases to linear values. It leads to the $\sqrt{3}$ times increase in capacitive charging currents of unfaulty phases. In a faulty phase there flows the capacitive current which is equal to the vector sum of charging currents of unfaulty phases, that is to the threefold value of charging current in normal conditions.

Re-distribution of charging currents in ground fault conditions is shown with arrows in Fig. 1.10.

Ємнісні зарядні струми в мережах з номінальною напругою до 35 кВ незначні і їх збільшення та перерозподіл в режимі замикання на землю не призводить до суттєвої зміни фазних струмів в електричній мережі, що забезпечує економічність роботи електричної системи з ізольованою нейтраллю.

В мережах з невеликими струмами замикання на землю доцільна компенсація ємнісних зарядних струмів ліній електропередавання в режимах замикання на землю. Для цього загальну нейтраль трансформаторів заземлюють через дугогасний реактор, як показано на рис. 1.12. Такий режим називають режимом з компенсованою нейтраллю.

В нормальному робочому режимі електричної системи ємнісний струм в загальній нейтралі трансформатора є геометричною сумою зарядних струмів трьох фаз і для симетричного режиму дорівнює нулю.

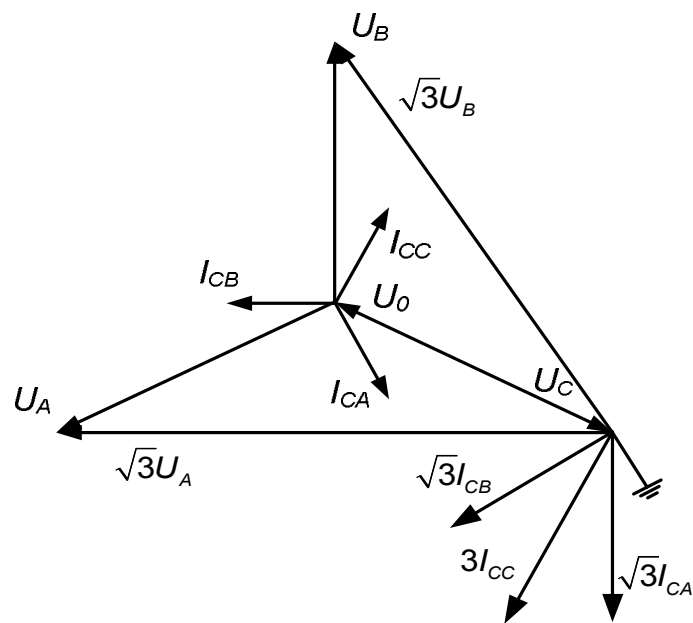


Рис. 1.11. Векторна діаграма напруг та ємнісних зарядних струмів в мережі з ізольованою нейтраллю в нормальному режимі та в режимі замикання на землю

Режим замикання на землю для таких схем є аварійним режимом короткого замкнення. Тут внаслідок короткого замкнення до реактора в загальній нейтралі трансформатора прикладається фазна напруга пошкодженої фази. Це призводить до виникнення індуктивного струму від місця короткого замкнення, як показано на рис. 1.7. Разом з цим напруги непошкоджених фаз збільшуються до своїх лінійних значень. Це призводить до збільшення у $\sqrt{3}$ разів зарядних струмів непошкоджених фаз. Ємнісний струм пошкодженої фази дорівнює геометричній сумі зарядних струмів непошкоджених фаз, тобто потроєному значенню зарядного струму в доаварійному режимі.

Capacitive charging currents in the networks with the rated voltage of up to 35 kV are negligible, and their increase and re-distribution in ground fault conditions does not lead to considerable changes in phase currents in the electrical network, providing economic efficiency of the electric system with the isolated neutral.

In the networks with small ground fault currents it is practicable to compensate capacitive charging currents of power lines in ground fault conditions. For this purpose the general neutral conductor of transformers is earthed through the ground-fault neutralizer, as is shown in Fig. 1.12. Such conditions are called the resonant earthed neutral conditions.

In normal conditions of electric system the capacitive current in the general neutral conductor of the transformer is the vector sum of charging currents of three phases, and for balanced conditions it is equal to zero.

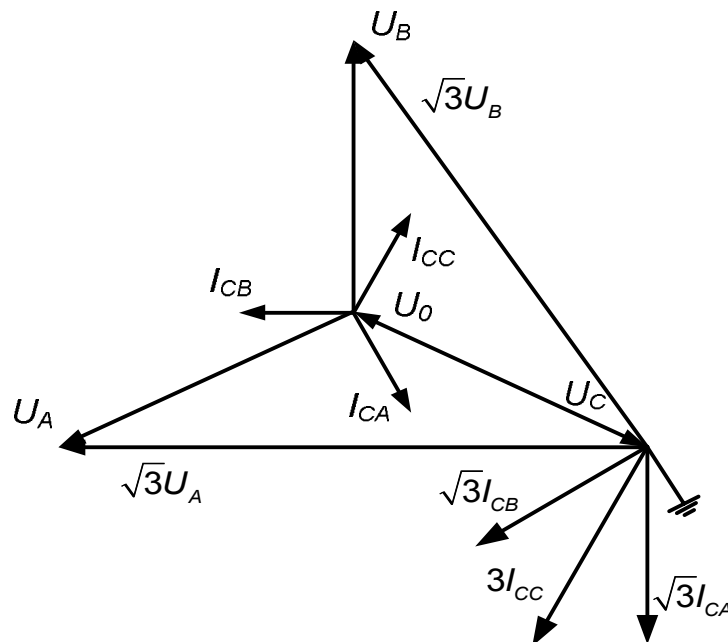


Fig. 1.11. The vector diagram of voltages and capacitive charging currents in the network with the insulated neutral in normal, and in ground fault conditions

Ground fault conditions in such designs represent short circuit emergency operation. As a result of short circuit the phase voltage of faulty phase is applied to the general neutral conductor of the transformer. It leads to generation of inductive current from the point of a short circuit, as shown in Fig. 1.7. Also, the voltage of unfaulted phases increases to the line values. It leads to a $\sqrt{3}$ times increase in charging currents of the unfaulted phases. The capacitive current of faulty phase equals the vector sum of charging currents of unfaulted phases, that is threefold value of charging current in prefault conditions.

Таким чином, струм дуги в місці короткого замкнення має дві складові – потроєний зарядний струм лінії та індуктивний струм дугогасної котушки. Такі струми знаходяться в протифазі та взаємно компенсують один одного. Це призводить до обмеження струмів короткого замкнення в мережах з компенсованою нейтраллю та до підвищення економічності устаткування через спрощення їх конструкцій.

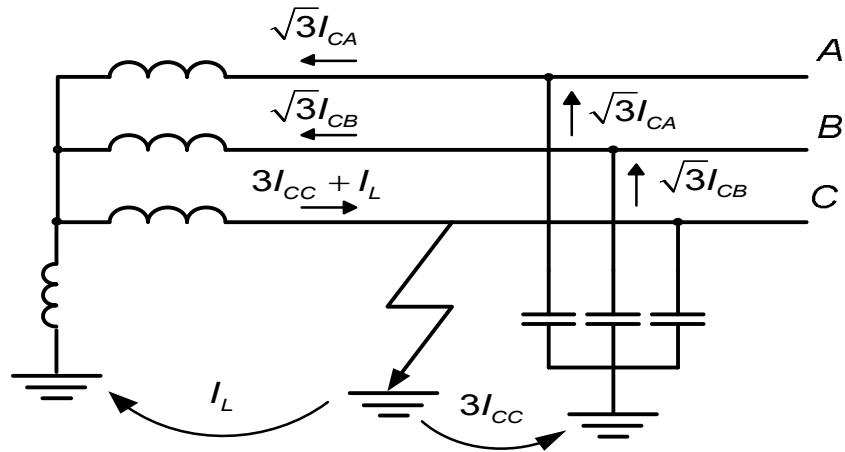


Рис. 1.12. Схема мережі з компенсованою нейтраллю в режимі замикання на землю

Електричні системи з номінальною напругою 110 кВ та вище характеризуються великими струмами замикання на землю (більше 500 А).

В таких мережах компенсація зарядних ємнісних струмів неефективна і такі мережі експлуатують в режимі з глухо заземленою нейтраллю, як показано на рис. 1.13.

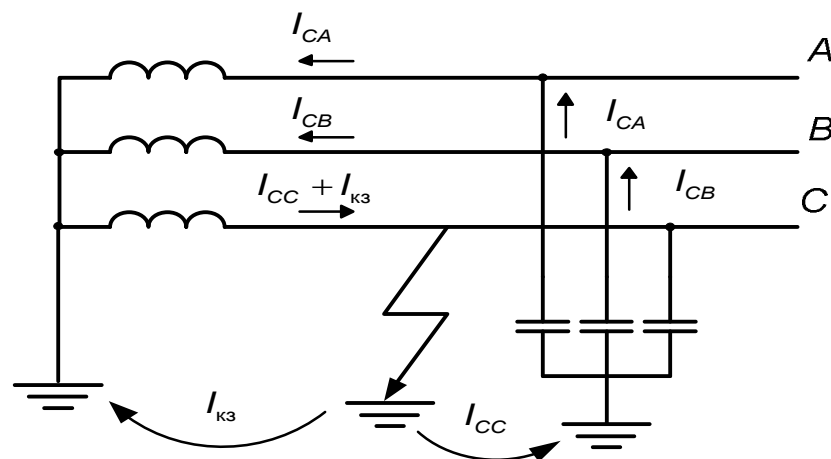


Рис. 1.13. Схема мережі з глухо заземленою нейтраллю в режимі замикання на землю

В нормальному робочому режимі електричної системи ємнісний струм в загальній нейтралі трансформатора є геометричною сумою зарядних струмів трьох фаз і для симетричного режиму дорівнює нулю.

Thus, the arc current in the point of short circuit has two components – threefold charging current of the line, and inductive current of a ground-fault neutralizer. Such currents are in opposite phase, and mutually compensate each other. It leads to restriction of short-circuit currents in the networks with the resonant earthed neutral, and to enhancement of economic efficiency of the equipment, and simplification of the design.

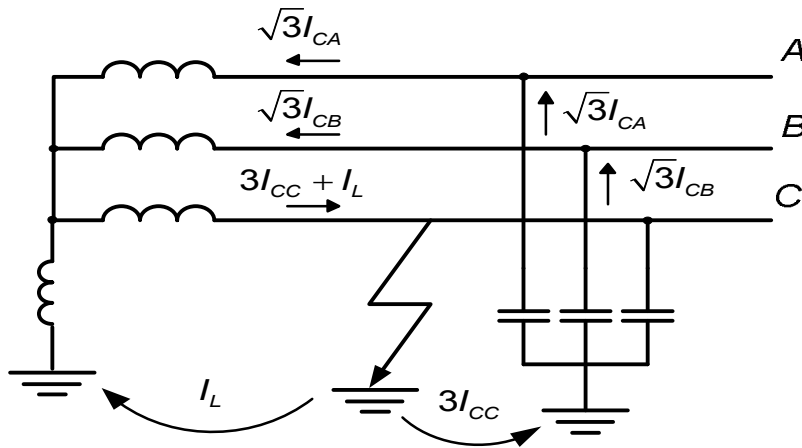


Fig. 1.12. Diagram of a network with the resonant earthed neutral in ground fault conditions

Electric systems with the rated voltage of 110 kV and above are characterised by high ground fault currents (over 500A). In such networks compensation of capacitive charging currents is inefficient, and the networks are operated in the solidly earthed neutral conditions, as shown in Fig. 1.13.

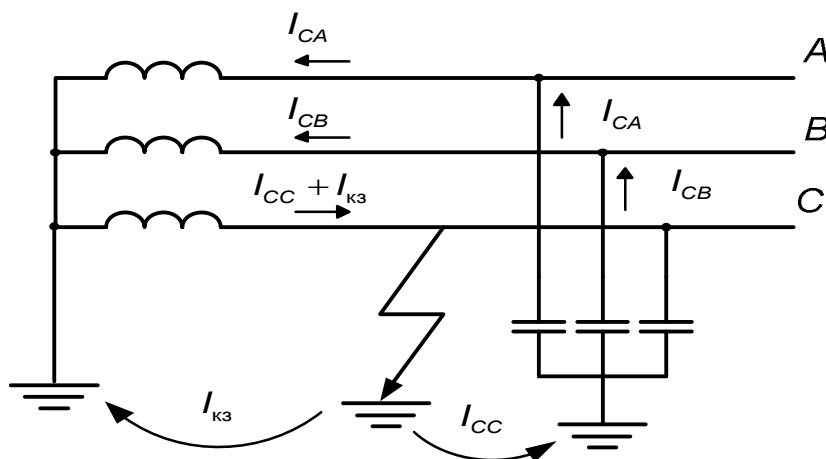


Fig. 1.13. Diagram of a network with the solidly earthed neutral in ground fault conditions

In normal conditions of electric system the capacitive current in the general neutral conductor of the transformer is the vector sum of charging currents of three phases, and for balanced conditions it is equal to zero.

Режим замикання на землю для таких схем є аварійним режимом короткого замкнення. Тут напруги непошкоджених фаз не змінюються. Так само не змінюються ємнісні зарядні струми непошкоджених фаз. Ємнісний струм пошкодженої фази є геометричною сумою зарядних струмів непошкоджених фаз і дорівнює ємнісному струму пошкодженої фази в доаварійному режимі, але має протилежний напрямок.

Таким чином, струм дуги в місці короткого замкнення має дві складові – струм короткого замкнення, який замикається через заземлену нейтраль трансформатора та зарядний струм лінії.

Мережі напругою 110 кВ не можуть працювати з ізольованою нейтраллю, тому що ізоляція в цьому випадку повинна розраховуватися на лінійну напругу, а це дорого. Тому такі мережі працюють із заземленою нейтраллю. При цьому струм однофазного короткого замикання може перевищувати струм трифазного КЗ. У цьому випадку комутаційна апаратура повинна вибиратися по більшому струму, тобто однофазному.

У місці пошкодження в таких мережах виникає електрична дуга з великим струмом. Дуга гаситься при відключенні пошкодження. Так як більшість КЗ самоусуваються, то для перевірки лінія включається знову під дією АПВ. Якщо КЗ самоусунулося, то ЛЕП залишається в роботі, якщо ні, то ушкодження відключається знову. У перехідному режимі й при комутаціях у мережі виникають внутрішні перенапруги. Величина перенапруги впливає на вибір ізоляції. Величину перенапруги намагаються обмежити. Для цього заземлюють нейтралі встаткування. Але чим більше заземлених нейтралей, тим менше величина перенапруги, але тим більше величина струму однофазного КЗ.

Для обмеження самих струмів короткого замкнення в мережах з номінальною напругою 110 кВ та вище обмежують кількість трансформаторів з глухо-заземленою нейтраллю. Частина нейтралей ізолюють, щоб величина струмів однофазного КЗ не перевищувала величину струмів трифазного КЗ. Заземлюють тільки нейтралі трансформаторів на електростанціях, вузлових підстанціях і на тупикових підстанціях споживачів. Напруга на неушкоджених фазах стосовно землі в усталеному режимі, не повинна бути більше $0,8 \cdot U_{ном}$ (лінійного). Такі мережі називаються мережами з ефективно-заземленою нейтраллю.

У мережах 220 кВ і вище застосовують глухо-заземлені нейтралі всіх трансформаторів. При цьому напруга на неушкоджених фазах стосовно землі в усталеному режимі, не перевищує фазне. Комутаційна апаратура вибирається по більшому струму КЗ.

В мережах з великими струмами короткого замкнення ємнісна складова дуги набагато менша складової короткого замкнення. Тому компенсація ємнісного струму дуги короткого замкнення є неефективною. Економічність устаткування електричних мереж вищих класів номінальної напруги досягається застосуванням швидкодіючих засобів релейного захисту, що призводить до обмеження часу протікання струмів короткого замкнення.

Ground fault conditions for such arrangements represent short circuit emergency operation. The voltages of unfaulted phases do not change. Capacitive charging currents of unfaulted phases do not change either. The capacitive current of faulty phase is the vector sum of charging currents of unfaulted phases, and is equal to the capacitive current of faulty phase in prefault conditions, but of opposite direction.

Thus, the arc current in the point of short circuit has two components, namely short-circuit current, which is grounded through the earthed neutral of the transformer, and charging current of the line.

The networks of 110 kV cannot operate with the insulated neutral as the insulation in this case must be designed for line voltage, which is rather expensive. Therefore, the networks are operated with the earthed neutral, and the current of single-phase short circuit can exceed the current of three-phase short circuit. In this case the switching equipment must be selected by the highest current, that is single phase current.

At the point of failure in the networks there is an electric arc of high current. The arc is blown out at fault clearing. As most short circuits are self-clearing, for the purpose of monitoring the line is switched on again under the influence of reclosure. If a short circuit is self-clearing, the power transmission line remains in operation; if not, the faulty line is disconnected again. In transient and switching operations, internal overvoltages occur in the network. The value of overvoltage influences the selection of insulation. The value of overvoltage should be restricted. For this purpose, neutral conductors of the equipment are earthed. However, the more earthed neutral conductors, the less is the value of overvoltage, and the more is the value of current of a single phase short circuit.

For restriction of short-circuit currents in the networks with the rated voltage of 110 kV and above the number of transformers with the solidly earthed neutral conductor is reduced. Part of neutral conductors are insulated so that the value of currents of a single phase short circuit should not exceed the value of currents of a three-phase short circuit, and only neutral conductors of transformers are earthed at power plants, central substations, and consumer's terminal substations. The voltage of unfaulted phases with reference to earth in steady-state conditions should not be more than $0.8 * U_{nom}$ (linear). These networks are called networks with the effectively earthed neutral conductor.

In the networks of 220 kV and above solidly earthed neutral conductors of all transformers are employed. The voltage of unfaulted phases with reference to earth in steady-state conditions does not exceed the phase voltage. The switching equipment is selected by the highest short circuit current.

In the networks with the high short-circuit currents the capacitive component of an arc is much less than the short circuit component. Therefore, compensation of the capacitive current of a short circuit arc is inefficient. The economic efficiency of electrical network equipment of higher rated voltage levels is achieved by application of high-speed relay protection devices, which leads to time limitation of short-circuit current flow.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що визначає режим роботи нейтралі у низьковольтних електричних мережах?
2. Що визначає режим роботи нейтралі у високовольтних електричних мережах?
3. Які режими нейтралі використовують в мережах до 1 кВ?
4. Які режими нейтралі використовують в мережах до 35 кВ?
5. Які режими нейтралі використовують в мережах 110 кВ та вище?
6. Назвіть переваги та недоліки мереж з глухо заземленою нейтраллю.
7. Назвіть переваги та недоліки мереж з ізольованою нейтраллю.

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 46-51; [3], стор. 15-21; [6], стор. 54-58

Тема 2 КОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

1.7 ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПОВІТРЯНІ ТА КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Електричною повітряною лінією електропередавання називається обладнання для передавання електричної енергії по проводах, розташованих на відкритому повітрі і закріплених за допомогою ізоляторів і арматури до опор або кронштейнів інженерних споруджень. Головні елементи повітряної ЛЕП:

- провода, які служать для передавання електроенергії;
- грозозахисні троси для захисту від атмосферних перенапруг (грозових розрядів), які монтуються у верхній частині опор;
- опори, що підтримують провода і троси на певній висоті над поверхнею;
- ізолятори, що ізолюють провода від тіла опори;
- арматура, за допомогою якої провода закріплюються на ізоляторах, а ізолятори на опорі.

По конструктивному виконанню розрізняють одноланцюгові і дволанцюгові ЛЕП. Під ланцюгом розуміють три провода (трифазний ланцюг) однієї ЛЕП.

Конструктивна частина ПЛЕП характеризується типами опор, довжинами прольотів, габаритними розмірами, конструкцією фази й типами гірлянд ізоляторів.

По типу опори ПЛЕП діляться на проміжні й анкерні. Проміжні й анкерні відрізняються способом підвіски проводів. На проміжній опорі провода підвішуються за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів. На анкерних опорах провода закріплені жорстко й натягнуті до заданого тяжіння за допомогою натяжної гірлянди ізоляторів (рис. 1.14).

CONTROL QUESTIONS

1. *What determines the mode of operation of neutral conductor in low-voltage electrical networks?*
2. *What determines the mode of operation of neutral conductor in high-voltage electrical networks?*
3. *What modes of operation of neutral conductor are used in the networks of up to 1 kV?*
4. *What modes of operation of neutral conductor are used in the networks of up to 35 kV?*
5. *What modes of operation of neutral conductor are used in the networks of 110 kV and above?*
6. *Name advantages and disadvantages of the networks with the solidly grounded neutral.*
7. *Name advantages and disadvantages of the networks with the insulated neutral.*

REFERENCES

[2], p. 46-51; [3], p. 15-21; [6], p. 54-58

Chapter 2 DESIGNS OF POWER TRANSMISSION LINES

1.7 THE BASIC FACTS OF OVERHEAD AND CABLE TRANSMISSION LINES

An *overhead power line* is a facility for transmission of electrical energy over the wires located outdoors and fixed by insulating parts and accessories to the poles, or bearing supports of the engineering structures. The main components of an overhead power line are:

- wires, which serve for electric power transmission;
- overhead ground-wire cables for protection against atmospheric overvoltages (lightning discharges), which are mounted at the top of the poles;
- poles, which carry wires and cables at a certain height above the surface;
- insulators, which insulate the wires from the body of a pole;
- overhead line accessories, which fix wires on the insulators, and insulators on the pole.

By design we can distinguish between single-circuit and double-circuit transmission lines, the circuit being made of three wires (three-phase circuit).

The structure of overhead power line is characterised by the types of pole, lengths of spans, overall dimensions, phase configuration, and types of insulator string.

By the type of the pole overhead power lines are divided into those with intermediate support, and anchor support. Intermediate and anchor supports differ in the manner of wire suspension. On the intermediate support wires are suspended by means of suspension insulator strings. On the anchor support wires are rigidly fixed, and tight at the tension required by means of dead-end insulator strings (Fig. 1.14).



Рис. 1.14. Кріплення провода в фазі на проміжній (а) та анкерній (б) опорах: 1 –траверса; 2– гірлянда ізоляторів; 3– зажим;4– провід

За призначенням розрізняють опори кутові, кінцеві, спеціального призначення.

По матеріалу опор розрізняють дерев'яні або дерев'яні композитні (до 220 кВ), залізобетонні – вібровані та центрифуговані (35 – 330 кВ) і металеві (35 кВ і вище).

На ПЛЕП застосовують не ізольовані провода і троси. Перебуваючи на відкритому повітрі, вони піддаються атмосферному впливу. Тому матеріал проводів, окрім високої провідності, повинен бути стійким до корозії, мати механічну міцність. Для проводів застосовують наступні матеріали: мідь; алюміній; сталь; сплави алюмінію й міді з іншими металами (залізом, магнієм, кремнієм).

Мідь має питому провідність $\approx 53 \cdot 10^{-3} \text{ См} \cdot \text{км} / \text{мм}^2$. Відрізняється механічною міцністю. Плівка окису захищає її від корозії й хімічних впливів. Має стійкість контакту.

Алюміній має питому провідність $\approx 31,7 \cdot 10^{-3} \text{ См} \cdot \text{км} / \text{мм}^2$. Механічна міцність нижча, ніж у міді. Отже, частіше слід ставити опори. Плівка окису захищає її від корозії. Погано протистоїть хімічним впливам. Не має стійкість контакту.

Сталеві провода мають погану провідність. Відрізняються великою механічною міцністю. Не мають стійкість до корозії. Активний опір залежить від струму, що протікає.

Виготовляють провода із двох металів – сталі та алюмінію. Сталь знаходиться у середині провода й служить для збільшення механічної міцності. Алюміній знаходиться зовні і є струмопровідною частиною.

У маркуванні проводів спочатку вказується матеріал, а потім перетин у мм^2 . Мідні провода маркують буквою **М**, алюмінієві провода – буквою **А**, сталеві провода – буквами **ПС** і **ПСО**, а сталеалюмінієві – буквами **АС**. У маркуванні сталеалюмінієвих проводів спочатку вказують перетин алюмінію, а потім сталі. Наприклад: АС-120/19. Провода марки **АС** випускаються з різним відношенням перетинів алюмінію й сталі при тому самому перетині алюмінію. Залежно від цього відношення розрізняють провода полегшеної конструкції, середньої, посиленої й особливо посиленої міцності.



Fig. 1.14. The wire fastened in phase on the intermediate (a) and anchor (b) support: 1 – crossarm; 2 – insulator string; 3 – terminal; 4 – wire

By the purpose of application, there are angle structures, dead-end structures, and special-purpose structures.

By the material used, there are wood, or wood composite (up to 220 kV), ferroconcrete – vibrated and span concrete – (35–330 kV), and metal (35 kV and above) poles.

On the overhead power lines uninsulated wires and cables are used. Being in the open air, they are exposed to weather impact. Therefore, the material of wires, in addition to high conductivity, should have corrosion resistance, and mechanical strength. In wires the following materials are used: copper, aluminium, steel, alloys of aluminium and copper with other metals (iron, magnesium, or silicon).

Copper has the specific conductance of $\approx 53 \cdot 10^{-3} \text{ Sm km/mm}^2$, and is notable for its mechanical strength. An oxide film protects it from corrosion and chemical effect. It also provides stability of contact.

Aluminium has the specific conductance of $\approx 31.7 \cdot 10^{-3} \text{ Sm km/mm}^2$, and its mechanical strength is lower than that of copper. Thus, it is necessary to install more poles. An oxide film protects it from corrosion, but it poorly resists to chemical effect. It does not provide stability of contact.

Steel wires have bad conductivity, but are notable for high mechanical strength. They do not have corrosion resistance, and the ohmic resistance depends on the flowing current.

Wires are made of two metals – steel and aluminium. The steel is at the middle of a wire and serves for increasing the mechanical strength. Aluminium is outside, and is a current-carrying part.

In wire codes the material is indicated first, then comes the cross-section in mm^2 . Copper conductors are marked with letter **C**, aluminium conductors – with letter **A**, steel wires – with letters **PS** and **PSO**, and steel aluminium – with letters **AS**. In coding steel-aluminium conductors the aluminium cross-section is indicated first, and then comes the steel cross-section. For example: **AS-120/19**. **AS** wires are made with different ratio of aluminium and steel cross-sections but with the same cross-section of aluminium. Depending on this ratio, there are wires of light-weight design, average, reinforced and specially reinforced strength.

Для захисту проводів марки АС від корозії й хімічних впливів використовують спеціальні захисні засоби.

Тип захисту відображається в маркуванні провода:

- марки **АСКС**, **АСКП** – провода сталевалюмінієве корозійностійкі із заповненням сталевого сердечника (С) або всього провода (П) змазкою;
- марка **АСК** – як і **АСКС**, сталевий сердечник ізольований поліетиленовою плівкою.

За кордоном застосовуються ізолюючі самонесучі проводи. Являють собою систему ізованих жил, скручених навколо несучого троса. Скрутка виконується таким чином, що все механічне навантаження сприймається тільки несучим тросом. Такі проводи прокладаються без ізоляторів. На опори можуть бути змонтовані декілька ЛЕП різних напруг.

По конструкції розрізняють проводи: **однодротові**, які складаються із одного дроту суцільного перетину; **багатодротові з одного металу**, які виготовляються в залежності від перетину з непарної кількості дротів (від 7 до 61); багатодротові із двох металів. Кількість проводів сталевого сердечника – непарна (1, 7 або 19). Кількість дротів струмопровідної частини – парна.

Провода ПЛЕП розташовують на опорі різними способами (де які з них): на одноланцюгових опорах – трикутником або горизонтально (рис.1.15, а, б); на дволанцюгових опорах – зворотною ялинкою або шестикутником у вигляді “діжки” (рис.1.15, в, г).

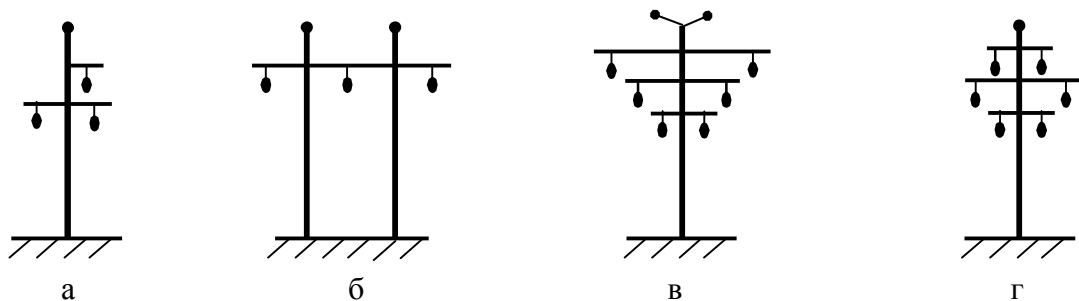


Рис.1.15. Розташування проводів на опорах: а) – трикутником; б) – горизонтально; в) – зворотною ялинкою; г) – діжкою

Горизонтальне розташування проводів – найкраще за умовами експлуатації, тому що дозволяє застосовувати більш низькі опори та виключає дотик проводів при скиданні ожеледі або галопуванні проводів (сталих періодичних низькочастотних (0,2-2 Гц) коливаннях проводів (тросів) у прогоні, які утворюють стоячі хвилі - іноді в сполученні з біжучими - з числом напівхвиль від однієї до двадцяти та амплітудою 0,3-5 м). («Пляска» проводів – це коливання проводів з малою частотою й великою амплітудою).

Special protective measures are taken to protect AS wires from corrosion and chemical effect.

The protection type is indicated in the wire code:

- ACSR and AACSR wires are corrosion-resistant steel aluminium wires, with the steel core (ACSR) or with the whole wire reinforced (AACSR);
- ACAR are similar to ACSR, but the steel core is insulated with polyethylene film.

In foreign countries self-carrying insulating wires are used. They represent a system of insulated conductors twisted round the suspension cable. A twist is made so that all mechanical load is on the suspension cable. These wires are laid without insulators. Several transmission lines of various voltages can be mounted on the same pole.

By design wires are divided into: solid conductors, consisting of one wire of continuous cross-section; multiwire conductors of one metal, which are made of odd number of wires (from 7 to 61), depending on the cross-section; and multiplexed conductors of two metals. The number of wires of a steel core is odd (1, 7, or 19), and the number of wires of a current-carrying part is even.

Overhead power line wires are located on the pole in a different manner, for example: delta, or horizontal configurations (Fig. 1.15, a, b) on single circuit poles; inverted delta, or barrel-like configurations (Fig. 1.15, c,d) on double circuit poles.

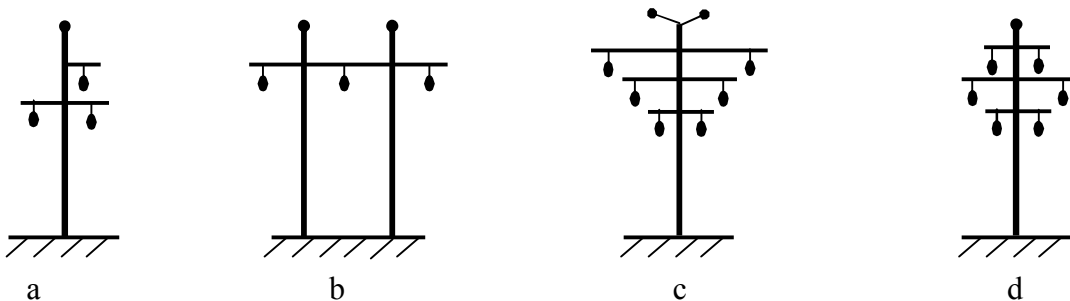


Fig. 1.15. Arrangement of wires on the pole: a – delta; b – horizontal; c – inverted delta; d – barrel-like

The horizontal configuration of wires is best for operating conditions as it allows applying lower poles and eliminates the contact of wires at de-icing, or overhead line galloping (constant periodic low-frequency (0.2-2 Hz) oscillations of wires (cables) in the span, which result in standing waves – sometimes in combination with running waves – with the number of half-wave from one to twenty, and amplitude of 0.3-5m). Conductor galloping is oscillations of wires of small frequency and large amplitude)

Так як у всіх варіантах має місце несиметричне розташування проводів стосовно один одного, то для вирівнювання реактивного опору і ємнісної провідності по фазах застосовують транспозицію, тобто міняють розташування проводів на опорах (рис.1.16).

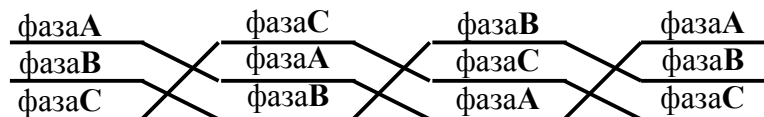


Рис.1.16. Транспозиція на ПЛЕП

Для виконання грозозахисту ліній електропередавання використовують сталеві троси або сталеві алюмінієві проводи зі зменшеним перерізом алюмінієвої частини.

Останнім часом, для виконання струмоведучих проводів та грозозахисту повітряних ліній використовують спеціальні проводи та троси, суміщені зі оптоволоконним кабелем, розташованим всередині проводів та тросів (рис.1.17), що дозволяє крім передавання електричної енергії та грозозахисту повітряних ліній організувати високошвидкісних оптоволоконні канали зв'язку.

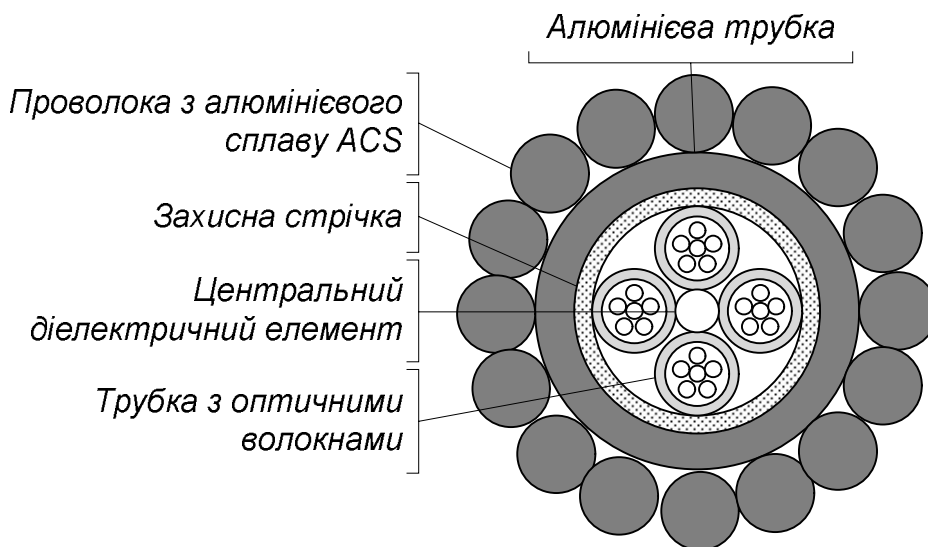


Рис. 1.17. Конструкція оптичного кабелю у грозозахисному тросі OPGW

Проводи повітряних ліній закріплюють на опорах за допомогою лінійних ізоляторів та арматури. *Ізолятори* призначені для ізоляції проводів повітряної лінії, які знаходяться під дією високої напруги, від металевих елементів конструкцій опор.

Основна особливість ізоляторів повітряних ліній полягає в тому, що вони випробують одночасну дію високої електричної напруги та великих механічних навантажень. Це визначає основні вимоги до конструктивного виконання

As in all the alternatives there is asymmetrical arrangement of wires against each other, balancing of reactance and capacitive susceptance in phases is done by applying a transposition, that is a change in the arrangement of wires on the pole (Fig. 1.16)

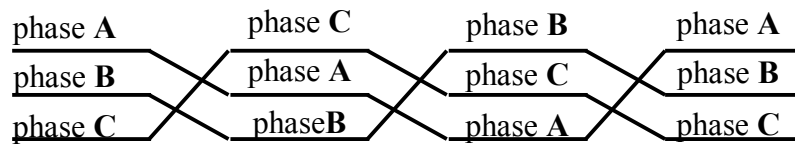


Fig.1.16. Transposition of overhead power wires

Steel cables or steel aluminium wires of smaller cross-section of an aluminium part are used for lightning protection of power lines.

Recently, for design of current-carrying wires and lightning protection of overhead lines there have been used special wires and cables, containing a fibre-optical cable located inside (Fig. 1.17), which in addition to transmission of electrical energy and lightning protection of overhead power lines allows arranging high-speed fibre-optical communication channels.

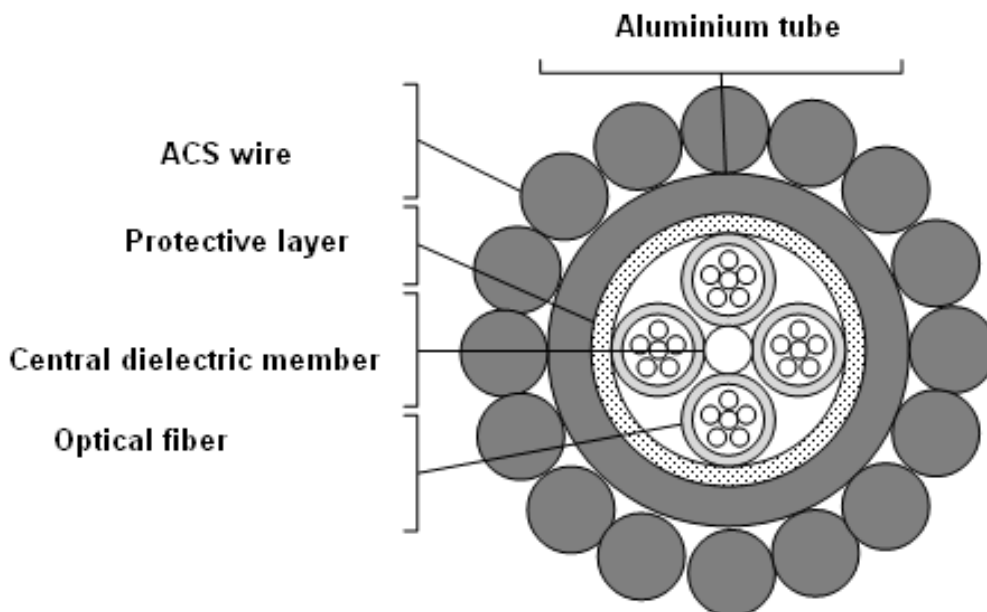


Fig. 1.17. Design of optical cable in overhead ground-wire OPGW cable

Wires of overhead power lines are fixed on the poles by linear insulators and accessories. *Insulators* are intended for insulation of wires of overhead power lines, which are at high voltage, from metal components of the pole structure.

The main feature of insulators of overhead power lines is that they undergo the effect of high voltage and high mechanical load at the same time. It affects the basic requirements for the design of

ізоляторів повітряних ліній. До таких вимог відносять високу електричну та механічну міцність, стійкість до впливів оточуючого середовища, зручність експлуатації та економічність.

Для виготовлення ізоляторів використовують електротехнічний фарфор, загартоване скло та синтетичні полімери.

За конструктивним виконанням розрізняють штирові та підвісні ізолятори.

Штирові ізолятори призначені для використання на лініях електропередавання розподільчих мереж напругою до 35 кВ. Такі ізолятори виготовляють з фарфору або з електротехнічного скла. Загальний вигляд штирових ізоляторів представлено на рис. 1.18.

Підвісні ізолятори використовують в лініях електропередавання напругою 35 кВ та вище. Такі ізолятори поділяють на гірлянди тарілчастих ізоляторів та на стрижневі ізолятори.

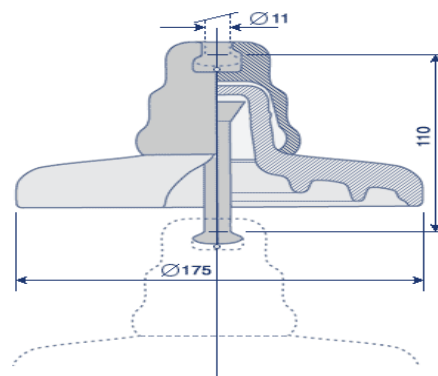
Гірлянди ізоляторів збирають з *тарілчастих ізоляторів*, виготовлених з фарфору або загартованого скла. Загальний вигляд тарілчастого ізолятора наведено на рис.1.19 а. На рис.1.19 б схематично показано спосіб поєднання тарілчастих ізоляторів в гірлянду.



Рис. 1.18. Штировий скляний ізолятор



а



б

Рис. 1.19. Тарілчастий ізолятор

Стрижневі ізолятори виготовляють з однонаправлених полімерів. Загальний вигляд стрижневого полімерного ізолятора наведено на рис. 1.20.

overhead line insulators. These requirements include high electric and mechanical strength, resistance to environmental impacts, usability, and economic efficiency.

Electrical porcelain, hardened glass and synthetic polymers are used for manufacturing insulators.

By design, one can distinguish between pin-type insulators, and suspension insulators.

Pin-type insulators are intended for application on power transmission lines of distribution networks of up to 35 kV. These insulators are made of porcelain, or electric glass. A general view of the post insulators is presented in Fig. 1.18.

Suspension insulators are used in power transmission lines of 35 kV and above. These insulators are divided into strings of disk insulators, and shackle insulators.

Insulator strings are constructed from *disk insulators* made of porcelain, or hardened glass. A general view of the disk insulators is given in Fig. 1.19 (a). Fig. 1.19 (b) shows how disk insulators are combined into a string.



Fig. 1.18. Glass pin-type insulator

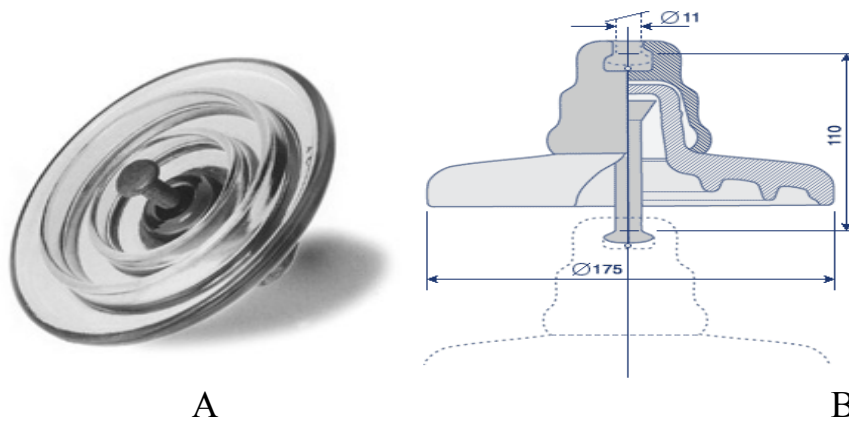


Fig. 1.19. Disk insulator

Shackle insulators are made of unidirectional polymers. A general view of polymer shackle insulators is given in Fig. 1.20.

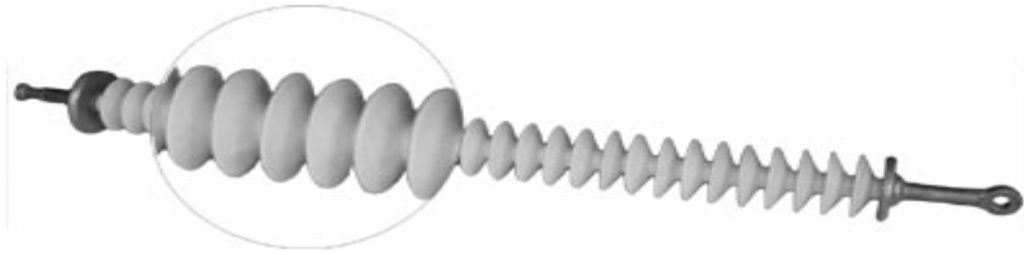


Рис. 1.20. Полімерний стрижневий ізолятор

Такі ізолятори дорожче за гірлянди тарілчастих ізоляторів. Проте вони характеризуються кращими електрофізичними властивостями та значно меншою вагою, що обумовлює широкі перспективи використання полімерних ізоляторів в конструкціях повітряних ліній електропередавання всіх класів номінальної напруги. Зокрема, чинні нормативні документи рекомендують використовувати полімерні ізолятори під час будівництва нових та реконструкції існуючих ліній електропередавання.

Кабельна лінія електропередавання – це лінія для передавання електроенергії, яка складається з одного або декількох кабелів.

Кабель – це ізольована по всій довжині металева жила (або декілька жил), поверх якої накладені захисні покриття.

Переваги КЛЕП стосовно ПЛЕП:

- несхильність атмосферним впливам;
- захищеність траси і недосяжність для сторонніх осіб.

Недоліки:

- дорожче ПЛЕП аналогічного класу напруги;
- більш трудомісткі в спорудженні;
- вимагають більшого терміну для ремонту й більш кваліфікованого обслуговуючого персоналу;
- передача однієї й тієї ж потужності потребує жили більшого перетину.

Кабельні ЛЕП широко використовуються в міських мережах, на територіях підприємств, при перетинанні великих водойм, у забрудненій атмосфері.

Головними елементами КЛЕП є:

- кабель для передавання електроенергії;
- сполучні муфти;
- кінцеві муфти (закладення);
- стопорні муфти. Застосовуються на крутих ділянках траси для попередження стікання кабельної маси;
- підживлюючі апарати й система сигналізації тиску масла для ліній виконаних масло наповненими кабелями;
- кабельні спорудження (кабельні колектори, тунелі, канали, шахти, колодязі), які застосовують на окремих ділянках траси.

До основних частинам кабелю будь-якої напруги відносяться:

- струмопровідні жили;

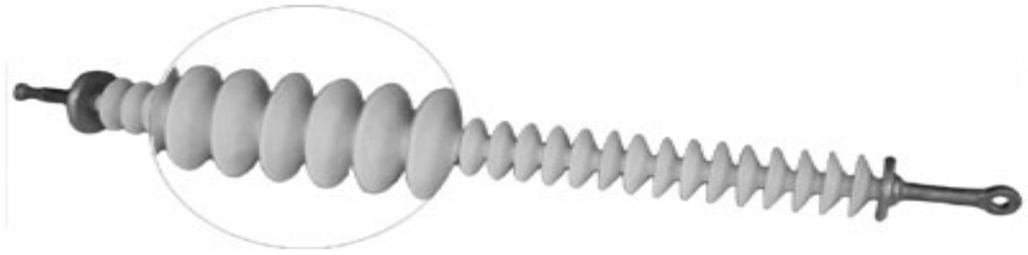


Fig. 1.20. Polymer shackle insulator

These insulators are more expensive than a string of disk insulators. However, they are characterised by the best electrophysical properties, and much lower weight, which leads to broad prospects of using polymer insulators in the design of overhead power transmission lines of rated voltage of all levels. In particular, the valid standards recommend using polymer insulators for building new power lines and redesigning the existing ones.

The cable power transmission line is a line for transmission of electric power, consisting of one or several cables.

The cable is the metal strand insulated along the full length (or a few strands), covered with protective coating.

The advantages of cable power transmission lines over overhead power transmission lines:

- resistance to weather impacts;
- proofness of the path and inaccessibility for unauthorized persons.

Disadvantages:

- being more expensive than overhead power lines of similar voltage level;
- being more labour-consuming in terms of construction;
- requiring more time for repair, and more qualified maintenance personnel;
- transmission of the same power requires strands of larger cross-section.

Cable power transmission lines are widely used in town and city networks, in the areas of plants and factories, at the junctions of large reservoirs, and in air-polluted territories.

The main components of cable power transmission line are:

- cable for electric power transmission;
- combined cable boxes;
- end cable sleeves;
- stop joints, which are used in steep areas of the path in order to prevent cables from sliding down;
- oil-feed units, and signaling system of oil pressure in the oil-filled cable lines;
- cable work (cable collecting channels, tunnels, channels, chamber, pit), used at certain areas of the path.

The principal parts of a cable of any voltage are:

- current-carrying cable cores;

- ізоляція або ізолюючі оболонки, що відокремлюють струмопровідні жили один від одного і від землі;
- захисна оболонка, що охороняє ізоляцію від шкідливої дії вологи, кислот, механічних пошкоджень.

Конструкція кабелю напругою 10 кВ наведена на рис.1.21.

Струмопровідна жила виконується з міді або алюмінію з однієї (до 16 мм²) або декількох дротів. По кількості жил розрізняють кабелі:

- одножильні. Застосовують на постійному струмі й на змінному струмі при напрузі 110 кВ і вище;
- двожильні. Застосовують на постійному струмі;
- трижильні. Застосовують на змінному струмі при напругах до 35 кВ;
- чотирижильні (три жили й нульовий провід). Застосовують на змінному струмі при напрузі до 1000В.

Фазна ізоляція призначена для ізоляції жил одна від одної. Виконують зі спеціального технічного паперу із грузлим просоченням, яке збільшує електричну міцність.

Поясна ізоляція забезпечує однакову електричну міцність між жилами й між будь-якою фазою й землею. Це важливо, тому що в мережі з ізолюваною нейтраллю при замиканні однієї з фаз на землю дві інші фази стосовно землі опиняються під лінійною напругою.

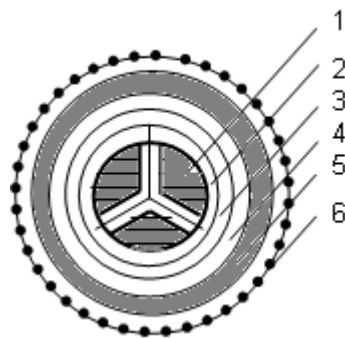


Рис.1.21. Конструкція кабелю 10 кВ: 1 – струмопровідна жила; 2 – фазна ізоляція; 3 – поясна ізоляція; 4 – оболонка; 5 – броня; 6 – захисне покриття

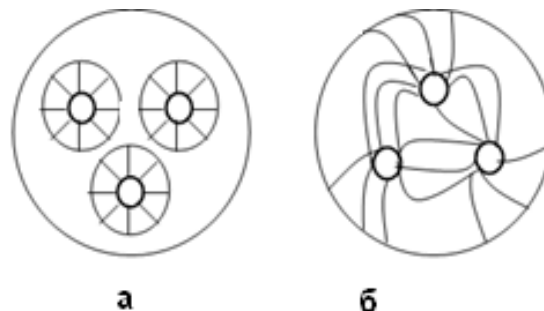


Рис.1.22. Електричне поле в кабелі: а – з екранованими жилами; б – з поясною ізоляцією

- insulation, or insulated enclosure, separating current-carrying cable cores from each other, and from the earth;
- cable shielding, which protects insulation from adverse effect of moisture, acids, and mechanical damage.

The design of 10 kV cable is given in Fig. 1.21.

The *current-carrying cable core* is made of copper or aluminium with one (to 16 mm²), or several wires. By the number of cable core there are:

- single-core cables, used on both direct and alternating current at the voltage of 110 kV and above;
- twin cables, used on direct current;
- triple (three-core) cables, used on alternating current at the voltage of up to 35kV;
- four-core cables (three cores, and the neutral lead), used on alternating current at the voltage of up to 1,000 V.

Phase insulation is intended for insulation of cable cores from each other. It is made of special technical paper with viscous impregnation, which increases electric strength.

Belt insulation provides equal electric strength between cable cores, and between any phase and the earth. It is important since in the network with the insulated neutral if there is a ground fault of one of the phases, the two other phases are at line voltage in respect of the earth.

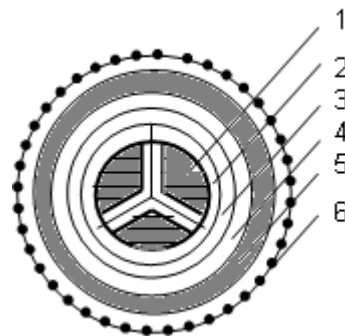


Fig. 1.21. Design of 10 kV cable: 1 – a current-carrying cable core; 2 – phase insulation; 3 – belt insulation; 4 – shielding; 5 – cable armoring; 6 – protective coating

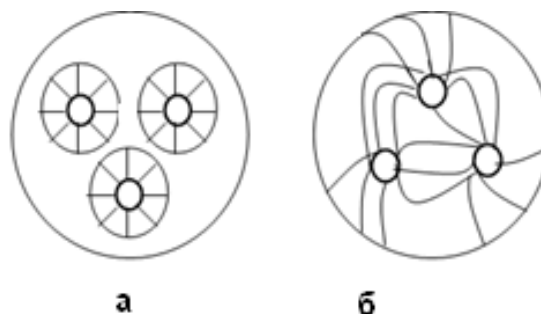


Fig. 1.22. Electric field in a cable: a – with shielded conductors; b- with belt insulation.

Поділ ізоляції на фазну й поясну дозволяє зменшити діаметр кабелю. Але при наявності поясної ізоляції електричне поле відрізняється від радіального (Рис.1.22.). У цьому випадку силові лінії мають різні кути нахилу стосовно шарів паперу, що обумовлює наявність у них тангенціальної складової поля. Електрична міцність уздовж шарів паперу в 8 – 10 раз менше, ніж поперек.

Вільний простір кабелю заповнюється паперовими джгутами. Вони ускладнюють переміщення просочувального складу, подовжуючи термін служби кабелю. Вони також надають округлу форму кабелю.

Оболонка служить для герметизації ізоляції й захисту її від проникнення вологи, повітря, хімічних продуктів, виключає старіння ізоляції під дією тепла й світла. Виконують із алюмінію, свинцю, поліетиленових матеріалів.

Броня служить для захисту оболонки від механічних пошкоджень при розкопках, сповзанні ґрунту. Виконують зі сталевих стрічок або дротів.

Зовнішнє покриття захищає броню від корозії. Являє собою джутове покриття, просочене бітумною масою.

При підвищенні напруги шар ізоляції потрібно збільшувати. Це економічно не доцільно. Тому при напрузі 35 кВ і вище кабелі виконуються з окремо освинцьованими або екранованими жилами. В таких кабелях електричне і теплове поля – радіальні.

Кабелі із грузлим просоченням мають істотний недолік: після зняття струмового навантаження, тобто при охолодженні в кабелі з'являються газові включення. Це пов'язане з тим, що коефіцієнт лінійного розширення кабельної маси значно більше коефіцієнта лінійного розширення ізолюючого паперу. Діелектрична міцність газових включень менше в кілька раз, ніж папера. При підвищенні напруженості електричного поля це може привести до пробую ізоляції.

Щоб уникнути цього при напругах 10 – 110 кВ застосовують газонаповнені кабелі. Це освинцьовані кабелі. Фазна ізоляція виконується з збіднено-просоченого паперу. Кабель перебуває під невеликим надлишковим тиском (0,1 – 0,3 МПа) інертного газу (азоту). Це підвищує ізолюючі властивості паперу. Сталість тиску забезпечується безперервним підживленням газу.

При напрузі 110 – 500 кВ використовуються маслонаповнені кабелі. Жили виконують порожніми й заповнюють їх малов'язким очищеним маслом під тиском до 1,6 МПа. Надлишковий тиск виключає можливість утворення порожнеч в ізоляції кабелю, що збільшує його електричну міцність. Залежно від величини тиску розрізняють масло наповнені кабелі високого й низького тиску. Маслонаповнений канал через спеціальні муфти на трасі з'єднується з баками під тиском.

Останнім часом в електричних мережах різних класів номінальної напруги широкого поширення набули *кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену*. Завдяки молекулярній структурі така ізоляція характеризується високими термомеханічними властивостями та стійкістю до агресивного середовища. Кращі термічні характеристики кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену

Separating insulation into phase insulation and belt insulation allows reducing the diameter of a cable but in the presence of belt insulation the electric field differs from the radial one (Fig. 1.22.). In this case the lines of flux have a different slope angle to paper layers, which causes the presence of a tangential component of the field. Electric strength along the paper layers is 8-10 times less than across them.

The free space of a cable is filled with jute paper. This complicates the movement of impregnation parts, extending the useful life of the cable. It also gives the cable a round shape.

The shielding serves for hermetization of insulation, and protection against penetration of moisture, air, and chemicals; it also eliminates the ageing of insulation because of heat and light impact. The shielding is made of aluminium, lead, and polyethylene materials.

Cable armor serves for protection of a shielding against mechanical damage at digging, or soil creeping. It is made of steel tapes, or wires.

The external covering protects the cable armoring from corrosion, and represents the jute-covering impregnated with bituminous material.

As the voltage rises, the insulating layer must be increased. It is not economically viable, however. Thus, at the voltage of 35 kV and above the cables are made separately from lead-covered or shielded cable cores. In these cables the electric and thermal fields are radial.

Cables with viscous impregnation have a serious disadvantage: after current load is removed, that is at cooling, there appear gas inclusions in the cable. It is associated with the fact that the coefficient of linear expansion of the cable compound is much more than the coefficient of linear expansion of insulating papers. Dielectric rigidity of gas inclusions is several times lower than that of the paper. With the increase in the magnetic field strength this can lead to insulation breakdown.

To avoid this problem, gas-filled cables are used at the voltages of 10-110 kV. These are lead-covered cables. Phase insulation is made of poorly impregnated paper. The cable is under small excess pressure (0.1-0.3 MPa) of inert gas (nitrogen). This enhances insulating properties of the paper. The pressure stability is provided with a continuous gas supply.

Oil-filled cables are used at the voltages of 110-500 kV. Cable cores are made empty, and filled with low-viscosity refined oil under pressure of up to 1.6MPa. The excess pressure eliminates the possibility of cavitation in the cable insulation, which increases its electric strength. Depending on the magnitude of pressure, there are oil-filled cables of high and low pressure. The oil-filled channel is connected by special cable boxes on the path to the tanks under pressure.

Recently, in electrical networks of rated voltage of different levels it has become common to use cables with cross-linked polyethylene insulation. Due to molecular structure this insulation is characterised by high thermomechanical properties, and resistance to hostile environment. The best thermal characteristics of cross-linked polyethylene cables

дозволяє суттєво підвищити гранично допустимі струми і, як наслідок, пропускну здатність кабельної лінії.

Такі кабелі на напруги до 10 кВ виготовляють трижильними або одножильними. На напруги 35 кВ та вище такі кабелі виготовляють одножильними.

На рис.1.23 наведено загальний вигляд одножильного кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену. Такі кабелі складаються з струмопровідної жили 1, екранованої напівпровідним зшитим поліетиленом 2. Далі знаходиться шар ізоляції зі зшитого поліетилену 3, екранований напівпровідною пластмасою 4. Екран з мідних проволочок 6 захищений подушками роздільних шарів 5 та 7. Зовнішній шар кабелю створює пластикова оболонка 8.

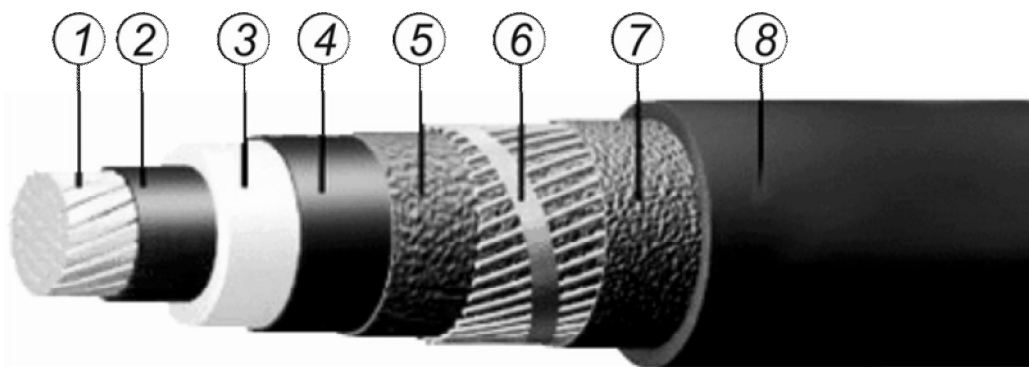


Рис. 1.23. Конструкція кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену

Маркуються кабелі по початкових буквах елементів, які характеризують їхню конструкцію:

- жила – буква **А** для алюмінію, без позначення для міді;
- оболонка – буква **А** для алюмінію, **З** – для свинцю, **В** – для полівінілхлориду, **Н** – для гуми, **П** – для поліетилену;
- броня – буква **Б** для сталевих стрічок, **П** – для плоских освинцьованих дротів, **ДО** – для круглих освинцьованих дротів, **Г** – для кабелів без броні й захисного шару.

Якщо кабелі виконуються з окремо освинцьованими жилами, то в маркуванні вказується буква **О**.

Для маслонаповнених кабелів низького тиску перед основною абrevіатурою вказують букви **МН**, а для кабелів високого тиску – **МВС**.

Після абrevіатури вказують кількість жил і перетин жил у мм^2 .

Наприклад, ААБ-3х 120 – трижильний алюмінієвий кабель із алюмінієвою оболонкою і бронею зі свинцю з перетином жил 120 мм^2 ; СБ-3х 95 трижильний мідний кабель зі свинцевими оболонкою й бронею перетином жил 95 мм^2 .

allow increasing sufficiently the maximum permissible currents and, hence, the carrying capacity of the cable line.

These 10 kV cables are three-core, or single-core cables. For the voltage of 35 kV and above these cables are single-core cables.

In Fig. 1.23 a general view of the single-core cable with insulation with cross-linked polyethylene insulation is given. The cables consist of a current-carrying core (1), shielded with semiconducting cross-linked polyethylene (2). Further, there is an insulating layer of cross-linked polyethylene (3), shielded with semiconducting plastics (4). The shield of copper wires (6) is protected with cushions of separate layers (5) and (7). The external layer of the cable is a plastic shielding (8).

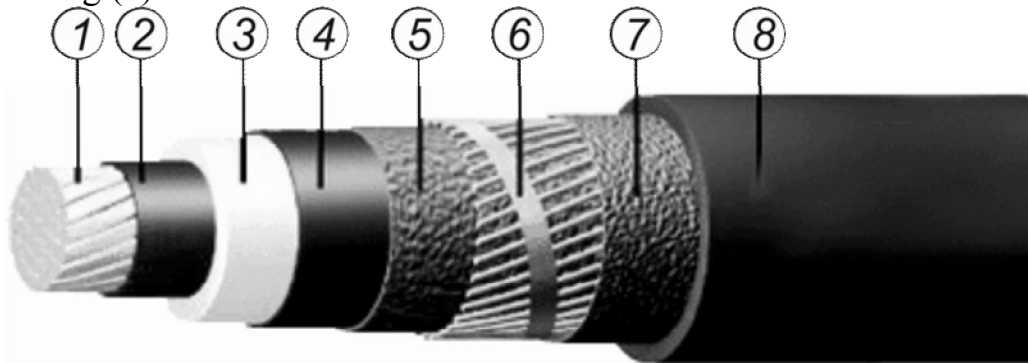


Fig. 1.23. Construciton of the cable with insulation of cross-linked polyethylene

Cables are marked with abbreviations standing for the elements characteristic for their construciton:

- the cable core is marked with letter **A** for aluminium, or without a letter for copper;
- the shielding is marked with letter **A** for aluminium, with **L** for lead, **Y** for polyvinylchloride, **K** for rubber, and **PE** for polyethylene;
- cable armour is marked with letter **B** for steel tapes, **F** for flat lead-covered wires, **R** for round shaped lead-covered wires, **X** for cables without protective shielding and cable armor.

If cables are made of separately lead-covered cores, there are letters **SL**.

Oli-filled cables of low-pressure are indicated with letters **LPOF**, and those of high pressure with letters **HPOF**.

The abbreviations are followed by indication of the number of cores, and the size of core cross-section in mm^2 . For example, *AAB-3x120* is a three-core aluminium cable with aluminium sheilding and cable armour of lead, the core cross-section being 120 mm^2 ; *CB-3x 95* is a three-core copper cable with lead shielding and cable armour, the core cross-section being 95 mm^2 .

Тема 3 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ ПОВІТРЯНОГО І КАБЕЛЬНОГО ВИКОНАННЯ

1.8 ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП

Лінія електропередавання є електротехнічним об'єктом, що характеризується рівномірно розподіленими уздовж її довжини параметрами. До таких параметрів відносять активний опір фаз R , індуктивність окремих фаз L , коефіцієнти взаємоіндукції M , активні провідності між проводами фаз G і фазними проводами та землею G_3 , ємності між проводами C і фазними проводами та землею C_3 .

Розглянемо схему заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання.

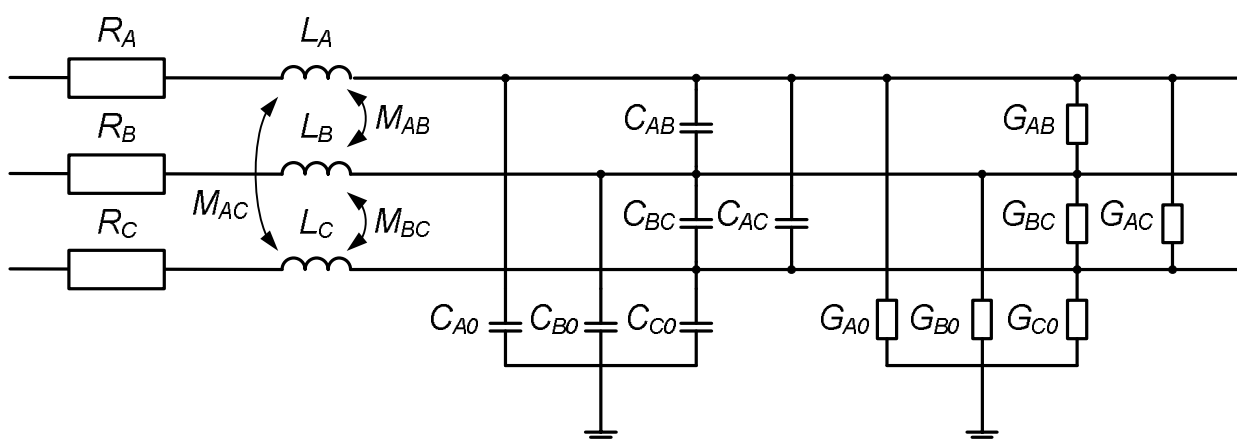


Рис. 1.24. Схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання в системі фазних координат

На рис. 1.24 прийняті такі позначення: R_A, R_B, R_C – активні опори фазних проводів; $L_A, L_B, L_C, M_{AB}, M_{BC}, M_{AC}$ – індуктивності та коефіцієнти взаємоіндукції фазних проводів лінії відповідно; $C_{A0}, C_{B0}, C_{C0}, C_{AB}, C_{BC}, C_{AC}$ – часткові ємності між фазними проводами лінії та землею і часткові ємності між фазними проводами лінії відповідно; $G_{A0}, G_{B0}, G_{C0}, G_{AB}, G_{BC}, G_{AC}$ – активні провідності між фазними проводами лінії та землею і між фазними проводами лінії.

Параметри лінії електропередавання визначаються взаємним розташуванням проводів у просторі і відносно землі, тому параметри її фаз не співпадають між собою. Для вирівнювання параметрів окремих фаз застосовують так звану *транспозицію* проводів, що полягає в періодичній зміні взаємного розташування фазних проводів лінії в просторі. В цій ситуації параметри фаз лінії умовно вважають однаковими і не залежними від розташування проводів конкретної фази в просторі. Математична модель елементарної ділянки лінії електропередавання відповідно до закону Ома записується у вигляді системи диференціальних рівнянь

Chapter 3 EQUIVALENT CIRCUITS OF OVERHEAD AND CABLE POWER TRANSMISSION LINES

1.8 PARAMETERS OF POWER TRANSMISSION LINE EQUIVALENT CIRCUITS

The power transmission line is an electrical facility of electric power system which is characterised by the parameters uniformly distributed along its length. Among these parameters are resistance of phases R , inductance of separate phases L , mutual inductance factors M , active conductance between phase conductors G , and between phase conductors and the earth G_3 , wire-to-wire capacitance C , and capacitance between phase conductors and the earth C_3 .

Let us study an equivalent circuit of an elementary section of the power line.

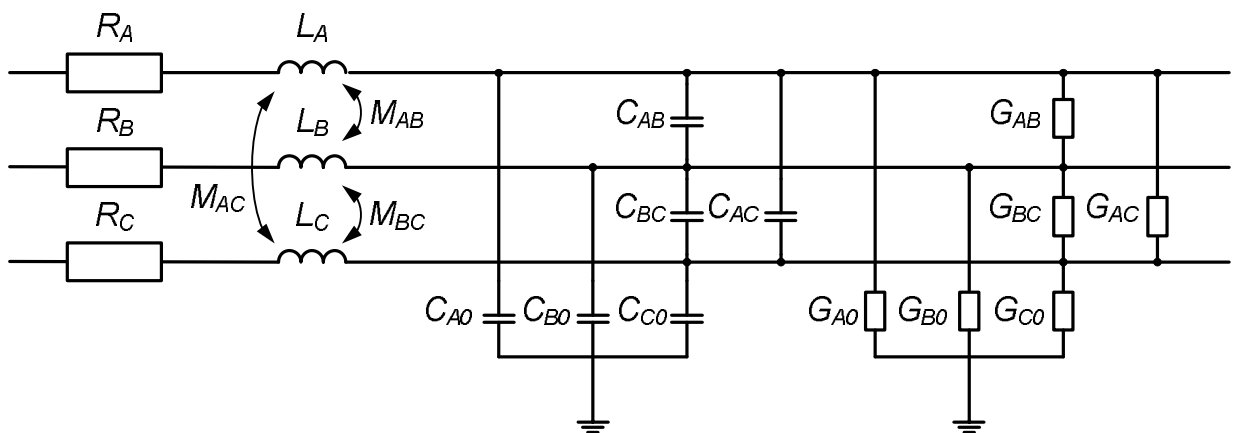


Fig. 1.24. Equivalent circuit of an elementary section of the power line in the phase reference system

In Fig. 1.24 the following symbols are used: R_A, R_B, R_C are active resistance of phase conductors; $L_A, L_B, L_C, M_{AB}, M_{BC}, M_{AC}$ are inductance and mutual inductance factors of phase conductors of the line, respectively; $C_{A0}, C_{B0}, C_{C0}, C_{AB}, C_{BC}, C_{AC}$ are partial capacitance between phase conductors of the line and the earth, and partial capacitance between line phase conductors respectively; $G_{A0}, G_{B0}, G_{C0}, G_{AB}, G_{BC}, G_{AC}$ are conductance between phase conductors of the line and the earth, and between line phase conductors.

Power transmission line characteristics are determined by relative position of the wires in space and in respect of earth, so that parameters of the phases do not coincide with each other. To level the parameters of separate phases the so-called conductor transposition is used, which consists in periodically changing the relative position of phase conductors of the line in space. In this situation the parameters of phases of the line are considered for convenience to be equal and not dependent on the arrangement of wires of a definite phase in space. According to Ohm's law the mathematical model of an elementary section of the power line is written in the form of differential equation system

$$\left\{ \begin{array}{l} -\frac{\partial u_A}{\partial x} = R_A i_A + L_A \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_B}{\partial x} = R_B i_B + L_B \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_C}{\partial x} = R_C i_C + L_C \frac{\partial i_C}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_B}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_A}{\partial x} = G_{A0} u_A + G_{AB} u_B + G_{AC} u_C + C_{A0} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_B}{\partial x} = G_{B0} u_B + G_{AB} u_A + G_{BC} u_C + C_{B0} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_C}{\partial x} = G_{C0} u_C + G_{AC} u_A + G_{BC} u_B + C_{C0} \frac{\partial u_C}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_B}{\partial t}, \end{array} \right. \quad (1.1)$$

де $u_A, u_B, u_C, i_A, i_B, i_C$ – миттєві значення фазних напруг та струмів.

В рівняннях (1.1) всі параметри лінії віднесені до одиниці її довжини. Від'ємні знаки в лівих частинах рівнянь свідчить про зменшення напруг та струмів при віддаленні від початку лінії відповідно до загального закону зберігання енергії.

Використання схем заміщення елементів мережі у фазних координатах вимагає громіздких розрахунків, пов'язаних з необхідністю врахування взаємного впливу параметрів окремих фаз, обумовлених явищем взаємної індукції, наявністю часткової взаємної ємності між фазними проводами, тощо. Тому з метою спрощення розрахунків, у більшості випадків при вирішенні практичних інженерних задач, здійснюють перетворення системи координат з фазного простору в простір *симетричних складових*. У результаті система взаємозалежних фазних рівнянь перетвориться в три незалежні системи рівнянь для *прямої, зворотної та нульової послідовностей*. Причому для симетричного режиму роботи електропередавання, за однаковості параметрів окремих фаз і однакових струмів навантаження в окремих фазах (струми однакові по абсолютній величині та відрізняються тільки по фазі на ± 120 ел. град), режимні параметри зворотної та нульової послідовностей дорівнюють нулю, а режимні параметри схеми заміщення прямої послідовності збігаються з режимними характеристиками фази А фазної системи координат.

Таким чином, для дослідження симетричних режимів роботи будь-якої електропередавання зручно використовувати схему заміщення прямої послідовності. Схеми заміщення зворотної та нульової послідовностей додатково застосовують лише за потреби аналізу несиметричних режимів роботи лінії (наприклад, неповнофазних її режимів).

Схема заміщення ділянки лінії у системі координат симетричних складових може бути представлена *однолінійною схемою заміщення*, що характеризується поздовжніми активним і реактивним опорами та поперечними активною і ємнісною провідностями для кожної з симетричних складових.

$$\left\{ \begin{array}{l}
-\frac{\partial u_A}{\partial x} = R_A i_A + L_A \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\
-\frac{\partial u_B}{\partial x} = R_B i_B + L_B \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\
-\frac{\partial u_C}{\partial x} = R_C i_C + L_C \frac{\partial i_C}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_B}{\partial t}; \\
-\frac{\partial i_A}{\partial x} = G_{A0} u_A + G_{AB} u_B + G_{AC} u_C + C_{A0} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\
-\frac{\partial i_B}{\partial x} = G_{B0} u_B + G_{AB} u_A + G_{BC} u_C + C_{B0} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\
-\frac{\partial i_C}{\partial x} = G_{C0} u_C + G_{AC} u_A + G_{BC} u_B + C_{C0} \frac{\partial u_C}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_B}{\partial t},
\end{array} \right. \quad (1.1)$$

where $u_A, u_B, u_C, i_A, i_B, i_C$ are instantaneous values of phase voltages and currents.

In equations (1.1) all line characteristics are related to the unit of length. Negative signs in the left parts of the equations indicate the decrease of voltages and currents with moving from the beginning of the line, according to the general law of conservation of energy.

Using network element equivalent circuits in phase co-ordinates requires doing bulky calculations because it is necessary to take into account the interference of parameters of separate phases, caused by the effect of mutual induction, presence of partial mutual capacitance between phase conductors, etc.

Therefore, for the purpose of calculation simplification, in most cases of finding solutions to practical engineering problems, there is a transformation of reference system of phase space into space of symmetric components. As a result, the system of the interconnected phase equations is changed into three independent systems of equations for *positive, negative and zero sequences*. Also, for balanced operating conditions of power transmission, if parameters of separate phases and the same load currents in separate phases are similar (currents are similar in absolute value, and differ only in phase by ± 120 electrical degrees), operating conditions of negative and zero sequences are equal to zero, and operating conditions of equivalent circuit of a positive sequence coincide with the operating characteristics of phase A of the phase reference system.

Thus, for the research of balanced operating conditions of any power transmission it is convenient to use the equivalent circuit of positive sequence. Equivalent circuits of negative and zero sequences are additionally used only if it is necessary to analyse out-of-balance operating conditions of the line (for example, open-phase operating conditions).

The equivalent circuit of a line section in the reference system of symmetric components can be represented as a single-line equivalent circuit, characterised by the longitudinal active resistance and reactance, transversal active conductance, and capacitive susceptance for each of the symmetric components.

Однолінійна розрахункова схема елементарної ділянки лінії електропередавання наведена на рис. 1.25. Тут R_i , L_i , G_i , C_i – активний опір, індуктивність, активна провідність та ємність прямої, зворотної або нульової послідовності елементарної ділянки; i – індекс каналу системи симетричних складових.

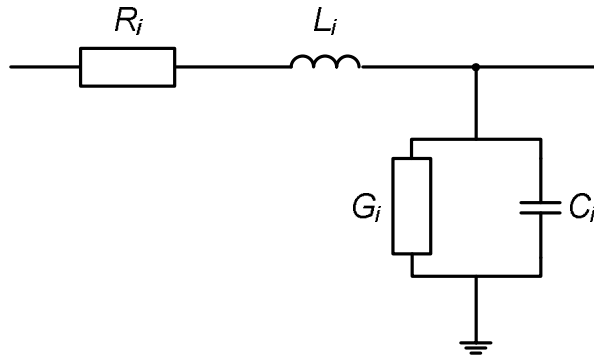


Рис. 1.25. Однолінійна схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання в системі координат симетричних складових

Математична модель елементарної ділянки лінії електропередавання в системі симетричних складових складається з систем типових рівнянь вигляду

$$\begin{cases} -\frac{\partial \dot{U}_i}{\partial x} = r_{0i} \dot{I}_i + j\omega L_{0i} \dot{I}_i = (r_{0i} + jx_{0i}) \dot{I}_i; \\ -\frac{\partial \dot{I}_i}{\partial x} = g_{0i} \dot{U}_i + j\omega C_{0i} \dot{U}_i = (g_{0i} + jb_{0i}) \dot{U}_i, \end{cases} \quad (1.2)$$

де \dot{U}_i , \dot{I}_i – напруга та струм в системі симетричних складових; r_{0i} , x_{0i} , g_{0i} , b_{0i} – поздовжні активний та індуктивний опори та поперечні активна та ємнісна провідності ділянки лінії одиничної довжини. Такі схеми заміщення елементів мережі з фіксованими значеннями поздовжніх і поперечних параметрів, називаються *схемами із зосередженими параметрами*. При застосуванні останніх у розрахунках електричних мереж не враховують фізику хвильових процесів передавання енергії по електричній мережі. Тому галузь застосування подібних схем в електротехнічних розрахунках поширюється тільки на відносно короткі лінії електропередавання з номінальною напругою 110-(150)-220-330 кВ (для ліній повітряного виконання – 300-400 км, для кабельних ліній – 50-100 км).

Для протяжних електричних ліній з номінальною напругою 500-750 кВ врахування хвильових процесів при передавання по них електричної енергії обов'язкове. Такі лінії розраховують тільки по схемах заміщення з *рівномірно розподіленими параметрами уздовж довжини лінії*.

На однолінійних схемах електричну мережу відображають сукупністю ліній електропередач (у розімкненій мережі – це *ділянки* мережі; у замкнутій мережі – *гілки* схеми), вузлових перетворювальних підстанцій (у розімкненій

The single-line design diagram of an elementary section of the power line is given in Fig. 1.25. R_i , L_i , G_i , C_i are active resistance, inductance, active conductance, and capacity of positive, negative or zero sequence of an elementary section; i is an index of the channel of system of symmetric components.

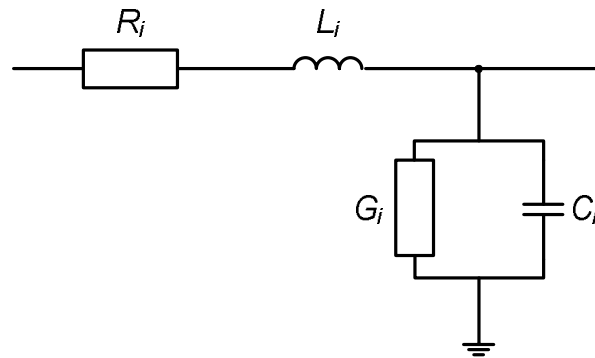


Fig. 1.25. The single-line equivalent circuit of an elementary section of the power line in the reference system of symmetric components

The mathematical model of an elementary section of the power line in the reference system of symmetric components consists of systems of typical equations of the following form

$$\begin{cases} -\frac{\partial \dot{U}_i}{\partial x} = r_{0i} \dot{I}_i + j\omega L_{0i} \dot{I}_i = (r_{0i} + jx_{0i}) \dot{I}_i; \\ -\frac{\partial \dot{I}_i}{\partial x} = g_{0i} \dot{U}_i + j\omega C_{0i} \dot{U}_i = (g_{0i} + jb_{0i}) \dot{U}_i, \end{cases} \quad (1.2)$$

where \dot{U}_i , \dot{I}_i are voltage and current in the reference system of symmetric components; r_{0i} , x_{0i} , g_{0i} , b_{0i} are longitudinal active resistance and inductive reactance, and transversal active conductance and capacitive susceptance of a line section of unit length. These equivalent circuits of network elements with the specified values of longitudinal and transversal parameters are called *circuits with lumped parameters*. If these circuits are used in calculations of electrical networks, the physics of wave processes of power transmission in the electrical network is not taken into account. Therefore, the area of application of these circuits in electrical engineering calculations is confined to rather short power lines with the rated voltage of 110-(150)-220-330 kV (for overhead lines of 300-400 km, and for cable lines of 50-100 km).

For long power lines with the rated voltage of 500-750 kV it is necessary to take into account the wave processes in power transmission. These lines are calculated only by equivalent circuits with parameters uniformly distributed along the length of the line.

In single-line design diagrams the electrical network is represented by a set of power transmission lines (these are **sections** in the open network, and **branches** in the closed network), central converting substations (these are **points** in the open

мережі – це **пункти** мережі; у замкнутій мережі – **вузли** схеми) певним чином зв'язаних між собою та джерелом (джерелами) живлення (електростанціями).

Всі елементи ліній електричної мережі в режимних розрахунках відображають індивідуальними однолінійними схемами заміщення різних типів, наприклад, лінії електропередач повітряного та кабельного виконання - симетричними та несиметричними П-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення (рис. 1.26); силові дво- і триобмоткові трансформатори (автотрансформатори) - зворотними Г-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення.

Основними параметрами будь-якої схеми заміщення елемента мережі є активний (R) і реактивний (X) поздовжні опори елемента, а також активна (G) та реактивна (B) його поперечні провідності.

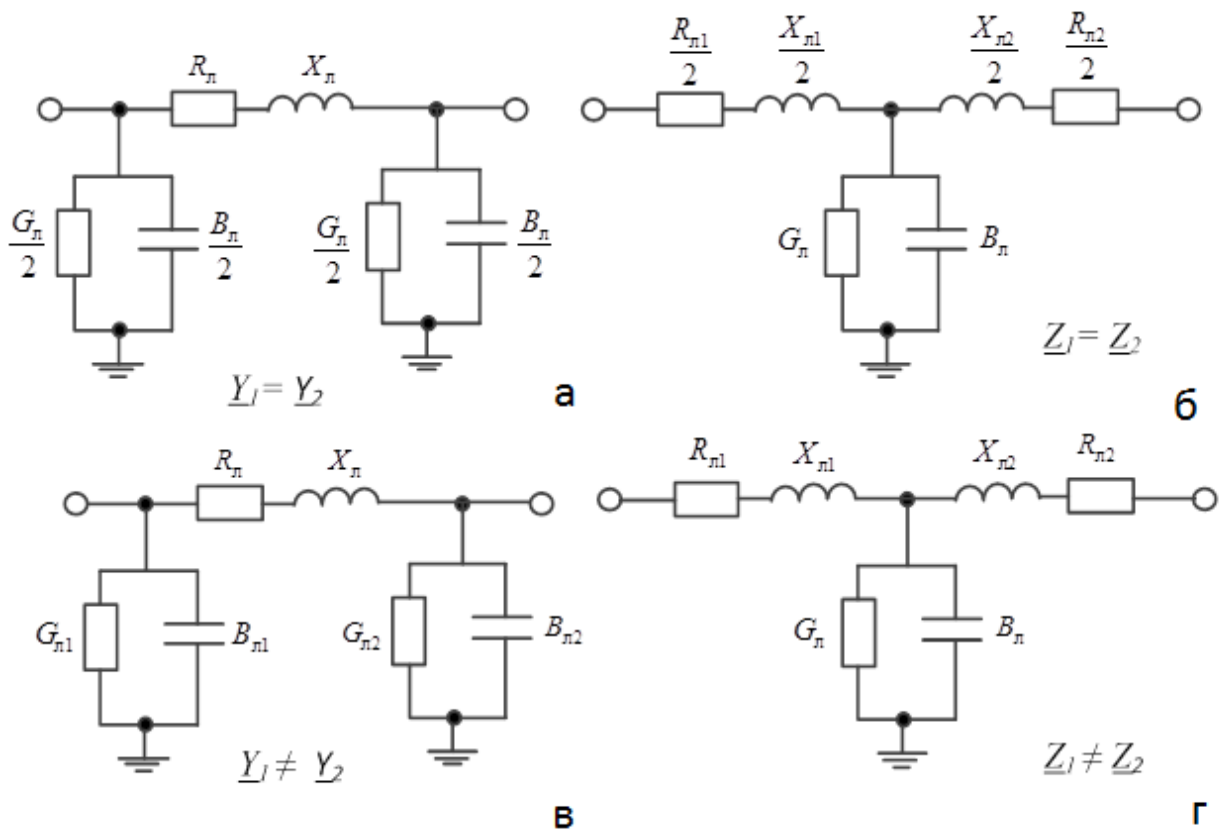


Рис 1.26. Типи схем заміщення ВЛ і КЛ: а) симетрична П-подібна; б) симетрична Т-подібна; в) несиметрична П-подібна; г) несиметрична Т-подібна

Як бачимо, у будь-якій схемі заміщення елемента розрізняють *поздовжні параметри* у вигляді активного та реактивного опорів R і X , які визначають його режимні параметри відповідно до струму навантаження, що протікає по них, і поперечні параметри елемента у вигляді поперечних активної та реактивної провідностей G і B , які визначають режимні параметри елемента відповідно до підведеної до них робочої напруги лінії.

networks, and **nodes** in the closed network) connected in a certain way with each other, and the source(s) of supply (power plants).

In calculating the operating conditions all elements of the electrical network lines are represented as individual single-line equivalent circuits of various types, for example, overhead and cable transmission lines are indicated as symmetrical and asymmetrical Π -shaped (more rarely T-shaped) equivalent circuits (Fig. 1.26); power two- and three-winding transformers (autotransformers) are indicated as Γ -shaped (more rarely T-shaped) equivalent circuits.

Key parameters of any equivalent circuit of a network element are longitudinal resistance (R) and reactance (X) of the element, as well as its transversal active (G) and reactive (B) conductance.

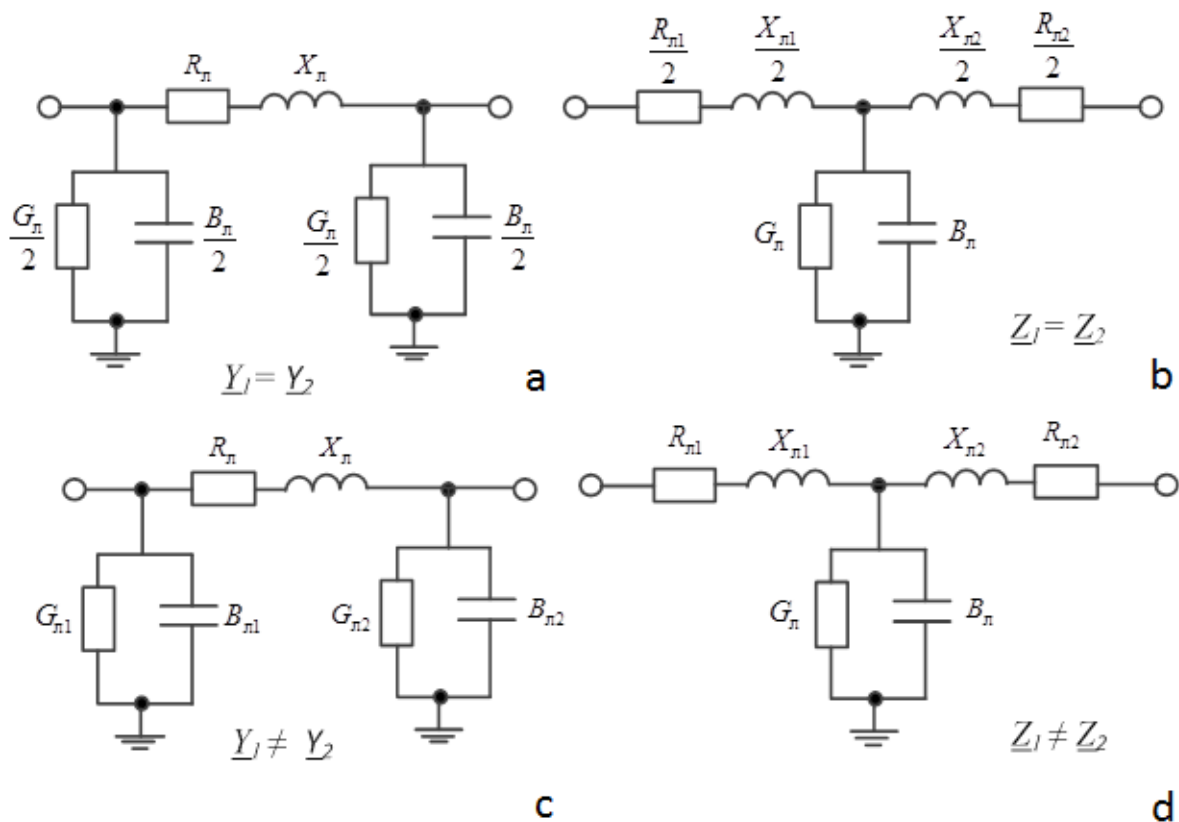


Fig 1.26. Types of equivalent circuits of overhead and cable lines:
a) symmetrical Π -shaped; b) symmetrical T-shaped; c) asymmetrical Π -shaped;
d) asymmetrical T-shaped

As we can see, in any equivalent circuit of the network element there are *longitudinal parameters* in the form of resistance and reactance R and X, which determine the operating conditions according to the *flowing load current*, and transversal parameters of the network element in the form of transversal active and reactive *conductance* G and B, which determine the *operating conditions according to the applied operating voltage of the line*.

При формуванні схем заміщення приймаємо, що реактивним режимним параметрам, які носять *індуктивний* характер, привласнюється знак «-», а величинам з *ємнісним* характером – знак «+».

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. У чому полягає основна особливість ліній електропередавання?*
- 2. Які фізичні процеси та явища слід враховувати під час моделювання повітряних та кабельних ліній електропередавання?*
- 3. Наведіть схему заміщення та математичну модель елементарної ділянки лінії у фазних координатах. У чому полягає незручність використання такої моделі?*
- 4. Наведіть однолінійну схему заміщення та математичну модель елементарної ділянки лінії в системі координат симетричних складових.*
- 5. З якою метою та яким чином виконують транспозицію фазних проводів повітряних ліній електропередавання?*
- 6. Що називають погонними параметрами ліній електропередавання?*

ЛІТЕРАТУРА

[12], стор. 14-15; [13], стор. 15-17; [16], стор. 65-66.

Тема 4 ПОЗДОВЖНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП

1.9 АКТИВНИЙ ОПІР ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Активний опір ліній електропередавання обумовлений витратами енергії на нагрівання проводів струмами навантаження. Для визначення активного опору ліній електропередавання слід враховувати поверхневий ефект, пов'язаний із витісненням змінного струму з внутрішніх шарів провідника, а також зміну активного опору проводу при його нагріванні.

Для сталевих алюмінієвих проводів вважають, що струм в сталевому осередді відсутній, а опір алюмінієвої частини дорівнює омичному опору постійному струму

$$r_0 = R_0,$$

де R_0 – погонний активний опір постійному струму.

Активний опір проводів ліній електропередавання змінюється також відповідно до температури проводу, що визначається температурою оточуючого середовища та струмом навантаження лінії

$$R_0 = R_{20} [1 + \alpha (t - 20)],$$

In designing equivalent circuits it is assumed that reactive parameters of the operating conditions, which are of *inductive* nature, are marked with «-» sign, and quantities of *capacitive* nature are marked with «+» sign.

CONTROL QUESTIONS

1. *What is the main feature of power transmission lines?*
2. *What physical processes and phenomena must be taken into account when modelling overhead and cable power transmission lines?*
3. *Describe the equivalent circuit and mathematical model of an elementary section of the line in phase co-ordinates. What makes it inconvenient to use this model?*
4. *Describe a single-line equivalent circuit and mathematical model of an elementary section of the line in the reference system of symmetric components.*
5. *For what purposes and how is transposition of phase conductors of overhead power transmission lines carried out?*
6. *What are the linear parameters of power lines?*

REFERENCES

[12], p. 14-15; [13], p. 15-17; [16], p. 65-66.

Chapter 4 LONGITUDINAL PARAMETERS OF POWER TRANSMISSION LINE EQUIVALENT CIRCUITS

1.9 PURE RESISTANCE OF POWER TRANSMISSION LINES

Pure resistance of power transmission lines is caused by energy spent on heating wires by load currents. To determine pure resistance of the power line it is necessary to consider the surface effect, associated with alternating current displacement from the inner layers of a conductor, and also with the change in pure resistance of the wire when it is heated.

For steel-aluminium conductors it is assumed that current in the steel core is absent, and resistance of the aluminium part is equal to ohmic resistance of direct current

$$r_0 = R_0,$$

where R_0 is the pure resistance per unit length of direct current.

The pure resistance of power transmission line wires also changes with the wire temperature, determined by the environment temperature and line load current

$$R_0 = R_{20} [1 + \alpha (t - 20)]$$

де R_{20} – погонний опір постійному струму за температури $+20^{\circ}\text{C}$; t – фактична температура провідника; α – температурний коефіцієнт зміни опору (для сталевалюмінієвих проводів дорівнює $0,004\ 1/^{\circ}\text{C}$).

Зауважимо на великі складнощі, пов'язані із визначенням поточної температури проводів ліній електропередавання, що ускладнює математичні моделі ліній. Тому через несуттєві похибки в розрахунках зміною активного опору проводів нехтують та вважають, що погонний активний опір проводів ліній електропередавання дорівнює омичному опору за температури $+20^{\circ}\text{C}$.

Омичний опір ліній електропередавання визначають за довідниковими даними про конструкцію та параметри проводів ліній.

Для розрахунків режимів електричної мережі та пропускної здатності ЛЕП в реальному часі з використанням сучасних мікропроцесорних систем при визначенні опору проводів з врахуванням параметрів навколишнього середовища використовують методику, виходячи з рівняння теплового балансу для усталеного режиму:

$$I^2 R_{20} (1 + \alpha(t_{\text{пр}}^0 - 20)) + W_c = \pi d_{\text{пр}} (\beta_k + \beta_{\text{л}}) (t_{\text{пр}}^0 - t_{\text{oc}}^0),$$

де I – струм в лінії, А; R_{20} – опір проводів при 20°C , Ом/м; α – температурний коефіцієнт опору проводів, $1/^{\circ}\text{C}$; t_{oc}^0 – температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{пр}}^0$ – температура проводів, $^{\circ}\text{C}$; $\beta_k, \beta_{\text{л}}$ – коефіцієнт тепловіддачі проводів при конвективному і променистому теплообміні, Вт/(м $\cdot^{\circ}\text{C}$); W_c – теплота сонячного випромінювання, що поглинається 1 м проводу в одиницю часу, Вт; $d_{\text{пр}}$ – діаметр провода, м.

Для визначення теплоти сонячного випромінювання, що поглинається проводом, існує декілька моделей, одна з яких характеризується рівнянням:

$$W_c = \varepsilon_n k_H d_{\text{пр}} W_p \sin \Psi_c,$$

де $\varepsilon_n = 0,6$ – коефіцієнт поглинання проводів; k_H – коефіцієнт, що враховує вплив висоти над рівнем моря; W_p – інтенсивність сумарної радіації (прямої і відбитої), Вт/м 2 ; Ψ_c – активний кут нахилу сонячних променів.

Для ліній з розщепленими проводами фази еквівалентний погонний опір лінії визначають за виразом

$$r'_0 = \frac{r_0}{n},$$

де r_0 – погонний активний опір одиночного проводу; n – кількість проводів в розщепленій фазі.

Під час визначення активного опору жил кабельних ліній електропередавання використання зазначених вище припущень недопустимо. Насамперед це пов'язано з температурним режимом кабельних ліній, нормальна робоча температура яких складає $70-85^{\circ}\text{C}$. Це не дозволяє визначати

where R_{20} is the resistance per unit length of direct current at the temperature of + 20°C; t is actual temperature of the conductor; α is the temperature coefficient of change in resistance (for steel-aluminium conductors it is equal to 0.004 1/°C).

It should be mentioned here that there are great difficulties associated with measuring the actual temperature of power line wires, which complicates mathematical models of the lines. Therefore, the change in pure resistance of wires is neglected due to negligible errors in calculations, and it is thought that the pure resistance per unit length of power transmission line wires is equal to the ohmic resistance at the temperature of + 20°C.

The ohmic resistance of power lines is determined by reference data about the design and parameters of line wires.

For calculation of operating conditions of the electrical network and carrying capacity of power transmission lines in real time with the use of modern microprocessor system the resistance of wires is determined by taking into account the environmental factors and by using the technique of employing heat-balance equation for steady-state conditions:

$$I^2 R_{20} \left(1 + \alpha(t_{np}^0 - 20) \right) + W_c = \pi d_{np} (\beta_k + \beta_r) (t_{np}^0 - t_{oc}^0),$$

where I is the current in the line, A; R_{20} is the resistance of wires at 20°C, ohm/m; α is the temperature coefficient of resistance of wires, 1/°C; t_{oc}^0 is the environment temperature, °C; t_{np}^0 is the temperature of wires, °C; β_k, β_r is the heat-transfer coefficient of wires at convective and radiant heat exchange, W/(m°C); W_c is the heat of solar radiation absorbed by 1m of the wire in unit of time, W; d_{np} is the wire diameter, m.

For determination of the heat of solar radiation absorbed by a wire, there are several models, one of which is characterised by the equation:

$$W_c = \epsilon_n k_H d_{np} W_p \sin \Psi_c,$$

where $\epsilon_n = 0,6$ is the absorption coefficient of wires; k_H is the factor which takes into account the height above sea level; W_p is the intensity of total radiation (direct and reflected), W/m²; Ψ_c is the active slope angle of sun rays.

For the lines with split phase wires the equivalent resistance per unit length of the line is determined by expression

$$r'_0 = \frac{r_0}{n},$$

where r_0 is the pure resistance per unit length of a single wire; n is the number of wires in a split phase.

In determining the pure resistance of cable cores of power transmission lines the use of mentioned-above assumptions is impossible. First of all, it is because of temperature conditions of the cable lines, normal operating temperature of which is 70-85°C. Thus, we cannot determine

активний опір як омичний за температури +20°C. До того ж для кабельних ліній електропередавання слід враховувати втрати енергії від протікання наведених струмів в оболонці кабелю.

Таким чином, активні опори кабельних ліній електропередавання слід визначати за спеціальними довідниками та технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що обумовлює активний опір проводів ліній електропередавання?
2. Що впливає на зміну активного опору лінії електропередавання?
3. За яких припущень вважають, що активний опір лінії електропередавання дорівнює омичному?
4. Як визначають активний опір лінії електропередавання із розщепленими фазними проводами?
5. Поясніть, чому активний опір кабельних ліній електропередавання неможливо визначати за методикою для повітряних ліній?

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 66-69; [3], стор. 63-65; [4], стор. 57-58; [7], стор. 82-83; [8], стор. 131-132; [9], стор. 76-79; [10], стор. 32-33; [15], стор. 126-127; [16], стор. 126-127; [17], стор. 92-93, 107.

1.10 ІНДУКТИВНИЙ ОПІР ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Індуктивний опір лінії електропередавання визначається явищами само- та взаємоіндукції в трифазній системі проводів лінії. Величина індуктивного опору визначається взаємним розташуванням проводів лінії у просторі, їх положенням відносно землі та грозозахисних тросів, впливу паралельних кіл (для багатоколових ліній електропередавання) та паралельних ліній електропередавання при їх зближенні.

Погонну індуктивність прямої послідовності (на 1 км лінії) визначають за виразом

$$L_0 = L_{\text{зовн}} + L_{\text{сер}} = \frac{\mu_0 \cdot 10^3}{2\pi} \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R} + \frac{\mu_0 \mu \cdot 10^3}{8\pi} = 2 \cdot 10^{-4} \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

де $L_{\text{зовн}}$, $L_{\text{сер}}$ – індуктивності, обумовлені електромагнітним полем зовні та усередині еквівалентного одиночного проводу відповідно; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – абсолютна магнітна проникність; μ – відносна магнітна проникність матеріалу проводу (для проводів з кольорового металу $\mu \approx 1$); R – радіус проводу; $D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$ – середньгеометрична відстань між фазними проводами.

pure resistance as the ohmic resistance at temperature + 20°C. Besides, for cable power transmission lines it is necessary to consider energy losses from the flow of induced current in the cable coating.

Thus, the pure resistance of cable power transmission lines must be determined by using special reference books and specifications for cable and wire products.

CONTROL QUESTIONS

1. *What influences the pure resistance of power transmission line wires?*
2. *What influences the change of pure resistance of the power line?*
3. *Under what conditions is it thought that pure resistance of the power transmission line is equal to ohmic resistance?*
4. *How is pure resistance of the power line with split phase conductors determined?*
5. *Explain why pure resistance of cable power transmission lines cannot be determined by the technique adopted for overhead power transmission lines?*

REFERENCES

[2], p. 66-69; [3], p. 63-65; [4], p. 57-58; [7], p. 82-83; [8], p. 131-132; [9], p. 76-79; [10], p. 32-33; [15], p. 126-127; [16], p. 126-127; [17], p. 92-93, 107.

1.10 INDUCTIVE REACTANCE OF POWER TRANSMISSION LINES

The inductive reactance of power transmission lines is determined by self- and mutual induction in the three-phase system of wires of the line. The magnitude of inductance reactance is determined by relative position of wires of the line in space, their position relative to the earth and protective earth wires, influence of parallel circuits (for multiple circuit power lines) and parallel power transmission lines in case of their approaching to one another.

Inductance per unit length of positive sequence (for 1 km of the line) is determined by the expression:

$$L_0 = L_{30BH} + L_{cep} = \frac{\mu_0 \cdot 10^3}{2\pi} \ln \frac{D_{cr}}{R} + \frac{\mu_0 \mu \cdot 10^3}{8\pi} = 2 \cdot 10^{-4} \ln \frac{D_{cr}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

where L_{30BH} , L_{cep} are the inductance caused by an electromagnetic field outside and inside the equivalent single wire respectively; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ H/m is the absolute permeability; μ is the relative permeability of the wire material (for non-ferrous wires $\mu \approx 1$); R is the wire radius; $D_{cr} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$ is the geometric mean distance between phase conductors.

В практиці розв'язання електротехнічних задач замість натуральних традиційно використовують десяткові логарифми:

$$L_0 = 2 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{\text{cā}}}{R} \cdot \ln 10 + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu = 4,605 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{\text{cā}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

В свою чергу, погонний індуктивний опір (Ом/км) прямої послідовності дорівнює

$$x_0 = \omega L_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{\text{cā}}}{R} + 0,005\pi\mu = 0,144 \lg \frac{D_{\text{cā}}}{R} + 0,016\mu. \quad (1.3)$$

Для повітряних ліній електропередавання з розщепленими фазними проводами погонний індуктивний опір прямої послідовності визначають за виразом

$$x_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{\text{cā}}}{R_e} + \frac{0,005\pi\mu}{n} = 0,144 \lg \frac{D_{\text{cā}}}{R_e} + \frac{0,016\mu}{n}, \quad (1.4)$$

де R_e – радіус еквівалентного проводу розщепленої фази.

Зауважимо, що для визначення погонних індуктивних опорів повітряних ліній електропередавання за виразами (1.3) або (1.4) середньгеометричну відстань між фазними проводами та радіуси проводів слід вимірювати в однакових одиницях вимірювання, наприклад, у міліметрах.

Середньгеометричну відстань між фазними проводами лінії визначають за виразом

$$D_{\text{нā}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}},$$

де D_{12} , D_{23} , D_{13} – дійсні відстані між проводами суміжних фаз (рис. 1.27 а).

За умови розташування фазних проводів у вершинах рівностороннього трикутника (рис. 1.27 б) маємо

$$D_{\text{нā}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot D} = D.$$

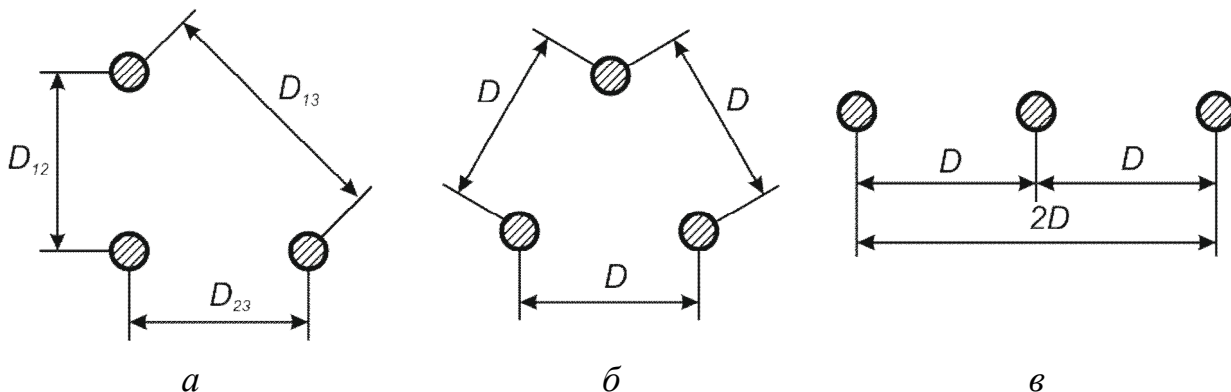


Рис. 1.27.Схеми розташування фазних проводів на опорах повітряних ліній електропередавання

За горизонтального розташування фазних проводів на опорах лінії електропередавання (рис. 1.27 в) отримуємо

In the practice of finding solutions to electrical engineering problems instead of Napierian [natural] logarithms Briggs [decimal] logarithms are commonly used:

$$L_0 = 2 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R} \cdot \ln 10 + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu = 4,605 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

The inductive reactance per unit length (Ohm/km) of positive sequence in its turn is equal to

$$x_0 = \omega L_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R} + 0,005\pi\mu = 0,144 \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R} + 0,016\mu. \quad (1.3)$$

For overhead power transmission lines with split phase conductors the inductive reactance per unit length of positive sequence is determined by the expression

$$x_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R_e} + \frac{0,005\pi\mu}{n} = 0,144 \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R_e} + \frac{0,016\mu}{n}, \quad (1.4)$$

where R_e is the radius of the equivalent wire of a split phase.

One should point out that for determining the inductive reactance per unit length of overhead power transmission lines by expressions (1.3) or (1.4) the geometric mean distance between phase conductors, and radii of the wires must be measured in the same units of measurement, for example, in millimetres.

The geometric mean distance between phase conductors of the line is determined by the expression

$$D_{\bar{n}\bar{a}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$$

where D_{12} , D_{23} , D_{13} are the natural distances between wires of adjacent phases (Fig. 1.27a).

From the arrangement of phase conductors in vertexes of equilateral triangle (Fig. 1.27b) it follows that

$$D_{\bar{n}\bar{a}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot D} = D$$

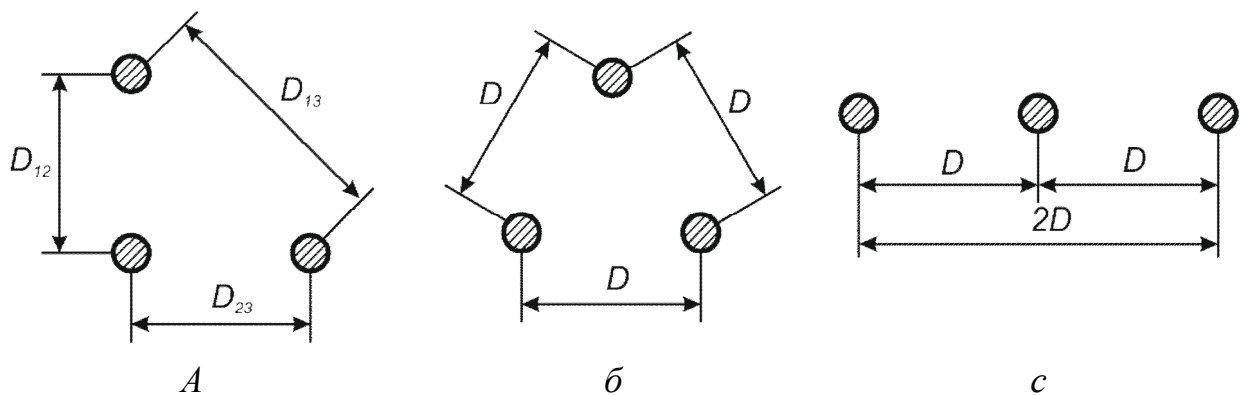


Fig. 1.27. Arrangement of phase conductors on the poles of overhead power transmission lines

From the horizontal arrangement of phase conductors on power transmission poles (Fig. 1.27c) it follows that

$$D_{\text{н\ddot{a}}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D \cdot \sqrt[3]{2} \approx 1,26D$$

Конструктивне виконання повітряних ліній електропередавання в основному визначається умовами забезпечення припустимих значень напруженості електричного поля навколо фазних проводів ліній з метою обмеження втрат енергії на корону. Це визначає майже сталі значення геометричного фактору (відношення $\frac{D_{\text{с\ddot{a}}}}{R_e}$) в повітряних лініях різних класів

номінальної напруги і, як наслідок, вузький діапазон значень погонного індуктивного опору повітряних ліній 35÷750 кВ в межах 0,32÷0,44 Ом/км. Зменшення погонного індуктивного опору повітряних ліній вищих класів номінальної напруги визначається економічною доцільністю обмеження втрат енергії на іонізацію повітря вздовж фазних проводів лінії.

В таблиці 1.2 представлені орієнтовні конструктивні параметри ЛЕП різного класу напруг, в тому числі і відстані між фазними проводами.

Табл. 1.2. Основні орієнтовні конструктивні параметри ЛЕП

Номінальна напруга, кВ	Відстань між проводами ЛЕП, м	Відстань між опорами ЛЕП, м	Висота опори ВЛ, м	Відстань від провода ЛЕП до землі, м	Кількість ізоляторів у підтримуючі гірлянди, шт
0,4-1	0,5	40-50	8-9	6-7	1
6-10	1	50-80	10	6-7	1
35	2,5-3,5	150-200	12	6-7	3
110	3-5	170-250	13-14	6-7	8
150	3,5-5,5	200-280	15-16	7-8	10
220	4-7	250-350	25-30	7-8	14
330	5,5-9	300-400	25-30	7,5-8	21
500	8-12	350-450	25-30	8	29
750	14-16	450-750	30-41	10-12	38-42
1150	12-19	500-1500	33-54	14,5-17,5	60-64

Вираз (1.4) для визначення погонного індуктивного опору лінії електропередавання передбачає суттєве перевищення відстані між фазними проводами над їх діаметрами. Це має місце лише у повітряних лініях електропередавання. Для кабельних ліній використання виразу буде призводити до неприпустимих похибок результатів розрахунків. Тому погонний індуктивний опір кабельних ліній електропередавання слід визначати за спеціальними довідниковими матеріалами або технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію.

Слід пам'ятати, що відстань між фазними проводами кабельних ліній набагато менша, ніж у повітряних. Тому індуктивні опори кабельних ліній набагато менші за опори повітряних ліній і для класів номінальної напруги 6÷220 кВ складають 0,07÷0,2 Ом/км.

$$D_{\text{na}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D \cdot \sqrt[3]{2} \approx 1,26D$$

The design of overhead power transmission lines are generally determined by conditions of maintaining permissible values of electric field strength around phase conductors of the lines in order to restrict corona energy losses. It determines almost the constant value of geometric factor ($\frac{D_{\text{ca}}}{R_e}$) in overhead lines of different rated voltage levels, and, thus, a narrow range of values of inductive reactance per unit length of overhead lines of 35÷ 750 kV within 0.32÷0.44 Ohm/km. The decrease of inductive reactance per unit length of overhead lines of higher rated voltage levels is determined by feasibility of restricting air ionisation energy losses along phase conductors of the line.

In Table 1.2 there are approximate design values of power transmission lines of different voltage levels, including the distances between phase conductors.

Table 1.2. The main approximate design values of power transmission lines

Rated voltage, kV	Distance between wires of power transmission lines, m	Distance between power transmission poles, m	Height of overhead lines, m	Distance between power transmission line wire and earth, m	Number of insulators in suspension insulator string, piec.
0,4-1	0,5	40-50	8-9	6-7	1
6-10	1	50-80	10	6-7	1
35	2,5-3,5	150-200	12	6-7	3
110	3-5	170-250	13-14	6-7	8
150	3,5-5,5	200-280	15-16	7-8	10
220	4-7	250-350	25-30	7-8	14
330	5,5-9	300-400	25-30	7,5-8	21
500	8-12	350-450	25-30	8	29
750	14-16	450-750	30-41	10-12	38-42
1150	12-19	500-1500	33-54	14,5-17,5	60-64

Expression (1.4) for determining the inductive reactance per unit length of power transmission lines stipulates that the distance between phase conductors essentially exceeds their diameters. It occurs only in overhead power transmission lines. In cable transmission lines using the expression will lead to intolerable errors in the calculation results. Therefore, the inductive reactance per unit length of cable power transmission lines must be determined by using special reference books or specifications for cable and wire products.

It is necessary to remember that the distance between phase conductors of cable transmission lines is much shorter than in overhead ones. Therefore, the inductive reactance of cable lines is much lower than that in overhead lines, and for the rated voltage level of 6÷220 kV it is 0.07÷0.2 Ohm/km.

Для прикладу приведемо значення погонних індуктивних опорів різних ліній електропередавання (Ом/км):

- ПЛ з ізолюваними проводами 220 В	- 0,22;
- ПЛ до 1 кВ	- 0,31;
- ПЛ 35-110 кВ	- 0,40;
- ПЛ 330 кВ (2 провода)	- 0,32;
- ПЛ 750 кВ (4 провода)	- 0,28;
- КЛ до 1 кВ	- 0,06;
- КЛ 10 кВ	- 0,08;
- КЛ 35 кВ	- 0,125.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Які явища визначають індуктивний опір ліній електропередавання?*
- 2. Наведіть вирази для визначення погонних значень індуктивності та індуктивного опору прямої послідовності повітряної лінії електропередавання.*
- 3. Чому дорівнює середньогомеометрична відстань між фазними проводами повітряної лінії електропередавання, розташованими горизонтально, симетрично відносно середньої фази?*
- 4. Наведіть умовні межі погонного індуктивного опору повітряних та кабельних ліній електропередавання різних класів номінальної напруги.*
- 5. Поясніть сталість значень погонного індуктивного опору повітряних електропередавання різних класів номінальної напруги.*
- 6. Поясніть суттєву різницю між індуктивними опорами повітряних та кабельних ліній електропередавання.*
- 7. Чому вираз для визначення погонного індуктивного опору повітряної лінії неможливо застосовувати для ліній кабельного виконання?*

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 69-73; [3], стор. 65-69; [4], стор. 57-60; [6], стор. 30-31; [7], стор. 83-85; [8], стор. 132-137; [9], стор. 79-85; [10], стор. 34-35; [15], стор. 127-129; [16], стор. 127-129; [17], стор. 93-94, 108.

For example, let us consider the values of inductive reactance per unit length of different power transmission lines (Ohm/km):

- overhead lines with insulated conductors, 220 V - 0.22;
- overhead lines, up to 1 kV - 0.31;
- overhead lines, 35-110 kV - 0.40;
- overhead lines, 330 kV (2 wires) - 0.32;
- overhead lines 750 kV (4 wires) - 0.28;
- cable lines, up to 1 kV - 0.06;
- cable lines, 10 kV - 0.08;
- cable lines, 35 kV - 0.125.

CONTROL QUESTIONS

1. *What phenomena determine the inductive reactance of power lines?*
2. *Give expressions for determining the values per unit length of inductance and inductive reactance of positive sequence of an overhead power transmission line.*
3. *What is the geometric mean distance between phase conductors of an overhead power transmission line, located horizontally, symmetrically in respect of the middle phase, equal to?*
4. *Describe the conventional limits of inductive reactance per unit length of overhead and cable power transmission lines of different rated voltage levels.*
5. *Explain why there are the constant values of inductive reactance per unit length of overhead power transmissions lines of different rated voltage levels.*
6. *Explain the essential difference between inductive reactance of overhead and cable power transmission lines.*
7. *Why cannot the expression for determining the inductive reactance per unit length of overhead lines be applied in cable lines?*

REFERENCE

[2], p. 69-73; [3], p. 65-69; [4], p. 57-60; [6], p. 30-31; [7], p. 83-85; [8], p. 132-137; [9], p. 79-85; [10], p. 34-35; [15], p. 127-129; [16], p. 127-129; [17], p. 93-94, 108.

Тема 5 ПОПЕРЕЧНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП

1.11 АКТИВНА ПОПЕРЕЧНА ПРОВІДНІСТЬ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Поперечну активну провідність повітряних ліній електропередавання визначають втрати енергії на іонізацію повітря навколо проводів лінії (втрати на корону) та активні струми витоку через лінійну ізоляцію. Струми витоку, зазвичай мають дуже малі значення, тому на практиці ними нехтують.

Коронування проводів повітряних ліній електропередавання спостерігається, якщо напруженість електричного поля біля поверхні проводу перевищує початкову напруженість виникнення корони. Початкова напруженість поля визначається кліматичними умовами в районі траси лінії, зокрема атмосферним тиском, вологістю та температурою повітря тощо. Для визначення початкової напруженості виникнення корони застосовують емпіричну формулу Піка (кВ/см)

$$E_0 = 3,03 \cdot 10^3 \cdot \delta \cdot m \left(1 + \frac{0,298}{\sqrt{r_0 \delta}} \right),$$

де r_0 – радіус одиночного проводу фази, см; m – коефіцієнт шорсткості проводу; $\delta = \frac{0,386p}{273 + t}$ – середньорічна відносна щільність повітря; p – атмосферний тиск, мм. рт. ст.; t – температура повітря, °С. За температури повітря +20°C та атмосферного тиску 760 мм. рт. ст. відносна щільність повітря $\delta = 1$. Відповідно до кількості проволочок зовнішнього повіу сталелегюмінієвих проводів коефіцієнт гладкості змінюється в межах 0,8–0,97. Для витих багатопроволкових проводів (типу АС) коефіцієнт шорсткості дорівнює 0,82.

Вважають, що за умовами обмеження втрат потужності на корону та зниження радіоперешкод, напруженість електричного поля у поверхні проводів в сонячну погоду не має перевищувати 90% початкової напруженості електричного поля виникнення корони.

Максимальне значення напруженості електричного поля для крайніх фаз при горизонтальному розміщенні проводів дорівнює (кВ/см)

$$E_{\text{кр.пр}} = \frac{0,354U}{\left(R \times \lg \left(\frac{D_{\text{ст}}}{R} \right) \right)},$$

Радіус перед логарифмом беруть в см. Для середньої фази напруженість електричного поля вважають на 10% більшою.

Для обмеження втрат активної потужності на корону в повітряних лініях електропередавання необхідно зменшити напруженість електричного поля біля

Chapter 5 TRANSVERSAL PARAMETERS OF POWER TRANSMISSION LINE EQUIVALENT CIRCUITS

1.11 ACTIVE TRANSVERSAL CONDUCTANCE OF POWER TRANSMISSION LINES

The active transversal conductance of overhead power transmission lines is determined by air ionization energy losses around wires of the line (corona losses) and active leakage currents through the line insulation. Leakage currents are usually of very small values so that in practice they are neglected.

Corona effect of overhead power transmission line wires is observed if the electric field strength by the wire surface exceeds the initial strength of corona discharge. The initial field strength is determined by climatic conditions around the line route, namely by air pressure, humidity and air temperature, etc. To determine the initial strength of corona discharge the empirical Pick's formula (kV/sm) is used

$$E_0 = 3,03 \cdot 10^3 \cdot \delta \cdot m \left(1 + \frac{0,298}{\sqrt{r_0 \delta}} \right)$$

where r_0 is the radius of a single wire of phase, sm; m is the wire roughness coefficient; $\delta = \frac{0,386p}{273 + t}$ is the average annual relative density of air; p is air pressure, millimeters of mercury; t is air temperature, °C. At the air temperature of +20°C and air pressure of 760 millimeters of mercury the relative density of air is $\delta = 1$. According to the number of outer-twisted steel-aluminium conductors the roughness coefficient changes within the range of 0.8-0.97. For stranded wires (of AS type) the roughness coefficient equals 0.82.

It is considered that under conditions of restricting corona power losses and decreasing radio disturbance the electric field strength on wire surface in sunny weather must not exceed 90% of the initial electric field strength of corona discharge.

The maximum value of electric field strength for final phases at horizontal disposition of wires is equal (kV/sm) to

$$E_{\text{кр.пр}} = \frac{0,354U}{\left(R \times \lg \left(\frac{D_{\text{эф}}}{R} \right) \right)}$$

The radius standing before the logarithm is measured in sm. For the middle phase the electric field strength is considered to be 10% higher.

For restriction of corona active power losses in overhead power transmission lines it is necessary to reduce the electric field strength on

поверхні проводів лінії. Для цього виконують збільшення діаметру проводів лінії. Проте, такий підхід для ліній електропередавання надвисокої номінальної напруги є економічно недоцільним у зв'язку з невиправданими перевитратами металу проводів таких ліній. Більш ефективним є розщеплення фазних проводів, яке полягає у виконанні фази декількома проводами, розташованими, зазвичай, у вершинах правильного багатокутника із кроком розщеплення 400-600 мм. В системі розщеплених проводів електричне поле витісняється із простору між проводами, як показано на рис. 1.28, що створює ефект виконання фази проводом великого діаметру та зумовлює обмеження напруженості електричного поля.

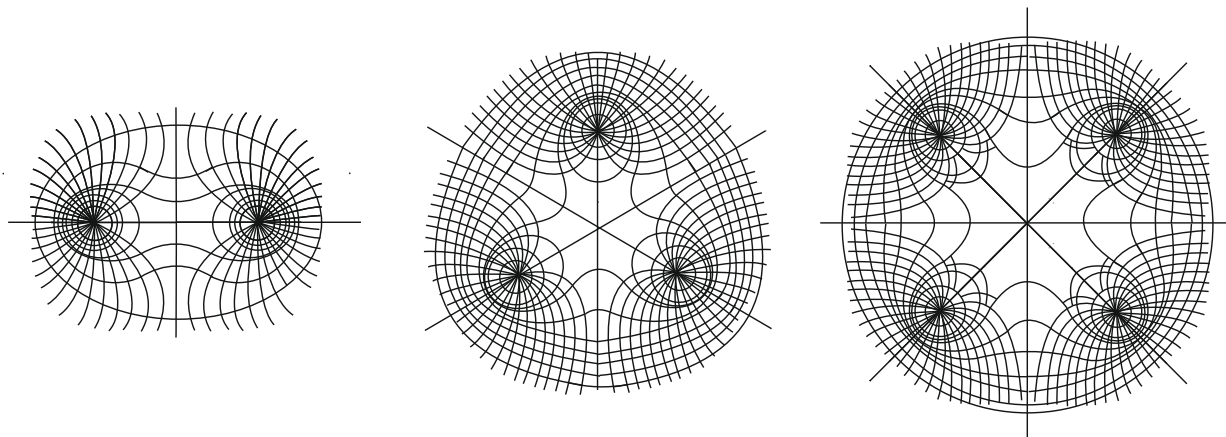


Рис. 1.28. Конфігурація електричного поля, що утворюється проводами розщепленої фази

Радіус еквівалентного проводу розщепленої фази визначають за виразом

$$R_{\text{а}} = \sqrt[n]{R \cdot a_{\text{ср}}^{n-1}}, \quad (1.5)$$

де R – дійсний радіус проводів в розщепленій фазі; $a_{\text{ср}}$ – середньгеометрична відстань між проводами розщепленої фази; n – кількість проводів у розщепленій фазі.

Проводи розщепленої фази зазвичай розташовують у вершинах правильного багатокутника. За цієї умови вираз (1.5) можна представити у вигляді

$$R_{\text{а}} = \sqrt[n]{R \cdot r_{\text{р}}^{n-1} \cdot n}, \quad (1.6)$$

де $r_{\text{р}} = \frac{a}{2 \sin \pi/n}$ – радіус розщеплення – радіус кола, описаного навколо правильного багатокутника, утвореного центрами проводів розщепленої фази.

В табл. 1.3 наведено мінімально допустимі перерізи проводів повітряних ліній електропередавання за умовами обмеження втрат потужності на корону. Відповідно до даних табл. 1.3 допустимо виконання повітряних ліній електропередавання напругою 330 кВ одиночним проводом марки АС–600/42. Проте, зазвичай для виконання ліній 330 кВ конструкцію фази виконують розщепленою

wire surface of the line. For this purpose, the diameter of line wires is increased. However, this approach is not economically viable for power lines of ultrahigh rated voltage because of overexpenditure on wire metal in these lines. Splitting phase conductors is more effective, which consists in forming the phase by several wires, typically located in the vertexes of regular polygon, the step of splitting being 400-600 mm. In the system of split wires the electric field is displaced from the space between wires, as shown in Fig. 1.28, creating the effect of forming the phase by a large-diameter wire, and leading to the restriction of electric field strength.

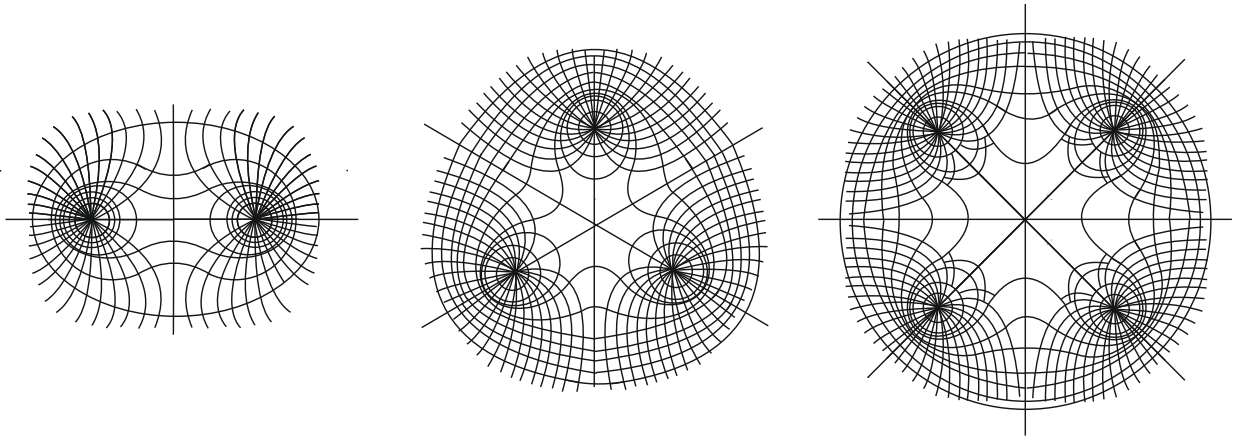


Fig. 1.28. Electric field configuration formed by split phase wires

The radius of an equivalent split phase wire is determined by expression

$$R_{\text{a}} = \sqrt[n]{R \cdot a_{\text{na}}^{n-1}}, \quad (1.5)$$

where R is the actual radius of wires in a split phase; a_{cr} is the geometric mean distance between split phase wires; n is the number of wires in a split phase.

Split phase wires usually are located in the vertexes of regular polygon. Under such conditions expression (1.5) can be written as

$$R_{\text{a}} = \sqrt[n]{R \cdot r_{\text{p}}^{n-1} \cdot n}, \quad (1.6)$$

where $r_{\text{p}} = \frac{a}{2 \sin \pi/n}$ - is the radius of splitting, that is the radius of circle,

described around a regular polygon, formed by the centres of wires of a split phase.

In Table 1.3 there are the minimum permissible cross-sections of wires of overhead power transmission lines under conditions of corona power losses restriction. According to the data given in Table 1.3 it is possible to design overhead power transmission lines of 330 kV by a single AS-600/42 wire. However, it is common to split the phase

на 2 проводи, 500 кВ – на три проводи, 750 кВ – на чотири, а останнім часом – на п’ять проводів.

Таблиця 1.3. Мінімальні перерізи проводів ліній електропередавання за умовами обмеження втрат потужності на корону

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Кількість та діаметр проводів, мм	Кількість та марка проводів
110	11,4	АС-70/11
150	15,2	АС-120/19
220	21,6	АС-240/32
330	33,2	АС-600/42
	2×21,6	2×АС-240/32
500	2×36,2	2×АС-700/86
	3×25,2	3×АС-330/43
750	4×29,1	4×АС-400/93
	5×21,6	5×АС-240/32

Наприклад, якщо для провoda фази перерізом 600 мм^2 $r=16,5 \text{ мм}$, то розчепленні на два провoda по 300 мм^2 $R_e=69,9 \text{ мм}$.

Для визначення середньорічних втрат активної потужності на корону в повітряних лініях електропередавання використовують спеціальні методики, або користуються довідниковими матеріалами для типових конструкцій повітряних ліній надвисокої номінальної напруги.

Втрати на корону збільшуються при випадінні снігу на 14%, при дощовій погоді на 47%, при наявності інею на 107%. При збільшенні напруги на 5% втрати збільшуються на 31%, а при зменшенні на 5% зменшуються на 24%.

Погонну активну провідність прямої послідовності повітряної лінії електропередавання визначають за виразом (См/км)

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\epsilon_0} \cdot 10^{-3}}{U_i^2},$$

де $\Delta P_{\text{к0}}$ – питомі втрати активної потужності на корону, кВт/км. Наприклад, питомі втрати на корону ЛЕП 750 кВ складають 13,75 кВт/км.

В кабельних лініях електропередавання поперечна активна провідність визначається діелектричними втратами в ізоляції кабелів. Такі втрати визначають за технічними даними для кабелів відповідного типу

$$\Delta P_0 = U_{\text{н}}^2 g_0 \cdot 10^3 = U_{\text{н}}^2 \frac{b_0}{\text{tg } \delta} 10^3 = \frac{\Delta Q_0}{\text{tg } \delta},$$

into 2 wires for 330 kV lines, into three wires for 500 kV lines, into four, or recently into five, wires for 750 kV lines.

Table 1.3. The minimum cross-sections of wires of power lines under conditions of corona power losses restriction

U_{rated} , kV	Number and diameter of wires, mm	Number and brand of wires
110	11.4	AC-70/11
150	15.2	AC-120/19
220	21.6	AC-240/32
330	33.2	AC-600/42
	2×21.6	2×AC-240/32
500	2×36.2	2×AC-700/86
	3×25.2	3×AC-330/43
750	4×29.1	4×AC-400/93
	5×21.6	5×AC-240/32

For example, if for a phase wire having cross-section of 600 mm² $r=16.5$ mm, wires are split into two of 300 mm² $R_e = 69.9$ mm.

To determine average annual corona active power losses in overhead power transmission lines special techniques and reference books on typical designs of overhead lines of ultrahigh rated voltage are used.

Corona loss increases in snow fall by 14%, in rainy weather by 47%, in the presence of hoarfrost by 107%. With an increase in voltage by 5% the loss increases by 31%, and with a decrease in voltage by 5% it decreases by 24%.

Active conductance per unit length of positive sequence of an overhead power transmission line is determined by the expression (sm/km)

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\epsilon_0} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}$$

where ΔP_{κ_0} is the specific corona active power losses, kW/km. For example, specific corona losses of 750 kV power transmission lines is 13.75 kW/km.

In cable power transmission lines the active transversal conductance is determined by dielectric loss in the cable insulation. This loss is determined by specifications for cables of an appropriate type

$$\Delta P_0 = U_{\text{H}}^2 g_0 \cdot 10^3 = U_{\text{H}}^2 \frac{b_0}{\text{tg } \delta} 10^3 = \frac{\Delta Q_0}{\text{tg } \delta}$$

де b_0 – погонна ємнісна провідність кабелю; $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції кабелю; ΔQ_0 – а зарядна потужність кабелю.

Погонну активну провідність кабельної лінії електропередавання визначають за виразом

$$g_0 = \frac{b_0}{\operatorname{tg} \delta} = \frac{\Delta Q_0 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2 \operatorname{tg} \delta}.$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що визначає активну поперечну провідність повітряних та кабельних ліній електропередавання?
2. У чому полягає явище коронування проводів повітряних ліній?
3. Для чого застосовують емпіричну формулу Піка?
4. За яких умов явище корони не спостерігається?
5. Які заходи застосовують для обмеження втрат енергії на коронування проводів ліній електропередавання?
6. Що називають еквівалентним проводом розщепленої фази повітряної лінії електропередавання?
7. Наведіть вирази для визначення радіусу еквівалентного проводу розщепленої фази.
8. Наведіть обмеження за перерізами проводів повітряної лінії за умовами корони.
9. Як визначають діелектричні втрати в кабельних лініях електропередавання?
10. Наведіть вирази для визначення погонної активної провідності повітряних та кабельних ліній електропередавання.

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 73-75; [3], стор. 198-202; [4], стор. 62-65; [8], стор. 137-139; [9], стор. 85-90; [10], стор. 35-36; [12], стор. 18, 350-366; [13], стор. 21, 394-411; [15], стор. 129-131; [16], стор. 130-131; [17], стор. 95-96, 108-109.

1.12 ЄМНІСНА ПРОВІДНІСТЬ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Поперечна ємнісна провідність лінії електропередавання визначається зарядними ємностями між фазними проводами лінії, фазними проводами та землею, грозозахисними тросами та конструктивними металевими елементами опор повітряних ліній. Цей параметр, так само, як і індуктивний опір лінії, визначається геометричними розмірами лінії.

Погонну ємність прямої послідовності повітряної лінії електропередач визначають за виразом

where b_0 is the capacitive susceptance per unit length of a cable; $\text{tg}\delta$ is the tangent of angle of dielectric loss in the cable isolation; ΔQ_0 is the charging capacity per unit length of a cable.

Active conductance per unit length of the cable power transmission line is determined by the expression

$$g_0 = \frac{b_0}{\text{tg } \delta} = \frac{\Delta Q_0 10^{-3}}{U_H^2 \text{tg } \delta}$$

CONTROL QUESTIONS

1. *What determines the active transversal conductance of overhead and cable power transmission lines?*
2. *What does the phenomenon of corona of overhead transmission line wires represent?*
3. *For what purposes is the empirical Pick's formula used?*
4. *Under what conditions is the corona phenomenon not observed?*
5. *What is done to restrict corona energy loss in the wires of power lines?*
6. *What is called an equivalent wire of a split phase of an overhead power transmission line?*
7. *Give the expressions for determining the radius of an equivalent wire of a split phase.*
8. *Describe the restrictions on cross-sections of overhead transmission line wires under corona conditions.*
9. *How is dielectric loss in cable power transmission lines determined?*
10. *Give the expressions for determining active conductance per unit length of overhead and cable power transmission lines.*

REFERENCES

[2], p. 73-75; [3], p. 198-202; [4], p. 62-65; [8], p. 137-139; [9], p. 85-90; [10], p. 35-36; [12], p. 18 350-366; [13], p. 21 394-411; [15], p. 129-131; [16], p. 130-131; [17], p. 95-96, 108-109.

1.12 CAPACITIVE SUSCEPTANCE OF POWER TRANSMISSION LINES

The transversal capacitive susceptance of the power line is determined by a charging capacity between phase conductors of the line, phase conductors and earth, protective earth wires and structural metal components of overhead power line poles. This parameter, just as the inductive reactance of the line, is determined by geometrical sizes of the line.

The capacity per unit length of positive sequence of an overhead power transmission line is determined by the expression

$$C_0 = \frac{2\pi\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R}} = \frac{24,15 \cdot 10^{-9}}{\lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R}}.$$

де $\varepsilon = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – діелектрична проникність повітря.

В свою чергу погонну ємнісну провідність прямої послідовності слід визначати за формулою

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\bar{n}\bar{a}}}{R}}. \quad (1.7)$$

Для лінії електропередавання з розщепленими фазними проводами погонну ємнісну провідність прямої послідовності визначають за виразом

$$b_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R_a}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\bar{n}\bar{a}}}{R_a}}. \quad (1.8)$$

Відповідно до виразу (1.8) погонна ємнісна провідність повітряних ліній електропередач, так само, як і індуктивного опору, визначається геометричним фактором $\frac{D_{c\bar{a}}}{R_e}$, який має майже сталі значення. Тому діапазон значень погонної ємнісної провідності у повітряних ліній різного конструктивного виконання різних класів номінальної напруги в межах $2,58 \div 2,92$ мкСм/км.

Прийняті допущення про розташування фазних проводів лінії електропередавання у просторі не дозволяють використовувати вираз (1.8) для визначення погонної ємнісної провідності кабельних ліній електропередавання. Ємнісна провідності кабельних ліній в багато раз більша, ніж повітряних. Для таких ліній слід користуватися довідниковими матеріалами та технічними умовами для кабельно-провідникової продукції. Загалом погонну ємнісну провідність кабельних ліній електропередавання визначають за виразом

$$b_0 = \frac{\Delta Q_0 \cdot 10^{-3}}{U_i^2},$$

де ΔQ_0 – погонна зарядна потужність кабелю, кВАр/км.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які явища визначають поперечну ємнісну провідність ліній електропередавання?
2. Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності повітряної лінії електропередавання.
3. Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності кабельної лінії електропередавання.

$$C_0 = \frac{2\pi\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R}} = \frac{24,15 \cdot 10^{-9}}{\lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R}}.$$

where $\varepsilon = 8,85 \cdot 10^{-12}$ F/m is the dielectric capacitivity of air.

The capacitive susceptance per unit length of positive sequence in its turn must be determined by the formula

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\bar{n}\bar{a}}}{R}}. \quad (1.7)$$

For a power line with split phase conductors the capacitive susceptance per unit length of positive sequence is determined by the expression

$$b_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R_{\bar{a}}}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\bar{n}\bar{a}}}{R_{\bar{a}}}}. \quad (1.8)$$

According to expression (1.8) the capacitive susceptance per unit length of overhead power transmission lines, just as inductive reactance, is determined by geometric factor $\frac{D_{c\bar{a}}}{R_e}$, which is of almost constant value. Therefore, the range of values of capacitive susceptance per unit length of overhead lines of various design and different levels of rated voltage is within $2.58 \div 2.92$ micro siemens/km.

The accepted assumptions about the arrangement of phase conductors of the power line in space do not allow using expression (1.8) for determining the capacitive susceptance per unit length of cable power transmission lines. Capacitive susceptance of cable lines is many times higher than that of overhead lines. Thus, for cable lines it is necessary to use reference books and specifications for cable and wire products. In general, capacitive susceptance per unit length of cable power transmission lines is determined by the expression

$$b_0 = \frac{\Delta Q_0 \cdot 10^{-3}}{U_i^2},$$

where ΔQ_0 is the charging capacity per unit length of cable, kVar/km.

CONTROL QUESTIONS

1. *What phenomena determine the transversal capacitive susceptance of power transmission lines?*
2. *Give the expression for determining the capacitive susceptance per unit length of positive sequence of an overhead power transmission line.*
3. *Give the expression for determining the capacitive susceptance per unit length of positive sequence of a cable power transmission line.*

4. Поясніть принципову неможливість використання виразу (1.8) для визначення погонної ємнісної провідності кабельних ліній електропередавання.

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 75-76; [3], стор. 202-207; [4], стор. 61-62; [7], стор. 86-88; [8], стор. 139-141; [9], стор. 90-94; [10], стор. 36-38; [15], стор. 131-133; [16], стор. 130; [17], стор. 94-95, 108.

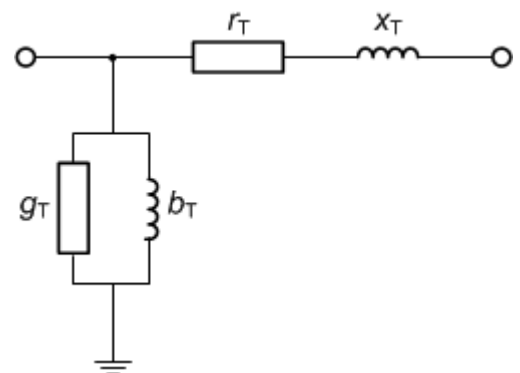
Тема 6 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

1.13 ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ДВООБМОТКОВИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Струм намагнічування силового трансформатора є дуже малим порівняно із струмами навантаження і визначається робочою напругою на його затискачах. Це дозволяє спростити схему заміщення силового трансформатора, тобто перейти від Т-подібної до прямої Г-подібної схеми заміщення, представленої на рис. 1.29 б.



а



б

Рис. 1.29. Силовий двообмотковий трансформатор: а – загальний вигляд; б – Г-подібна схема заміщення трансформатора

Поздовжня гілка представляє первинну та вторинну обмотки трансформатора. Поперечна гілка представляє контур намагнічування. Поперечна гілка завжди розташована з боку живлення трансформатора.

Параметри Г-подібної схеми заміщення двообмоткового силового трансформатора визначають за його паспортними даними. До паспортних даних трансформаторів відносять:

4. Explain why it is impossible to use expression (1.8) for determining the capacitive susceptance per unit length of cable power transmission lines.

REFERENCES

[2], p.75-76; [3], p. 202-207; [4], p. 61-62; [7], p. 86-88; [8], p. 139-141; [9], p. 90-94; [10], p. 36-38; [15], p. 131-133; [16], p. 130; [17], p. 94-95, 108.

Chapter 6 EQUIVALENT CIRCUITS OF POWER TRANSFORMERS

1.13 PARAMETERS OF TWO-WINDING POWER TRANSFORMER EQUIVALENT CIRCUITS

The magnetizing current of power transformer is very small in comparison with load currents, and is determined by operating voltage at the terminals. It allows simplifying an equivalent circuit of power transformer, that is moving from T-shaped to inverted Γ -shaped equivalent circuit, as given in Fig. 1.29.

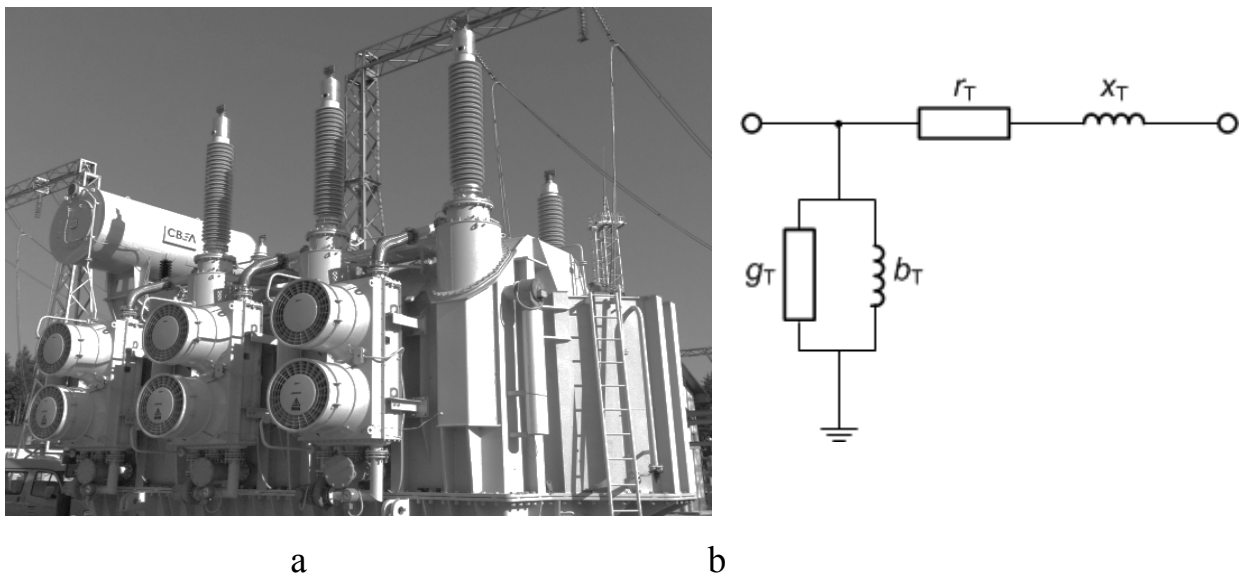


Fig. 1.29. Two-winding power transformer: a) general view; b) inverted Γ -shaped equivalent circuit of the transformer

The longitudinal branch represents primary and secondary windings of the transformer. The transversal branch represents a magnetizing loop. The transversal branch is always located on the transformer supply side.

The parameters of inverted Γ -shaped equivalent circuit of two-winding power transformer are determined by the nameplate (rating) data. The nameplate (rating) data of transformers comprise:

- 1) номінальну потужність, виражену у кВА;
- 2) номінальні лінійні напруги первинної та вторинної обмоток трансформатора, виражені у кВ (для однофазних трансформаторів – номінальні фазні напруги);
- 3) характеристики досліду неробочого ходу трансформатора
 - втрати активної потужності в режимі неробочого ходу, виражені в кВт;
 - струм неробочого ходу, виражений у відсотках до номінального струму трансформатора;
- 4) характеристики досліду короткого замкнення трансформатора;
 - втрати активної потужності в режимі короткого замкнення, виражені в кВт;
 - напругу короткого замкнення, виражену у відсотках до номінальної напруги трансформатора.

Параметри поперечної гілки контуру намагнічування трансформатора визначають за даними досліду неробочого ходу. В такому режимі вторинні обмотки трансформатора розімкнені, а до первинних обмоток прикладають номінальну напругу. При цьому вимірюють струм первинної обмотки та втрати активної потужності.

За умови розімкненої вторинної обмотки Г-подібна схема заміщення трансформатора спрощується на набуває вигляду, представленого на рис. 1.30.

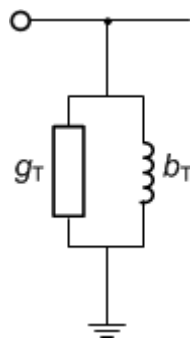


Рис. 1.30. Г-подібна схема заміщення силового трансформатора в досліді неробочого ходу

Очевидно, що в досліді неробочого ходу активна потужність витрачається лише в активній провідності:

$$\Delta P_{i.\delta.} = U_i^2 g_{\delta.}$$

Звідки

$$g_{\delta.} = \frac{\Delta P_{i.\delta.} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}, \quad (1.9)$$

де $\Delta P_{н.х.}$ – втрати активної потужності в досліді неробочого ходу; U_H – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора.

- 1) rated power, expressed in kVA;
- 2) rated line voltage of primary and secondary windings of the transformer, expressed in kV (rated phase voltage for single-phase transformers);
- 3) characteristics of open-circuit (no-load) test of the transformer
 - active power losses in the no-load conditions, expressed in kW;
 - open-circuit (no-load) current, expressed as percentage of rated current of the transformer;
- 4) characteristics of short-circuit test of the transformer;
 - active power losses in the short circuit conditions, expressed in kW;
 - short-circuit voltage, expressed as percentage of rated voltage of the transformer.

The parameters of the transversal branch of a magnetizing loop of the transformer are determined by the results of open-circuit (no-load) test. Under such operating conditions the transformer secondary windings are open, and rated voltage is applied to the primary windings, the current of primary winding and active power losses being measured.

If the secondary winding is open, the inverted Γ -shaped equivalent circuit of the transformer is simplified and assumes the form presented in Fig. 1.30.

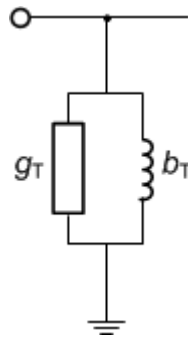


Fig. 1.30. Inverted Γ -shaped equivalent circuit of power transformer in open-circuit (no-load) test.

It is obvious that in the open-circuit (no-load) test the active power is spent only on active conductance:

$$\Delta P_{i.\delta.} = U_i^2 g_{\delta.}$$

Hence,

$$g_{\delta.} = \frac{\Delta P_{i.\delta.} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}, \quad (1.9)$$

where $\Delta P_{H.X.}$ is the active power losses in open-circuit (no-load) test; U_H is the rated voltage of the transformer primary winding.

Множник 10^{-3} у формулі (1.9) використовується тому, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі неробочого ходу виражена в кіловатах, а номінальна напруга первинної обмотки – у кіловольтах.

Відповідно до схеми заміщення, представленої на рис. 1.29, струм неробочого ходу містить дві складові – активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$I'_{i.\delta} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} g_{\delta};$$

$$I''_{i.\delta} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} b_{\delta},$$

де $I'_{i.\delta}; I''_{i.\delta}$ – активна та індуктивна складові струму неробочого ходу відповідно.

У свою чергу, модуль струму неробочого ходу визначається виразом

$$I_{i.\delta} = \sqrt{I'^2_{i.\delta} + I''^2_{i.\delta}} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} \sqrt{g_{\delta}^2 + b_{\delta}^2}. \quad (1.10)$$

З іншого боку струм неробочого ходу трансформатора дорівнює

$$I_{i.\delta} = \frac{i_{i.\delta}}{100} I_i = \frac{i_{i.\delta}}{100} \frac{S_{\delta} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} U_i}, \quad (1.11)$$

де I_n та S_T – номінальний струм первинної обмотки та номінальна потужність трансформатора відповідно.

Множник 10^{-3} у виразі (1.11) враховує представлення паспортної величини номінальної потужності трансформатора у кВА.

Якщо прирівняти вирази (1.10) та (1.11), отримуємо

$$\sqrt{g_{\delta}^2 + b_{\delta}^2} = \frac{i_{i.\delta}}{100} \frac{S_{\delta} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}.$$

Звідки

$$b_{\delta} = -\sqrt{\left(\frac{i_{i.\delta}}{100} \frac{S_{\delta} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}\right)^2 - g_{\delta}^2}. \quad (1.12)$$

Знак « \leftarrow » у виразі (1.12) враховує індуктивний характер поперечної реактивної провідності схеми заміщення трансформатора.

З урахуванням виразу (1.9) для активної поперечної провідності формула (1.12) набуває вигляду

The multiplier 10^{-3} in formula (1.9) is used because the nameplate (rating) value of active power losses in no-load conditions is expressed in kilowatts, while the rated voltage of the primary winding is expressed in kilovolts.

According to the equivalent circuit presented in Fig. 1.29, the open-circuit (no-load) current contains two components, namely active and inductive, determined by the expressions:

$$I'_{i.\delta.} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} g_{\delta.};$$

$$I''_{i.\delta.} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} b_{\delta.},$$

where $I'_{i.\delta.}; I''_{i.\delta.}$ are active and inductive components of open-circuit (no-load) current, respectively.

Then, the no-load current module is defined by the expression

$$I_{i.\delta.} = \sqrt{I'^2_{i.\delta.} + I''^2_{i.\delta.}} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} \sqrt{g_{\delta.}^2 + b_{\delta.}^2}. \quad (1.10)$$

On the other hand, the no-load current of the transformer is equal to

$$I_{i.\delta.} = \frac{i_{i.\delta.}}{100} I_i = \frac{i_{i.\delta.}}{100} \frac{S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} U_i}, \quad (1.11)$$

where I_H and S_T are rated current of the primary winding, and transformer rated power, respectively.

The multiplier 10^{-3} in expression (1.11) takes into account the nameplate (rating) value of transformer rated power in kVA.

If comparing expressions (1.10) and (1.11), we obtain

$$\sqrt{g_{\delta.}^2 + b_{\delta.}^2} = \frac{i_{i.\delta.}}{100} \frac{S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}.$$

Hence,

$$b_{\delta.} = -\sqrt{\left(\frac{i_{i.\delta.}}{100} \frac{S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}\right)^2 - g_{\delta.}^2}. \quad (1.12)$$

The «-» sign in expression (1.12) takes into account inductive character of the transversal susceptance of an equivalent circuit of the transformer.

Taking into account expression (1.9) for transversal conductance, formula (1.12) is turned into

$$\begin{aligned}
b_{\tau} &= -\sqrt{\left(\frac{i_{\text{н.х.}} \cdot S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{н}}^2}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}\right)^2} = \\
&= -\frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{н}}^2} \sqrt{(i_{\text{н.х.}})^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 100}{S_{\tau}}\right)^2} = -\frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{н}}^2} \sqrt{(i_{\text{н.х.}})^2 - (\Delta p_{\text{н.х.}})^2}.
\end{aligned} \tag{1.13}$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (1.13) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі неробочого ходу, вираженого у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{i.\delta.} = \frac{\Delta P_{i.\delta.}}{S_{\delta.}} \cdot 100. \tag{1.14}$$

Можна показати, що втрати активної потужності в режимні неробочого ходу, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора, чисельно співпадають із активним струмом неробочого ходу, вираженим у відсотках до номінального струму трансформатора. Дійсно,

$$\begin{aligned}
i'_{\text{н.х.}} &= \frac{I'_{\text{н.х.}}}{I_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{U_{\text{н}} g_{\tau}}{\sqrt{3} S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{3} U_{\text{н}} \cdot 100 = \\
&= \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{н.х.}}}{S_{\tau}} \cdot 100 = \Delta p_{\text{н.х.}}
\end{aligned}$$

Таким чином, для визначення індуктивної поперечної провідності Г-подібної схеми заміщення силового трансформатора слід скористатися виразом

$$b_{\delta.} = -\frac{i''_{i.\delta.} S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{100 U_i^2}, \tag{1.15}$$

де $i''_{i.\delta.} = \sqrt{i_{i.\delta.}^2 - \left(\frac{\Delta P_{i.\delta.}}{S_{\delta.}} \cdot 100\right)^2}$ – індуктивна складова струму неробочого струму трансформатора.

Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова струму неробочого ходу суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою струму неробочого ходу та визначати індуктивну поперечну провідність за паспортним значенням повного струму неробочого ходу трансформатора:

$$b_{\delta.} = -\frac{i_{i.\delta.} S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{100 U_i^2}. \tag{1.16}$$

Параметри поздовжньої гілки схеми заміщення трансформатора визначають за даними досліду короткого замкнення. В такому режимі вторинні

$$\begin{aligned}
b_{\tau} &= -\sqrt{\left(\frac{i_{\text{H.X.}} \cdot S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{H}}^2}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{H.X.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{H}}^2}\right)^2} = \\
&= -\frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{H}}^2} \sqrt{(i_{\text{H.X.}})^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{H.X.}} \cdot 100}{S_{\tau}}\right)^2} = -\frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{H}}^2} \sqrt{(i_{\text{H.X.}})^2 - (\Delta p_{\text{H.X.}})^2}.
\end{aligned} \tag{1.13}$$

It is obvious that the second component of the radicand in formula (1.13) represents the square of relative active power losses in no-load conditions, expressed as percentage of rated power of the transformer, that is

$$\Delta p_{i.\delta.} = \frac{\Delta P_{i.\delta.}}{S_{\delta.}} \cdot 100. \tag{1.14}$$

It is possible to show that active power losses in no-load conditions, expressed as percentage of rated power of the transformer, numerically coincides with the active current of no-load conditions, expressed as percentage of rated current of the transformer. In fact,

$$\begin{aligned}
i'_{\text{H.X.}} &= \frac{I'_{\text{H.X.}}}{I_{\text{H}}} \cdot 100 = \frac{U_{\text{H}} g_{\tau}}{\sqrt{3} S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{\sqrt{3} U_{\text{H}}}{S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \cdot 100 = \\
&= \frac{U_{\text{H}}^2}{S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \frac{\Delta P_{\text{H.X.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{H}}^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{H.X.}}}{S_{\tau}} \cdot 100 = \Delta p_{\text{H.X.}}.
\end{aligned}$$

Thus, for determining the transversal inductive susceptance of inverted Γ -shaped equivalent circuit of power transformer it is necessary to use the expression

$$b_{\delta.} = -\frac{i''_{i.\delta.} S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{100 U_i^2}, \tag{1.15}$$

where $i''_{i.\delta.} = \sqrt{i_{i.\delta.}^2 - \left(\frac{\Delta P_{i.\delta.}}{S_{\delta.}} \cdot 100\right)^2}$ is an inductive component of open-circuit

(no-load) current of the transformer.

Note that in modern mighty power transformers an inductive component of no-load current greatly exceeds an active component. For convenience it allows neglecting an active component of the no-load current, and determining the transversal inductive conductivity by nameplate (rating) values of total no-load current of the transformer:

$$b_{\delta.} = -\frac{i_{i.\delta.} S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{100 U_i^2}. \tag{1.16}$$

The parameters of the longitudinal branch of a transformer equivalent circuit are determined by the short-circuit test results. Under such conditions the transformer secondary

обмотки трансформатора закорочені, а до первинних прикладають таку напругу, щоб струм у закорочених вторинних обмотках дорівнював номінальному. При цьому вимірюють напругу, яку прикладають до первинних обмоток, а також втрати активної потужності.

Оскільки напруга, яку прикладають до первинних обмоток трансформатора в режимі короткого замкнення характеризується малим значенням (порядку 10% від номінальної напруги первинної обмотки трансформатора) струм в контурі намагнічування також дуже малий і ним можна знехтувати. Це дозволяє спростити Г-подібну схему заміщення трансформатора та представляти його лише повздовжньою гілкою, як показано на рис. 1.31.

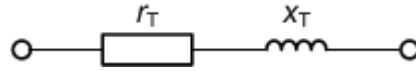


Рис. 1.31. Г-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора в досліді короткого замкнення

Очевидно, що в досліді короткого замкнення активна потужність витрачається лише в активному опорі:

$$\Delta P_{\text{е.с.}} = 3I_i^2 r_0 \cdot 10^3.$$

Звідки

$$r_0 = \frac{\Delta P_{\text{е.с.}} \cdot 10^{-3}}{3I_i^2} = \frac{\Delta P_{\text{е.с.}} U_i^2 \cdot 10^3}{S_0^2}, \quad (1.17)$$

де $\Delta P_{\text{к.з.}}$ – втрати активної потужності в досліді короткого замикання.

Множник 10^3 у формулі (1.17) визначається тим, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі короткого замкнення виражена в кіловатах, номінальна потужність – у кіловольтамперах, а номінальна напруга – у кіловольтах.

В режимі короткого замкнення падіння напруги на повздовжньому опорі схеми заміщення трансформатора чисельно дорівнює напрузі, яку прикладають до його затискачів. При цьому падіння напруги містить дві складові – активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$U'_{\text{е.с.}} = \sqrt{3} I_i r_0 = \frac{S_0}{U_i} r_0 \cdot 10^{-3};$$

$$U''_{\text{е.с.}} = \sqrt{3} I_i x_0 = \frac{S_0}{U_i} x_0 \cdot 10^{-3},$$

де $U'_{\text{е.с.}}, U''_{\text{е.с.}}$ – активна та індуктивна складові напруги короткого замкнення відповідно.

У свою чергу, модуль напруги короткого замкнення визначається виразом

windings are short-circuited, and to the primary windings such voltage is applied so that the current in the short-circuited secondary windings would be equal to the rated current, the voltage applied to the primary windings and active power losses being measured.

As the voltage applied to the transformer primary windings in short circuit conditions is characterised by small values (of the order of 10% of the rated voltage of the transformer primary winding), the current in a magnetizing loop is also very small and can be neglected. It allows simplifying the inverted Γ -shaped equivalent circuit of the transformer, and presenting it only with the longitudinal branch, as shown in Fig. 1.31.

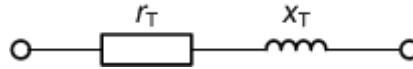


Fig. 1.31. Inverted Γ -shaped equivalent circuit of two-winding power transformer in a short-circuit test

It is obvious that in a short-circuit test the active power is spent only on pure resistance:

$$\Delta P_{\hat{e}.q.} = 3I_i^2 r_{\hat{o}} \cdot 10^3.$$

Hence,

$$r_{\hat{o}} = \frac{\Delta P_{\hat{e}.q.} \cdot 10^{-3}}{3I_i^2} = \frac{\Delta P_{\hat{e}.q.} U_i^2 \cdot 10^3}{S_{\hat{o}}^2}, \quad (1.17)$$

where $\Delta P_{\kappa.3.}$ is active power losses in a short-circuit test.

The multiplier 10^3 in formula (1.17) is determined by the fact that nameplate (rating) active power losses in short circuit conditions is expressed in kilowatts, rated power is expressed in kilovolt-amperes, and rated voltage is expressed in kilovolts.

In short-circuit conditions the voltage drop in the longitudinal resistance of an equivalent circuit of the transformer is numerically equal to the voltage applied to the terminals. Thus, the voltage drop contains two components, namely active and inductive, determined by the expressions:

$$U'_{\hat{e}.q.} = \sqrt{3} I_i r_{\hat{o}} = \frac{S_{\hat{o}}}{U_i} r_{\hat{o}} \cdot 10^{-3};$$

$$U''_{\hat{e}.q.} = \sqrt{3} I_i x_{\hat{o}} = \frac{S_{\hat{o}}}{U_i} x_{\hat{o}} \cdot 10^{-3},$$

where $U'_{\hat{e}.q.}, U''_{\hat{e}.q.}$ are active and inductive components of short-circuit voltage, respectively.

Then, the short-circuit voltage module is determined by the expression

$$U_{\hat{e}.\phi} = \sqrt{U_{\hat{e}.r}^2 + U_{\hat{e}.x}^2} = \frac{S_{\delta} \cdot 10^{-3}}{U_i} \sqrt{r_{\delta}^2 + x_{\delta}^2}. \quad (1.18)$$

З іншого боку напруга в досліді короткого замкнення дорівнює

$$U_{\hat{e}.r} = \frac{u_{\hat{e}.r}}{100} U_i. \quad (1.19)$$

Якщо прирівняти вирази (1.18) та (1.19), отримуємо

$$\sqrt{r_{\delta}^2 + x_{\delta}^2} = \frac{u_{\hat{e}.r}}{100} \frac{U_i^2 \cdot 10^3}{S_{\delta}}.$$

Звідки

$$x_{\delta} = \sqrt{\left(\frac{u_{\hat{e}.r}}{100} \frac{U_i^2 \cdot 10^3}{S_{\delta}} \right)^2 - r_{\delta}^2}. \quad (1.20)$$

З урахуванням виразу (1.17) для активного повздовжнього опору формула (1.20) набуває вигляду

$$\begin{aligned} x_T &= \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2} = \\ &= \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \cdot 100 \right)^2} = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - (\Delta p_{\text{к.з.}})^2} \end{aligned} \quad (1.21)$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (1.21) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі короткого замкнення, виражене у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{\hat{e}.r} = \frac{\Delta P_{\hat{e}.r}}{S_{\delta}} \cdot 100.$$

Можна показати, що втрати активної потужності в режимі короткого замкнення, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора чисельно співпадають із активною складовою напруги короткого замкнення, вираженою у відсотках до номінальної напруги трансформатора. Дійсно,

$$u'_{\text{к.з.}} = \frac{U'_{\text{к.з.}}}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_H r_T}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}}{U_H} \frac{S_T}{\sqrt{3} U_H} \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_H^2}{S_T^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \cdot 100 = \Delta p_{\text{к.з.}}$$

Таким чином, для визначення індуктивного повздовжнього опору Г-подібної схеми заміщення силового двообмоткового трансформатора слід скористатися виразом

$$U_{\hat{e}.q.} = \sqrt{U_{\hat{e}.q.}'^2 + U_{\hat{e}.q.}''^2} = \frac{S_{\dot{o}} \cdot 10^{-3}}{U_i} \sqrt{r_{\dot{o}}^2 + x_{\dot{o}}^2}. \quad (1.18)$$

On the other hand, the voltage in a short-circuit test equals

$$U_{\hat{e}.q.} = \frac{u_{\hat{e}.q.}}{100} U_i. \quad (1.19)$$

If comparing expressions (1.18) and (1.19), we obtain

$$\sqrt{r_{\dot{o}}^2 + x_{\dot{o}}^2} = \frac{u_{\hat{e}.q.}}{100} \frac{U_i^2 \cdot 10^3}{S_{\dot{o}}}.$$

Hence,

$$x_{\dot{o}} = \sqrt{\left(\frac{u_{\hat{e}.q.}}{100} \frac{U_i^2 \cdot 10^3}{S_{\dot{o}}} \right)^2 - r_{\dot{o}}^2}. \quad (1.20)$$

Taking into account expression (1.17) for longitudinal pure resistance, formula (1.20) is turned into

$$\begin{aligned} x_T &= \sqrt{\left(\frac{u_{k.3.}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{k.3.}}{S_T} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2} = \\ &= \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{k.3.}^2 - \left(\frac{\Delta P_{k.3.}}{S_T} \cdot 100 \right)^2} = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{k.3.}^2 - (\Delta p_{k.3.})^2} \end{aligned} \quad (1.21)$$

It is obvious that the second component of the radicand in formula (1.21) represents the square of relative active power losses in short-circuit conditions, expressed as percentage of the transformer rated power, that is

$$\Delta p_{\hat{e}.q.} = \frac{\Delta P_{\hat{e}.q.}}{S_{\dot{o}}} \cdot 100.$$

It is possible to show that the active power losses in short-circuit conditions, expressed as percentage of transformer rated power, numerically coincides with the active component of the short-circuit voltage, expressed as percentage of rated voltage of the transformer. In fact,

$$u'_{k.3.} = \frac{U'_{k.3.}}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_H r_T}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}}{U_H} \frac{S_T}{\sqrt{3} U_H} \frac{\Delta P_{k.3.} U_H^2}{S_T^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{k.3.}}{S_T} \cdot 100 = \Delta p_{k.3.}$$

Thus, for determining longitudinal inductive reactance of an inverted Γ -shaped equivalent circuit of the two-winding power transformer it is necessary to use the expression

$$x_{\delta} = \frac{u_{\dot{e}.c.}'' U_i^2 \cdot 10}{S_{\delta}},$$

де $u_{\dot{e}.c.}'' = \sqrt{u_{\dot{e}.c.}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\dot{e}.c.}}{S_{\delta}} \cdot 100\right)^2}$ – індуктивна складова напруги короткого замкнення трансформатора.

Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова напруги короткого замкнення суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою та визначати індуктивний повздовжній опір за паспортним значенням повної напруги короткого замкнення трансформатора:

$$x_{\delta} = \frac{u_{\dot{e}.c.} U_i^2 \cdot 10}{S_{\delta}}. \quad (1.22)$$

Параметри схеми заміщення силового трансформатора можуть бути зведені до номінальної напруги первинної або вторинної обмотки. Це визначається відповідною номінальною напругою, яку підставляють у формулу для визначення параметрів схеми заміщення. У довідникових матеріалах зазвичай параметри трансформатора подають зведеними до високої номінальної напруги. У разі необхідності можна перерахувати ці параметри шляхом підстановки у формули номінальної напруги обмотки низької напруги.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Перерахуйте паспортні дані силового трансформатора.*
2. *Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поперечної гілки схеми заміщення?*
3. *Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поздовжньої гілки схеми заміщення?*
4. *Наведіть вираз для визначення поперечної активної провідності схеми заміщення силового трансформатора.*
5. *Наведіть вираз для визначення поперечної індуктивної провідності схеми заміщення силового трансформатора.*
6. *Наведіть вираз для визначення поздовжнього активного опору схеми заміщення силового трансформатора.*
7. *Наведіть вираз для визначення поздовжнього індуктивного опору схеми заміщення силового трансформатора.*

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 80-82; [3], стор. 226-228; [4], стор. 65-67; [5], стор. 64-66;
 [6], стор. 36-39; [7], стор. 90-93; [8], стор. 146-149;
 [9], стор. 100-103, 110-111; [10], стор. 40-44; [14], стор. 39-42;
 [15], стор. 134-137; [16], стор. 140-144; [17], стор. 135-139.

$$x_{\dot{o}} = \frac{u''_{\dot{e}.c.} U_i^2 \cdot 10}{S_{\dot{o}}},$$

where $u''_{\dot{e}.c.} = \sqrt{u_{\dot{e}.c.}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\dot{e}.c.}}{S_{\dot{o}}} \cdot 100\right)^2}$ is an inductive component of the short-circuit voltage of the transformer.

Note that in modern mighty power transformers an inductive component of the short-circuit voltage greatly exceeds an active component. For convenience it allows neglecting an active component, and determining the longitudinal inductive reactance by nameplate (rating) values of total short-circuit voltage of the transformer:

$$x_{\dot{o}} = \frac{u_{\dot{e}.c.} U_i^2 \cdot 10}{S_{\dot{o}}}. \quad (1.22)$$

The parameters of an equivalent circuit of the power transformer can be reduced to the rated voltage of the primary, or secondary winding. It is determined by appropriate rated voltage inserted into the formula for determining the parameters of an equivalent circuit. In reference books transformer parameters are usually given as high rated voltage. In case of necessity it is possible to recalculate these parameters by inserting the rated voltage of low-voltage winding into the formula.

CONTROL QUESTIONS

1. *What is included in the nameplate (rating) data of a power transformer?*
2. *What nameplate (rating) data of the power transformer determine the parameters of the transversal branch of an equivalent circuit?*
3. *What nameplate (rating) data of the power transformer determine the parameters of the longitudinal branch of an equivalent circuit?*
4. *Give the expression for determining the transversal active conductance of an equivalent circuit of the power transformer.*
5. *Give the expression for determining the transversal inductive susceptance of an equivalent circuit of the power transformer.*
6. *Give the expression for determining the longitudinal pure resistance of an equivalent circuit of the power transformer.*
7. *Give the expression for determining the longitudinal inductive reactance of an equivalent circuit of the power transformer.*

REFERENCES

- [2], p. 80-82; [3], p. 226-228; [4], p. 65-67; [5], p. 64-66; [6], p. 36-39; [7], p. 90-93; [8], p. 146-149; [9], p. 100-103, 110-111; [10], p. 40-44; [14], p. 39-42; [15], p. 134-137; [16], p. 140-144; [17], p. 135-139.

1.14 ОДНОЛІНІЙНІ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТРИБМОТКОВИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Під час формування електричних систем часто необхідно на одній підстанції поєднати на паралельну роботу електричні мережі трьох класів номінальної напруги, наприклад, живлячі районні мережі напругою 110 кВ, місцеві сільські мережі напругою 35 кВ та мережі міських споживачів напругою 10 кВ. Для цього можна було б використати силові трансформатори двох типів – 110/35 кВ та 110/10 кВ. Проте, за таких умов, економічно доцільніше застосовувати триобмоткові силові трансформатори. Такі трансформатори містять по три обмотки в кожній фазі, розташовані на єдиному магнітопроводі. В результаті електрична енергія, підведена до затискачів живлячих первинних обмоток трансформується та передається у вторинні обмотки.

В триобмоткових трансформаторах розрізняють обмотки високої, середньої та низької напруги. Зазвичай, триобмоткові трансформатори встановлюють на споживацьких підстанціях, де первинними живлячими обмотками є обмотки високої напруги, а вторинними – обмотки середньої та низької напруг.

В задачах аналізу робочих режимів електричних систем триобмоткові трансформатори подають Г-подібною схемою заміщення, представленою на рис. 1.32. Така схема містить поперечну гілку контуру намагнічування та три повздовжні гілки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку.

Контур намагнічування триобмоткового трансформатора, так само, як і двообмоткового, містить активну та індуктивну провідності та розташований завжди з боку живлення трансформатора. Параметри поперечної гілки схеми заміщення триобмоткового трансформатора визначають за виразами для двообмоткового трансформатора (1.9), (1.15), (1.16).

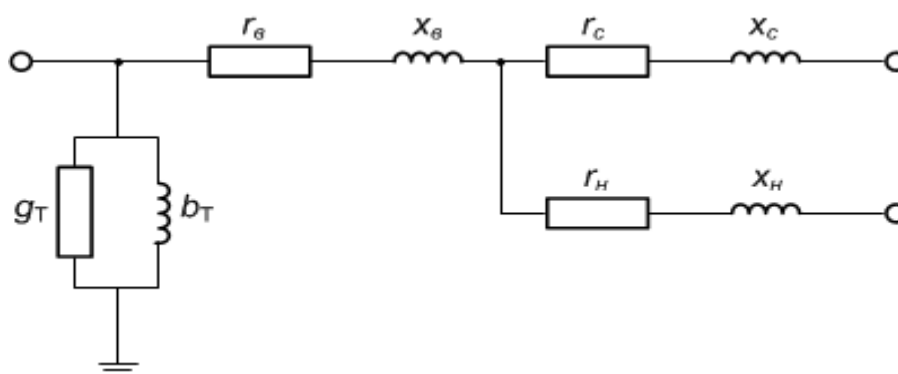


Рис. 1.32. Г-подібна схема заміщення триобмоткового силового трансформатора

Повздовжні гілки опорів обмоток характеризуються активними та індуктивними опорами. Параметри повздовжніх гілок визначають виходячи з особливостей виконання дослідів короткого замкнення в триобмоткових

1.14 SINGLE-LINE EQUIVALENT CIRCUITS OF THREE-WINDING POWER TRANSFORMERS

In designing electric systems it is often necessary at a substation to combine electrical networks of three levels of rated voltage for parallel operation, for example, these may be 110 kV single-area subtransmission networks, 35kV local networks for rural consumers, and 10 kV networks for urban consumers. For this purpose, it could be possible to use power transformers of two types, namely of 110/35 kV, and 110/10 kV. However, under such conditions it is more economically viable to use three-winding power transformers. These transformers contain three windings in each phase, mounted on the same magnetic circuit. As a result, the electric energy supplied to the terminals of the primary windings is converted and transmitted to the secondary windings.

In three-winding transformers there can be windings of high-, medium-, and low-voltage. Three-winding transformers are usually installed at consumer's substations, where primary windings are high-voltage windings, and secondary windings are medium-, and low-voltage windings.

In the problems of analysis of electric system operating conditions three-winding transformers represent the inverted Γ -shaped equivalent circuit, as presented in Fig. 1.32. This circuit contains the transversal branch of a magnetizing loop, and three longitudinal branches of resistance of the windings, which are Y-connected.

The magnetizing loop of a three-winding transformer, just like in a two-winding transformer, comprises active conductance and inductive susceptance, and are located on the transformer supply side. The parameters of the transversal branch of a three-winding transformer equivalent circuit are determined by expressions for two-winding transformer (1.9), (1.15), and (1.16).

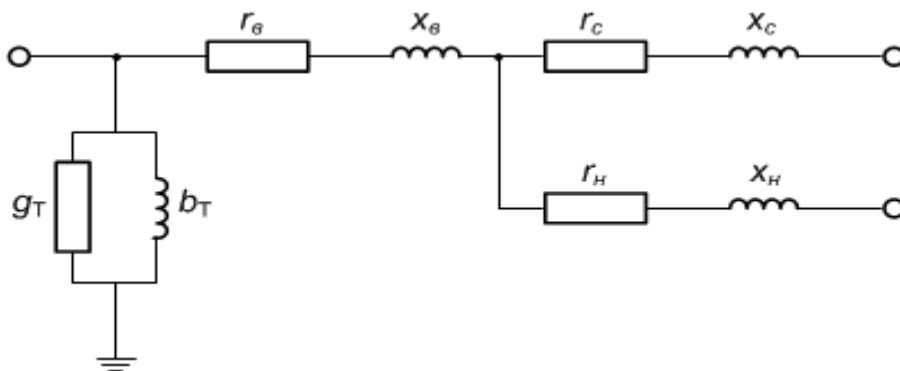


Fig. 1.32. Inverted Γ -shaped equivalent circuit of a three-winding power transformer

The longitudinal branches of the windings resistance are characterised by pure resistance and inductive reactance. The parameters of the longitudinal branches are determined by special features of conducting short-circuit tests in the three-winding

трансформаторах. Для таких агрегатів дослід короткого замкнення проводять для трьох пар обмоток:

- 1) замикають накоротко затискачі обмоток середньої напруги та подають живлення до затискачів обмоток високої напруги;
- 2) замикають накоротко затискачі обмоток низької напруги та подають живлення до затискачів обмоток високої напруги;
- 3) замикають накоротко затискачі обмоток низької напруги та подають живлення до затискачів обмоток середньої напруги.

Таким чином, паспортні дані триобмоткових трансформаторів містять інформацію про три пари характеристик дослідів короткого замикання між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, а також середньої та низької напруг. Такі характеристики дозволяють визначити суми опорів послідовно увімкнених відповідних пар обмоток трансформатора. Зокрема, втрати активної потужності в досліді короткого замикання визначають активні опори обмоток відповідно до виразів:

$$\begin{aligned} r_{\text{в}} + r_{\text{с}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.в-с}} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2}; \\ r_{\text{в}} + r_{\text{н}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2}; \\ r_{\text{с}} + r_{\text{н}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.с-н}} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2}, \end{aligned} \quad (1.23)$$

де $r_{\text{в}}$, $r_{\text{с}}$, $r_{\text{н}}$ – активні опори обмоток високої, середньої та низької напруги відповідно; $\Delta P_{\text{к.в-с}}$, $\Delta P_{\text{к.в-н}}$, $\Delta P_{\text{к.с-н}}$ – втрати активної потужності в досліді короткого замкнення між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, середньої та низької напруг відповідно.

Вирази (1.23) отримані по аналогії з виразом (1.17) для двообмоткового трансформатора.

Для визначення активного опору обмотки високої напруги з суми перших двох виразів (1.23) слід відняти третій:

$$2r_{\text{в}} = \frac{(\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.с-н}}) U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2}$$

або

$$r_{\text{в}} = \frac{0,5 (\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.с-н}}) U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в}} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2},$$

где $\Delta P_{\hat{\text{е.â}}} = 0,5 (\Delta P_{\hat{\text{е.â-н}}} + \Delta P_{\hat{\text{е.â-і}}} - \Delta P_{\hat{\text{е.н-і}}})$ – фіктивне значення втрат активної потужності в обмотці високої напруги трансформатора.

В загальному випадку можна представити вираз для визначення активних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів у вигляді

transformers. In these devices the short-circuit test is conducted for three pairs of windings:

- 1) terminals of medium-voltage windings are short-circuited, and terminals of high-voltage windings are supplied with power;
- 2) terminals of low-voltage windings are short-circuited, and terminals of high-voltage windings are supplied with power;
- 3) terminals of low-voltage windings are short-circuited, and terminals of medium-voltage windings are supplied with power.

Thus, nameplate (rating) data of three-winding transformers contain the information about three pairs of characteristics of short-circuit tests conducted between high- and medium-voltage windings, high- and low-voltage windings, and medium- and low-voltage windings. These characteristics allow determining the sums of resistance of appropriate pairs of series windings of the transformer. In particular, active power losses in short-circuit tests determine pure resistance of the windings according to the expressions:

$$\begin{aligned} r_B + r_C &= \frac{\Delta P_{K.B-C} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\ r_B + r_H &= \frac{\Delta P_{K.B-H} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\ r_C + r_H &= \frac{\Delta P_{K.C-H} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \end{aligned} \quad (1.23)$$

where r_B , r_C , r_H are pure resistance of the windings of high-, medium-, and low-voltage, respectively; $\Delta P_{K.B-C}$, $\Delta P_{K.B-H}$, $\Delta P_{K.C-H}$ are active power losses in short-circuit tests conducted between windings of high- and medium-voltage, high- and low-voltage, medium- and low-voltage, respectively.

Expressions (1.23) are obtained by analogy with expression (1.17) for two-winding transformers.

For determining pure resistance of the high-voltage winding (1.23) it is necessary to subtract the third expression from the sum of the first two expressions:

$$2r_B = \frac{(\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.C-H}) U_T^2 10^3}{S_T^2}$$

or

$$r_B = \frac{0,5 (\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.C-H}) U_T^2 10^3}{S_T^2} = \frac{\Delta P_{K.B} U_T^2 10^3}{S_T^2}$$

where $\Delta P_{\hat{e}\hat{a}} = 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}\hat{n}} + \Delta P_{\hat{e}\hat{a}\hat{i}} - \Delta P_{\hat{e}\hat{n}\hat{i}})$ is the empty value of active power losses in the transformer high-voltage winding.

In general, it is possible to present the expression for determining pure resistance of the windings of three-winding transformers in the form of

$$r_i = \frac{\Delta P_{ki} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \quad (1.24)$$

де i – індекс поточної обмотки трансформатора; ΔP_{ki} – фіктивні значення втрат активної потужності трансформатора в i -й обмотці:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\hat{e}\hat{a}} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} + \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{c}-i}); \\ \Delta P_{\hat{e}\hat{c}} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} + \Delta P_{\hat{e}\hat{c}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i}) = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}}; \\ \Delta P_{\hat{e}\hat{i}} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} + \Delta P_{\hat{e}\hat{n}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-\hat{n}}) = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}}. \end{aligned} \quad (1.25)$$

Конструктивне виконання більшості сучасних триобмоткових трансформаторів передбачає однакові значення втрат активної потужності у всіх дослідах короткого замкнення. Для таких трансформаторів активні опори обмоток визначають за виразами

$$r_B = r_C = r_H = \frac{\Delta P_{к.з.} U_T^2 10^3}{2S_T^2} = 0,5r_T. \quad (1.26)$$

Очевидно, що вираз (1.26) є окремим випадком виразів (1.24) за умови однакових значень втрат активної потужності в дослідах короткого замкнення:

$$\Delta P_{к.в-с} = \Delta P_{к.в-н} = \Delta P_{к.с-н} = \Delta P_{к.з.}$$

Для визначення індуктивних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів попередньо необхідно розрахувати фіктивні значення напруг короткого замкнення кожної з обмоток за виразами, аналогічними (1.25):

$$\begin{aligned} u_{\hat{e}\hat{a}} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-c} + u_{\hat{e}\hat{a}-i} - u_{\hat{e}\hat{c}-i}); \\ u_{\hat{e}\hat{c}} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-c} + u_{\hat{e}\hat{c}-i} - u_{\hat{e}\hat{a}-i}) = u_{\hat{e}\hat{a}-c} - u_{\hat{e}\hat{a}}; \\ u_{\hat{e}\hat{i}} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-i} + u_{\hat{e}\hat{n}-i} - u_{\hat{e}\hat{a}-\hat{n}}) = u_{\hat{e}\hat{a}-i} - u_{\hat{e}\hat{a}}, \end{aligned}$$

де $u_{к.в-с}$, $u_{к.в-н}$, $u_{к.с-н}$ – напруги в дослідах короткого замкнення між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, середньої та низької обмоток відповідно.

Індуктивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів визначають за типовими виразами

$$x_i = 10u_{ki} \frac{U_T^2}{S_T}, \quad (1.27)$$

Де i – індекс, що відповідає поточній обмотці трансформатора ($i = ВН, СН, НН$); $u_{ki}\%$ - фіктивне значення напруги КЗ в відсотках для відповідної обмотки трансформатора. Часто одне з фіктивних значень напруги короткого замкнення (зазвичай обмотки середньої напруги, інколи – низької напруги) виявляється близьким до

$$r_i = \frac{\Delta P_{ki} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \quad (1.24)$$

where i is an index of a current winding of the transformer; ΔP_{ki} is an empty value of active power losses of the transformer in i -winding:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\hat{e}\hat{a}} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} + \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} - \Delta P_{\hat{e}c-i}); \\ \Delta P_{\hat{e}c} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} + \Delta P_{\hat{e}c-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i}) = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}}; \\ \Delta P_{\hat{e}i} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} + \Delta P_{\hat{e}\hat{n}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-\hat{n}}) = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}}. \end{aligned} \quad (1.25)$$

Designing most of the modern three-winding transformers suggests equal values of active power losses in all the short-circuit tests. For such transformers pure resistance of the windings is determined by expressions

$$r_b = r_c = r_h = \frac{\Delta P_{k.3} U_T^2 10^3}{2S_T^2} = 0,5r_T. \quad (1.26)$$

It is obvious that expression (1.26) is a special case of expressions (1.24) under condition of equal values of active power losses in short-circuit tests:

$$\Delta P_{k.B-c} = \Delta P_{k.B-H} = \Delta P_{k.C-H} = \Delta P_{k.3}.$$

For determining the inductive reactance of the windings of three-winding transformers it is necessary to precalculate empty values of short-circuit voltage of each of the windings by the expressions analogous to (1.25):

$$\begin{aligned} u_{\hat{e}\hat{a}} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-c} + u_{\hat{e}\hat{a}-i} - u_{\hat{e}c-i}); \\ u_{\hat{e}c} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-c} + u_{\hat{e}c-i} - u_{\hat{e}\hat{a}-i}) = u_{\hat{e}\hat{a}-c} - u_{\hat{e}\hat{a}}; \\ u_{\hat{e}i} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-i} + u_{\hat{e}\hat{n}-i} - u_{\hat{e}\hat{a}-\hat{n}}) = u_{\hat{e}\hat{a}-i} - u_{\hat{e}\hat{a}}, \end{aligned}$$

where $u_{k.B-c}$, $u_{k.B-H}$, $u_{k.C-H}$ are voltages in short-circuit tests conducted between windings of high- and medium-voltage, high- and low-voltage, medium- and low-voltage, respectively.

Inductive reactance of the windings of three-winding transformers is determined by typical expressions

$$x_i = 10u_{ki} \frac{U_T^2}{S_T}, \quad (1.27)$$

where i is an index of to a current winding of the transformer ($i =$ high-voltage, medium-voltage, low-voltage); $u_{ki}\%$ is the empty value of short-circuit voltage expressed as percentage for an appropriate winding of the transformer.

One of empty values of short-circuit voltage (usually of medium-voltage, sometimes of low-voltage windings) often appears to be almost

нуля, або, навіть, від'ємним. За таких умов слід прийняти нульове значення індуктивного опору відповідної обмотки трансформатора.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Які агрегати називають триобмотковими трансформаторами?*
- 2. Наведіть схему заміщення силового триобмоткового трансформатора.*
- 3. Як визначають параметри поперечної гілки триобмоткового трансформатора?*
- 4. У чому полягає особливість дослідів короткого замкнення силового триобмоткового трансформатора?*
- 5. Наведіть вирази для фіктивних значень втрат активної потужності в досліді короткого замкнення для окремих обмоток триобмоткового трансформатора.*
- 6. Наведіть вирази для фіктивних значень напруг в досліді короткого замкнення для окремих обмоток триобмоткового трансформатора.*
- 7. Наведіть вирази для визначення активних опорів обмоток триобмоткового трансформатора за однакових та різних значень втрат активної потужності в досліді короткого замкнення.*
- 8. Наведіть вирази для визначення індуктивних опорів обмоток триобмоткового трансформатора.*

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 83-85; [3], стор. 228-230; [4], стор. 66-68; [5], стор. 66-72; [6], стор. 39-41; [7], стор. 93-95; [8], стор. 152-154; [9], стор. 103-106; [10], стор. 44-49; [15], стор. 137-138; [16], стор. 144-147; [17], стор. 139-143.

1.15 ТРИБМОТКОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ІЗ СКОРОЧЕНИМИ ОБМОТКАМИ

В електричних мережах енергосистем знаходяться в експлуатації силові триобмоткові трансформатори, виконані за застарілими стандартами, одна, або обидві вторинні обмотки яких розраховані на меншу потужність, ніж номінальна потужність трансформатора. Справа в тому, що енергія, яка поступає на первинну обмотку високої напруги трансформатора розподіляється між вторинними обмотками середньої та низької напруг. Очевидно, що потужності вторинних обмоток триобмоткового трансформатора завжди менші потужності первинної обмотки. Це означає, що в триобмоткових трансформаторах вторинні обмотки працюють в недовантаженому режимі навіть за номінального навантаження первинної обмотки. Це свідчить про

zero, or even negative. Under such conditions it is necessary to accept a zero value of inductive reactance of an appropriate winding of the transformer.

CONTROL QUESTIONS

- 1. What devices are called three-winding transformers?*
- 2. Describe an equivalent circuit of the three-winding power transformer.*
- 3. How are the parameters of the transversal branch of a three-winding transformer determined?*
- 4. What is a specific feature of short-circuit tests of the three-winding power transformer?*
- 5. Give the expressions for empty values of active power losses in short-circuit tests for individual windings of a three-winding transformer.*
- 6. Give the expressions for empty values of voltage in short-circuit tests for individual windings of a three-winding transformer.*
- 7. Give the expressions for determining pure resistance of the windings of a three-winding transformer at equal and various values of active power losses in short-circuit tests.*
- 8. Give the expressions for determining inductive reactance of the windings of a three-winding transformer.*

REFERENCES

[2], p. 83-85; [3], p. 228-230; [4], p. 66-68; [5], p. 66-72; [6], p. 39-41; [7], p. 93-95; [8], p. 152-154; [9], p. 103-106, [10], p. 44-49; [15], p. 137-138; [16], p. 144-147; [17], p. 139-143.

1.15 THREE-WINDING TRANSFORMERS WITH REDUCED WINDINGS

Three-winding transformers employed in electrical networks of electric power systems were made to meet standards which are now out-of-date, and so one or both secondary windings are designed for lower power than the transformer rated power. The thing is that the energy supplied to the transformer primary winding of high voltage is distributed between secondary windings of medium and low voltage. It is obvious that the power of secondary windings of a three-winding transformer is always lower than the power of the primary winding. In other words, in three-winding transformers the secondary windings are operated in underloaded conditions even at the rated load of the primary winding. This indicates that

можливість конструктивного виконання вторинних обмоток трансформатора, розрахованих на потужність, меншу за номінальну потужність трансформатора. Такі агрегати називають трансформаторами з скороченими обмотками. Виготовлялися такі трансформатори із співвідношенням потужностей обмоток 100:100:66,7 та 100:66,7:66,7 у відсотках до номінальної потужності трансформатора.

Для трансформаторів зі скороченими обмотками для розрахунку параметрів схем заміщення слід враховувати особливості виконання дослідів короткого замкнення. Справа в тому, що в досліді короткого замкнення на затискачі первинних обмоток подають таку напругу, щоб у ланцюзі вторинних обмоток протікав номінальний струм саме вторинної обмотки. Оскільки потужність вторинної обмотки може відрізнятись від потужності первинної обмотки, струм первинної обмотки в такому режимі не буде відповідати номінальному струму трансформатора. Тому для визначення параметрів схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів зі скороченими обмотками слід попередньо звести параметри дослідів короткого замикання до номінальної потужності трансформатора.

Для трансформаторів, в яких скороченою є лише обмотка низької напруги (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей обмоток 100:100:66,7) слід використовувати такі вирази для перерахунку значень втрат активної потужності та напруги короткого замкнення:

$$\Delta P'_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{к.с-н}} = \Delta P_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$u'_{\text{к.в-н}} = u_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}};$$

$$u'_{\text{к.с-н}} = u_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}},$$

де $\alpha_{i.i.} = S_{i.i.}/S_{\delta}$ – коефіцієнт, який визначає співвідношення потужності скороченої обмотки та номінальної потужності трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів зі співвідношенням потужностей обмоток ВН:СН:НН 100:100:66,7 активний опір ділянки схеми, що заміщає обмотку потужністю 66,7% від номінальної, визначають згідно виразу

$$r_{\delta(66.7)} = 1,5r_{\delta(100)},$$

де $r_{\text{т}(100)}$ – активний опір ділянки схеми, навантаженого номінальною потужністю та обчисленого по співвідношенню (1.26).

Для триобмоткових трансформаторів з двома скороченими вторинними обмотками (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей

there exists a possibility of designing secondary windings of the transformer for the power that is lower than the transformer rated power. These devices are called transformers with reduced windings. They are made with the ratio of winding power 100:100:66.7 and 100:66.7:66.7, expressed as percentage of the transformer rated power.

In calculating the parameters of equivalent circuits for transformers with reduced windings it is necessary to consider specific features of short-circuit tests. The thing is that in short-circuit tests the voltage is applied to the terminals of primary windings so that it is the rated current of secondary winding that would flow in secondary windings. As the power of the secondary winding can differ from the power of the primary winding, the current of the primary winding in such conditions will not match the transformer rated current. Therefore, for determining the parameters of equivalent circuit of three-winding power transformers with underloaded windings it is necessary first to reduce the parameters of short-circuit tests to the transformer rated power.

For transformers in which only low-voltage winding is reduced (for example, transformers with the ratio of winding power 100:100:66.7) it is necessary to use the following expressions for recalculation of values of active power losses, and short-circuit voltage:

$$\Delta P'_{\text{K.B-H}} = \Delta P_{\text{K.B-H}} \frac{S_{\text{T}}^2}{S_{\text{H.H.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{K.B-H}}}{\alpha_{\text{H.H.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{K.C-H}} = \Delta P_{\text{K.C-H}} \frac{S_{\text{T}}^2}{S_{\text{H.H.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{K.C-H}}}{\alpha_{\text{H.H.}}^2};$$

$$u'_{\text{K.B-H}} = u_{\text{K.B-H}} \frac{S_{\text{T}}}{S_{\text{H.H.}}} = \frac{u_{\text{K.B-H}}}{\alpha_{\text{H.H.}}};$$

$$u'_{\text{K.C-H}} = u_{\text{K.C-H}} \frac{S_{\text{T}}}{S_{\text{H.H.}}} = \frac{u_{\text{K.C-H}}}{\alpha_{\text{H.H.}}},$$

where $\alpha_{i.i.} = S_{i.i.}/S_{\delta}$ is the factor that determines the power ratio of the reduced winding, and rated power of the transformer.

For three-winding transformers with the ratio of power of windings of high-voltage:medium-voltage:low-voltage 100:100:66.7 the pure resistance of a section of the circuit which replaces the winding of 66.7% of the rated power is determined by the expression

$$r_{\delta(66.7)} = 1,5r_{\delta(100)}$$

where $r_{\text{T}(100)}$ is the pure resistance of a section of the circuit loaded with the rated power, and calculated by relationship (1.26).

For three-winding transformers with two reduced secondary windings (for example, transformers with the ratio

обмоток 100:66,7:66,7 перерахунку підлягають параметри дослідів короткого замкнення між обмотками високої та середньої і високої та низької напруг. Для втрат активної потужності та напруги короткого замкнення слід використовувати вирази:

$$\Delta P'_{\hat{e}.\hat{a}-c} = \Delta P_{\hat{e}.\hat{a}-c} \frac{S_{\hat{o}}^2}{S_{c.i.}^2} = \frac{\Delta P_{\hat{e}.\hat{a}-c}}{\alpha_{c.i.}^2};$$

$$\Delta P'_{\hat{e}.\hat{a}-i} = \Delta P_{\hat{e}.\hat{a}-i} \frac{S_{\hat{o}}^2}{S_{i.i.}^2} = \frac{\Delta P_{\hat{e}.\hat{a}-i}}{\alpha_{i.i.}^2};$$

$$u'_{\hat{e}.\hat{a}-i} = u_{\hat{e}.\hat{a}-i} \frac{S_{\hat{o}}}{S_{i.i.}} = \frac{u_{\hat{e}.\hat{a}-i}}{\alpha_{i.i.}};$$

$$u'_{\hat{e}.\hat{n}-i} = u_{\hat{e}.\hat{n}-i} \frac{S_{\hat{o}}}{S_{i.i.}} = \frac{u_{\hat{e}.\hat{n}-i}}{\alpha_{i.i.}},$$

де $\alpha_{c.n.} = S_{c.n.}/S_T$; $\alpha_{n.n.} = S_{n.n.}/S_T$ – коефіцієнти, які визначають співвідношення потужностей скорочених обмоток та номінальної потужності трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів зі співвідношенням потужностей обмоток 100:66,7:66,7 активний опір ділянки схеми (Ом), що заміщує обмотку з номінальною потужністю 100%, визначають не за виразом (1.26), а за співвідношенням

$$r_{T(100)} = \frac{\Delta P_{кз} U_{0в}^2}{1,83 S_T^2 10^{-3}}.$$

Після перерахунку значень втрат потужності та напруг короткого замкнення активні та індуктивні опори обмоток трансформаторів визначають за виразами (1.24) і (1.27).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які агрегати називають трансформаторами зі скороченими обмотками?
2. У чому полягає особливість дослідів короткого замкнення трансформаторів зі скороченими обмотками?
3. Наведіть вирази для перерахунку паспортних даних трансформаторів зі скороченими обмотками до номінальної потужності трансформатора

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 90; [3], стор. 67; [5], стор. 71-72; [8], стор. 156-157; [16], стор. 144-146; [17], стор. 145-146.

of winding power 100:66.7:66.7 the parameters of short-circuit tests conducted the between windings of high- and medium-voltage, and high- and low-voltage are subject to recalculation. For active power losses, and short-circuit voltage it is necessary to use the expressions:

$$\Delta P'_{\hat{e}\hat{a}\text{-c}} = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}\text{-c}} \frac{S_{\hat{o}}^2}{S_{\text{c.i.}}^2} = \frac{\Delta P_{\hat{e}\hat{a}\text{-c}}}{\alpha_{\text{c.i.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\hat{e}\hat{a}\text{-i}} = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}\text{-i}} \frac{S_{\hat{o}}^2}{S_{\text{i.i.}}^2} = \frac{\Delta P_{\hat{e}\hat{a}\text{-i}}}{\alpha_{\text{i.i.}}^2};$$

$$u'_{\hat{e}\hat{a}\text{-i}} = u_{\hat{e}\hat{a}\text{-i}} \frac{S_{\hat{o}}}{S_{\text{i.i.}}} = \frac{u_{\hat{e}\hat{a}\text{-i}}}{\alpha_{\text{i.i.}}};$$

$$u'_{\hat{e}\hat{n}\text{-i}} = u_{\hat{e}\hat{n}\text{-i}} \frac{S_{\hat{o}}}{S_{\text{i.i.}}} = \frac{u_{\hat{e}\hat{n}\text{-i}}}{\alpha_{\text{i.i.}}},$$

where $\alpha_{\text{c.H.}} = S_{\text{c.H.}}/S_{\text{T}}$; $\alpha_{\text{H.H.}} = S_{\text{H.H.}}/S_{\text{T}}$ are the factors that determine the ratio of power of reduced windings, and rated power of the transformer.

For three-winding transformers with the ratio of winding power 100:66.7:66.7 pure resistance of a section of the circuit (Ohm) which replaces the winding of 100% rated power is determined not by expression (1.26), but by the relationship

$$r_{\text{T}(100)} = \frac{\Delta P_{\text{K3}} U_{0\text{B}}^2}{1,83 S_{\text{T}}^2 10^{-3}}$$

After the recalculation of values of power losses and short-circuit voltage the active resistance and inductive reactance of transformer windings are determined by expressions (1.24) and (1.27).

CONTROL QUESTIONS

1. What device is called a transformer with reduced windings?
2. What is a specific feature of short-circuit tests of transformers with reduced windings?
3. Give the expressions for recalculation of nameplate (rating) data of transformers with reduced windings to transformer rated power.

REFERENCES

[2], p. 90; [3], p. 67; [5], p. 71-72; [8], p. 156-157; [16], p. 144-146; [17], p. 145-146.

1.16 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ З РОЗЩЕПЛЕНИМИ ОБМОТКАМИ

Конструктивне виконання деяких типів силових трансформаторів передбачає виконання обмотки низької напруги розщепленою на дві частини, потужність кожної з яких складає 50% від номінальної потужності трансформатора. Як зазначалося вище, за допомогою таких трансформаторів можна організувати живлення електричних мереж від двох генераторів, або роздільне живлення секцій розподільчих пристроїв споживацьких підстанцій.

Трансформатори з розщепленими обмотками можуть працювати по двом схемам увімкнення: із поєднаними паралельно обмотками низької напруги та із роздільним увімкненням розщеплених обмоток.

У першому разі схема заміщення трансформатора та її параметри повністю збігаються із схемою заміщення звичайного двообмоткового трансформатора, наведеної на рис. 1.29. Така схема увімкнення не дозволяє використовувати конструктивні переваги трансформаторів з розщепленими обмотками.

Для другої схеми увімкнення трансформатора з розщепленими обмотками схема заміщення наведена на рис. 1.33.

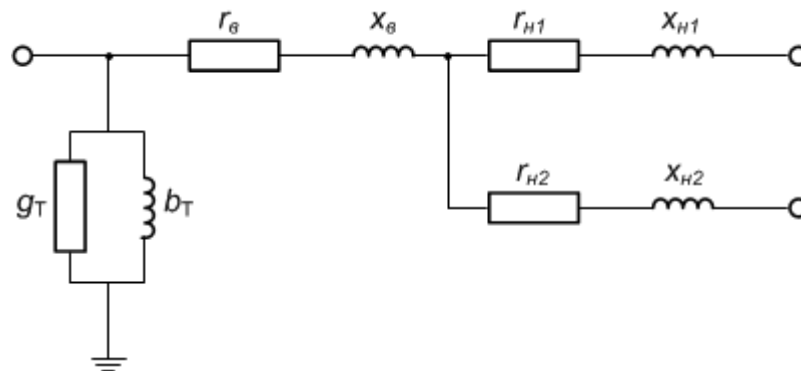


Рис. 1.33.Г-подібна схема заміщення силового трансформатора з розщепленими обмотками

На рис 1.33 r_b, x_b – активний та індуктивний опори обмотки високої напруги; $r_{n1}, r_{n2}, x_{n1}, x_{n2}$ – активні та індуктивні опори розщеплених обмоток низької напруги, зведені до номінальної напруги обмотки високої напруги.

Параметри поперечної гілки контуру намагнічування схеми заміщення трансформатора з розщепленими обмотками розраховують так само, як і для звичайних двообмоткових трансформаторів за виразами (1.9) та (1.15) або (1.16). Така гілка завжди розташована з боку живлення трансформатора.

Визначення параметрів повздовжніх гілок схеми заміщення трансформаторів з розщепленими обмотками базується на наступних міркуваннях. Оскільки потужність кожної з розщеплених обмоток низької напруги дорівнює половині потужності обмотки високої напруги, для активних опорів обмоток трансформатора можна записати співвідношення

$$r_{i1} = r_{i2} = 2r_{\text{оа}}. \quad (1.27)$$

1.16 POWER TRANSFORMERS WITH SPLIT WINDING

The design of some types of power transformers suggests making low-voltage winding split into two parts, the power of each winding being 50% of the transformer rated power. As mentioned above, by means of these transformers it is possible to supply electrical networks from two generators, or provide an individual supply of sections of switchgear at consumer's substations.

Split winding transformers can operate in two designs of connection circuit: with shunt windings of low-voltage, and with separate connection of split windings.

In the first case the transformer equivalent circuit and its parameters completely coincide with the equivalent circuit of an ordinary two-winding transformer, as illustrated in Fig. 1.29. This connection circuit does not allow using design advantages of transformers with split windings.

The equivalent circuit for the second type of the connection circuit of the transformer with split windings is given in Fig. 1.33.

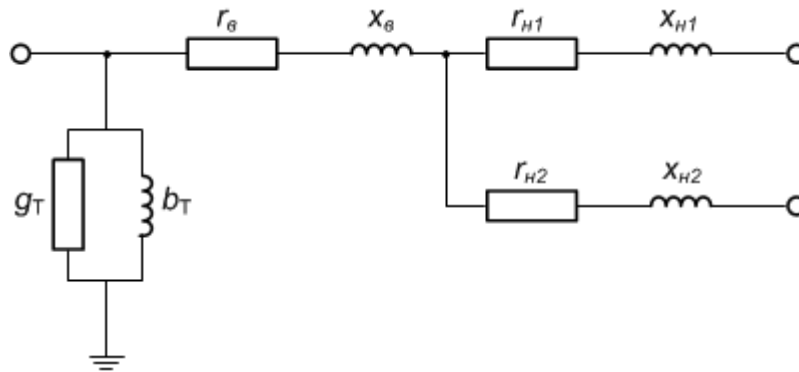


Fig. 1.33. Inverted Γ -shaped equivalent circuit of the power transformer with split windings

In Fig. 1.33 r_B , x_B are pure resistance and inductive reactance of the high-voltage winding; r_{H1} , r_{H2} , x_{H1} , x_{H2} are pure resistance and inductive reactance of the split low-voltage windings, reduced to the high-voltage winding rated voltage.

Parameters of the transversal branch of a magnetizing loop of the equivalent circuit of transformer with split windings are calculated in the same manner as for ordinary two-winding transformers by expressions (1.9) and (1.15), or (1.16). This branch is always located on the transformer supply side.

The determination of parameters of longitudinal branches of an equivalent circuit of transformers with split windings rests on the following considerations. As the power of each split low-voltage winding is equal to half of the power of the high-voltage winding, the relationship for pure resistance of the transformer windings can be written down as

$$r_{i1} = r_{i2} = 2r_{\delta a}. \quad (1.27)$$

За паралельного поєднання розщеплених обмоток низької напруги трансформатор працює як звичайний двообмотковий трансформатор, активний та індуктивний опори якого складають

$$\begin{aligned} r_{\text{Т}} &= r_{\text{В}} + \frac{r_{\text{Н1}} r_{\text{Н2}}}{r_{\text{Н1}} + r_{\text{Н2}}}; \\ x_{\text{Т}} &= x_{\text{В}} + \frac{x_{\text{Н1}} x_{\text{Н2}}}{x_{\text{Н1}} + x_{\text{Н2}}}, \end{aligned} \quad (1.28)$$

де $r_{\text{Т}}$ і $x_{\text{Т}}$ визначають за виразами (1.17) та (1.22) для двообмоткових трансформаторів.

З першого рівняння (1.27) та співвідношення (1.28) випливає, що

$$\begin{aligned} r_{\text{В}} &= 0,5r_{\text{Т}}; \\ r_{\text{Н1}} &= r_{\text{Н2}} = r_{\text{Т}}. \end{aligned}$$

Для трансформаторів з розщепленими обмотками з достатньою інженерною точністю можна вважати, що індуктивний опір обмотки високої напруги дорівнює нулю ($x_{\text{В}} = 0$). Тоді з другого рівняння (1.28) випливає, що

$$x_{\text{Н1}} = x_{\text{Н2}} = 2x_{\text{Т}}.$$

Конструктивне виконання деяких силових трансформаторів передбачає розщеплення обмотки низької напруги на три частини, потужність кожної з яких складає 33,3% від номінальної потужності трансформатора. Для таких трансформаторів параметри повздовжніх гілок схеми заміщення слід визначати за виразами:

$$\begin{aligned} r_{\text{В}} &= 0,5r_{\text{Т}}; \\ r_{\text{Н1}} &= r_{\text{Н2}} = r_{\text{Н3}} = 1,5r_{\text{Т}}; \\ x_{\text{В}} &= 0; \\ x_{\text{Н1}} &= x_{\text{Н2}} = x_{\text{Н3}} = 3x_{\text{Т}}, \end{aligned}$$

де $r_{\text{Т}}$ і $x_{\text{Т}}$ визначають за виразами (1.17) та (1.22) для двообмоткових трансформаторів.

Перевагою трансформаторів з розщепленою обмоткою є збільшення реактивного опору між гілками, що дозволяє обмежувати струм короткого замикання на стороні НН. Тому понижуючі трансформатори з розщепленими обмотками одержали широке поширення. Підвищувальні трансформатори з розщепленими обмотками застосовують рідко. Вони використовуються на електростанціях, коли кілька генераторів доцільно приєднати до одного трансформатора. У цьому випадку число розщеплених обмоток трансформатора повинне відповідати числу генераторів, що підключаються.

With the parallel connection of split low-voltage windings the transformer operates as an ordinary two-winding transformer, the pure resistance and inductive reactance being calculated as

$$r_T = r_B + \frac{r_{H1}r_{H2}}{r_{H1} + r_{H2}}; \quad (1.28)$$

$$x_T = x_B + \frac{x_{H1}x_{H2}}{x_{H1} + x_{H2}},$$

where r_T and x_T are determined by expressions (1.17) and (1.22) for two-winding transformers.

From the first equation (1.27) and relationship (1.28) it follows that

$$r_B = 0,5r_T;$$

$$r_{H1} = r_{H2} = r_T.$$

For transformers with split windings it is possible to expect with sufficient accuracy that the high-voltage inductive reactance is equal to zero. Then, from the second equation (1.28) it follows that

$$x_{i1} = x_{i2} = 2x_0.$$

The design of some power transformers suggests splitting the low-voltage winding into three parts, the power of each being 33.3% of the transformer rated power. For such transformers the parameters of longitudinal branches of an equivalent circuit must be determined by the expressions:

$$r_B = 0,5r_T;$$

$$r_{H1} = r_{H2} = r_{H3} = 1,5r_T;$$

$$x_B = 0;$$

$$x_{H1} = x_{H2} = x_{H3} = 3x_T,$$

where r_T and x_T are determined by expressions (1.17) and (1.22) for two-winding transformers.

The advantage of transformers with split windings is an increase in the reactance between branches, which allows restricting the short-circuit current on low-voltage side. Therefore, step-down transformers with split windings have found wide application. Step-up transformers with split windings are seldom employed. They are used at power plants when several generators must be connected to the same transformer. In this case, the number of split windings of the transformer must correspond the number of the generators to be connected.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які агрегати називають трансформаторами з розщепленими обмотками?
2. Назвіть переваги використання трансформаторів з розщепленими обмотками.
3. За якими схемами можуть працювати трансформатори з розщепленими обмотками?
4. Наведіть схему заміщення силового трансформатора з розщепленими обмотками.
5. Наведіть вирази для визначення активних та індуктивних опорів обмоток трансформаторів з розщепленими обмотками.

ЛІТЕРАТУРА

[3], стор. 230-232; [6], стор. 42-45; [8], стор. 150-152; [9], стор. 106-108; [10], стор. 55-58; [15], стор. 138-139.

1.17 СИЛОВІ АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

В електричних мережах вищих класів номінальної напруги, особливо надвисокої номінальної напруги, часто використовують силові автотрансформатори. На рис. 1.34 представлено однофазний силовий автотрансформатор 330/110 кВ, встановлений на Черкаській підстанції 330 кВ.

Особливість конструктивного виконання автотрансформаторів полягає в наявності гальванічного зв'язку між обмотками за рахунок того, що вторинна обмотка є частиною первинної обмотки, як схематично представлено на рис. 1.35.

Частина обмотки автотрансформатора, яка є спільною для поєднаних електричних мереж різних класів номінальної напруги називають загальною обмоткою. Наявність загальної обмотки дозволяє суттєво покращити масо-габаритні та техніко-економічні показники автотрансформаторів порівняно з силовими двообмотковими трансформаторами. Зазначимо, що через обмеження масо-габаритних показників трансформаторів в електричних мережах надвисокої номінальної напруги можливо використання лише автотрансформаторів.

Однією з основних характеристик силових трансформаторів є їх коефіцієнт трансформації, який чисельно дорівнює відношенню кількостей витків обмоток високої та низької напруги відповідно

$$k_T = \frac{W_E}{W_H} .$$

CONTROL QUESTIONS

1. What device is called a transformer with split windings?
2. Name the advantages of using transformers with split windings.
3. In what connection circuits can transformers with split windings operate?
4. Describe the equivalent circuit of the power transformer with split windings.
5. Give the expressions for determining pure resistance and inductive reactance of windings of the transformers with split windings.

REFERENCES

[3], p. 230-232; [6], p. 42-45; [8], p. 150-152; [9], p. 106-108; [10], p. 55-58; [15], p. 138-139.

1.17 POWER AUTOTRANSFORMERS

Power autotransformers are often used in electrical networks of high rated voltage levels, especially of ultrahigh rated voltage. In Fig. 1.34 there is a single-phase power autotransformer of 330/110 kV, installed at 330 kV Cherkasy substation.

The specific feature of autotransformer design is the galvanic coupling between windings, caused by the fact that the secondary winding is a part of the primary winding, as schematically shown in Fig. 1.35.

The part of the autotransformer winding which is common for combined electrical networks of different rated voltage levels is called common winding. The common winding allows improving essentially weight, size, and performance characteristics of autotransformers in comparison to two-winding power transformers. One should note that because of restrictions of weight and size transformer parameters in electrical networks of ultrahigh rated voltage it is possible to use autotransformers only.

One of the basic characteristics of power transformers is the transformation ratio, which is numerically equal to the relation of number of turns of high-, and low-voltage windings, respectively

$$k_T = \frac{W_H}{W_H} .$$

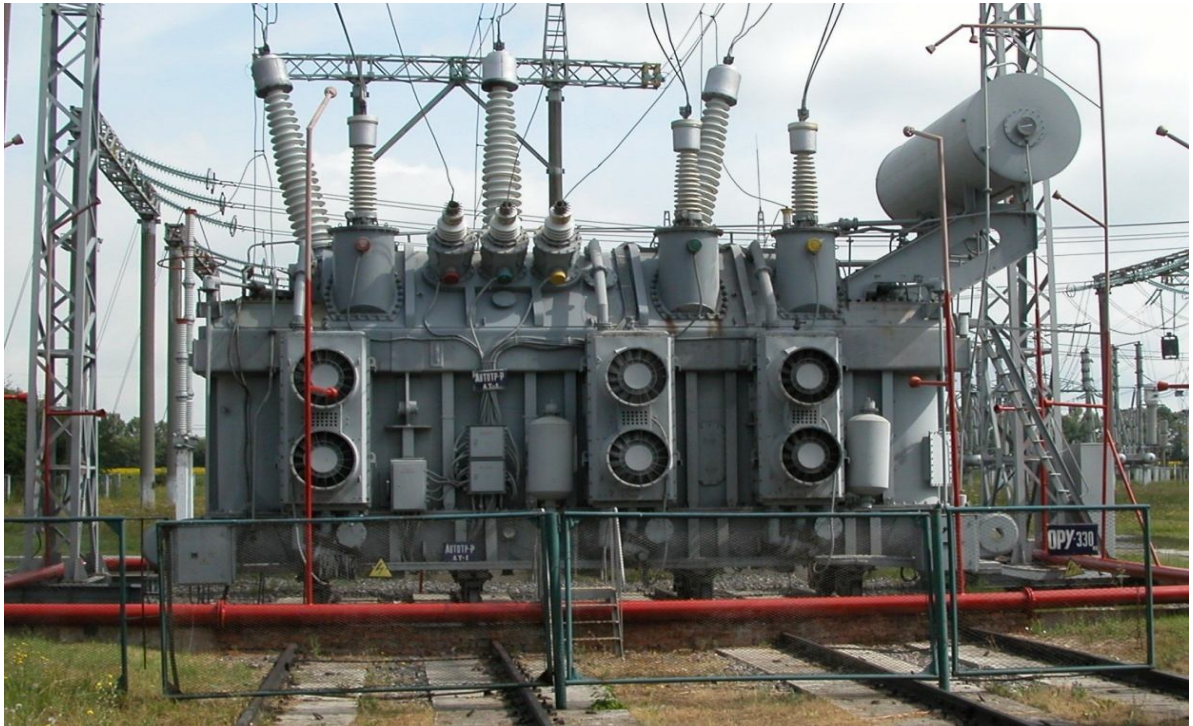


Рис. 1.34. Силовий автотрансформатор 330/110 кВ

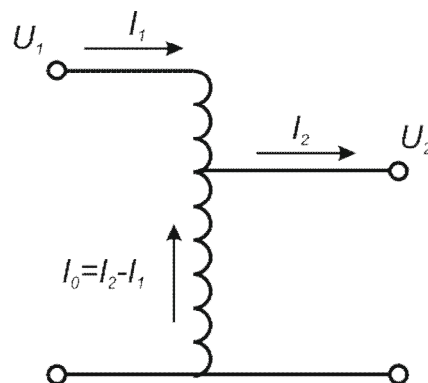


Рис. 1.35. Електрична принципова схема однофазного автотрансформатора

Якщо знехтувати падіннями напруги на обмотках трансформатора, то умовно можна вважати, що коефіцієнт трансформації дорівнює відношенню високої напруги та низької напруги відповідно

$$k_T \approx U_B / U_H .$$

Сучасні конструкції силових трансформаторів дозволяють змінювати робочу кількість витків обмоток трансформатора і, таким чином, здійснювати регулювання напруги в електричній мережі, що підєднана до вторинних обмоток трансформатора. Таке регулювання може бути автоматичним за допомогою пристроїв регулювання без розриву ланцюга навантаженням (РПН) або неавтоматичним за допомогою пристрою переключення без збудження (ПБЗ). Зазначимо, що останній спосіб регулювання потребує відключення трансформатора від мережі і тому його використовують лише для сезонного регулювання напруги.

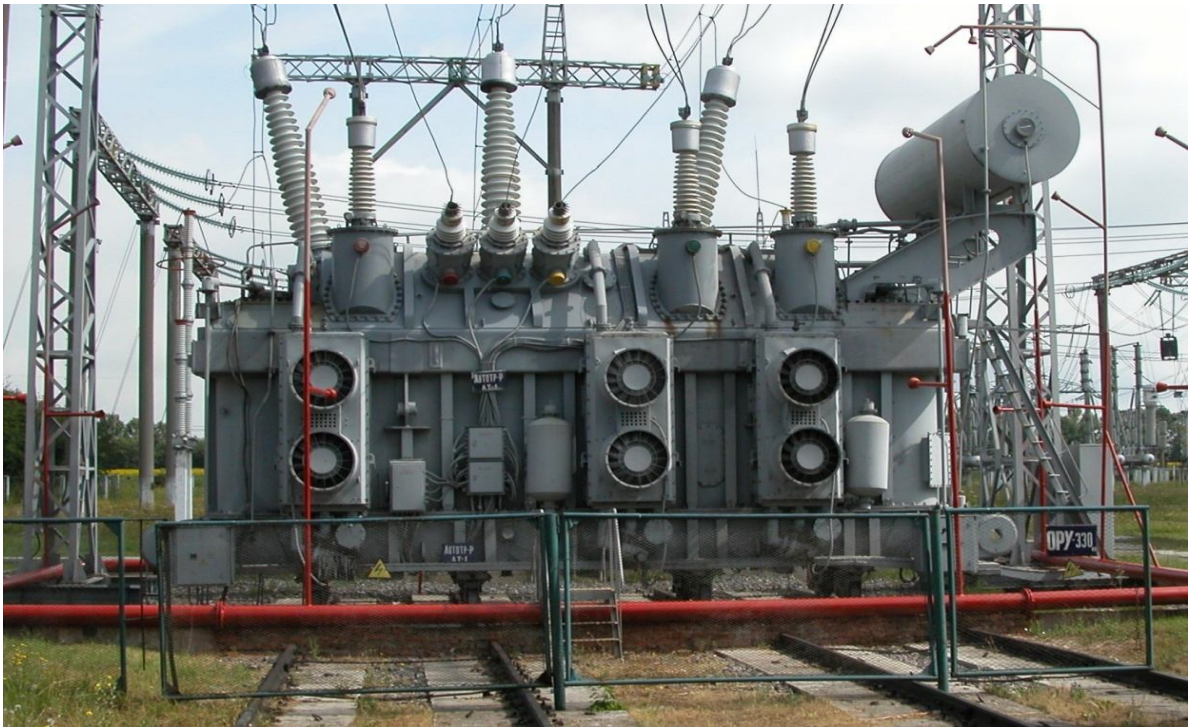


Fig. 1.34. 330/110 kV power autotransformer

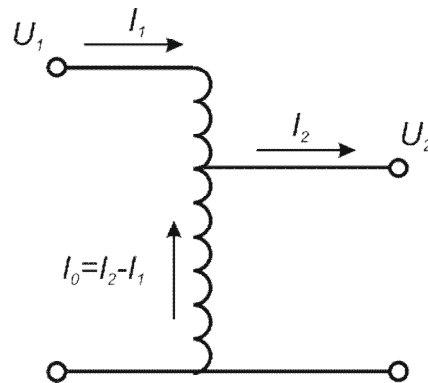


Fig. 1.35. Basic electric circuit of single-phase autotransformer

If we neglect voltage drops on the transformer windings, for convenience it is possible to consider the transformation ratio to equal the relation of high-, and low-voltage, respectively

$$k_T \approx U_B / U_H .$$

Modern designs of power transformers allow changing the number of operating turns of the transformer windings, thus regulating voltage in the electrical network connected to the transformer secondary windings. This regulation can be done automatically by means of control devices without tap changing under load (TCUL), or manually by means of an off-circuit tap-changing device (no-load tap changer, NLTC). One should note that the latter control mode requires disconnecting the transformer from the network and, consequently, it is used only for seasonal voltage regulation.

Для поєднання на паралельну роботу електричних мереж надвисокої номінальної напруги зазвичай використовують силові автотрансформатори (АТ).

Схема заміщення АТ містить поперечну гілку контуру намагнічування та три повздовжні гілки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку.

Додатковою характеристикою АТ є так звана **типова** потужність. Номінальна потужність це та потужність на яку він розрахований по умові нагріву, тобто це гранична потужність, що може бути передана через АТ на стороні високої напруги. Типова потужність характеризує потужність, яка передається електромагнітним шляхом через обмотки, що зв'язані електрично. Це та потужність на яку розрахована послідовна обмотка середньої напруги

$$S_T = \sqrt{3} I_{BH} U_{BH} (1 - U_{CH} / U_{BH}).$$

Розглянемо принципову схему автотрансформатора. По спільній обмотці агрегату проходить струм, який чисельно дорівнює різниці струмів первинної і вторинної обмоток:

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_2 - \dot{I}_1.$$

У разі нехтування кутами повороту векторів струму і напруги первинної та вторинної обмоток, зумовлених втратами активної потужності неробочого ходу і короткого замикання трансформатора, сумарна потужність загальної обмотки (типова потужність) автотрансформатора становить

$$\begin{aligned} S_{ат} &= \sqrt{3} U_2 (I_2 - I_1) = \sqrt{3} U_2 I_2 \left(1 - \frac{I_1}{I_2} \right) = \\ &= S_n \left(1 - \frac{1}{k_T} \right) = S_n k_B. \end{aligned} \quad (1.29)$$

де $k_B = \frac{I_2}{I_1} = \frac{U_{\hat{a}}}{U_{\hat{н}}}$ – коефіцієнт трансформації автотрансформатора, k_B – коефіцієнт вигідності.

З аналізу виразу (1.29) можна зробити висновок про те, що типова потужність автотрансформатора завжди менша від номінальної потужності силового триобмоткового трансформатора того ж класу номінальної напруги і тієї ж номінальної потужності. Це призводить до зниження маси, габаритних розмірів і втрат активної потужності в автотрансформаторі.

Коефіцієнт, який визначає зниження типової потужності автотрансформатора, в технічній літературі називають коефіцієнтом вигідності

Power autotransformers are commonly used for combining electrical networks of ultrahigh rated voltage for parallel operation.

The equivalent circuit of autotransformers contains the transversal branch of a magnetizing loop, and three longitudinal branches of resistance of the windings, Y-connected.

The additional characteristic of autotransformers is so-called “*standard power*”. The rated power is the power for which the transformer is designed to operate under heating conditions; in other words, it is the maximum power which can be transmitted through the high-voltage side of an autotransformer. The standard power is the power which is transmitted electromagnetically through the electrically connected windings. It is the power for which the series winding of medium-voltage is designed.

$$S_T = \sqrt{3}I_{BH}U_{BH}(1 - U_{CH}/U_{BH}).$$

Let us consider the basic circuit of an autotransformer. The current flows along the common winding, being numerically equal to the current difference of primary and secondary windings:

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_2 - \dot{I}_1.$$

In case of neglecting the angles of rotation of current vectors, and voltage of the primary and secondary windings, caused by active power losses of no-load and short-circuit conditions of the transformer, the total power of the common winding (typical power) of the autotransformer is

$$\begin{aligned} S_{at} &= \sqrt{3}U_2(I_2 - I_1) = \sqrt{3}U_2I_2\left(1 - \frac{I_1}{I_2}\right) = \\ &= S_H\left(1 - \frac{1}{k_T}\right) = S_Hk_B. \end{aligned} \tag{1.29}$$

where $k_{\circ} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{U_{\hat{a}}}{U_{\hat{n}\hat{i}}}$ - is the autotransformer transformation ratio, k_B is the cost ratio.

From the analysis of expression (1.29) it is possible to conclude that the standard power of an autotransformer is always lower than the rated power of a three-winding power transformer of the same level of rated voltage, and of the same rated power. It leads to a decrease in weight and size parameters, as well as active power losses in the autotransformer.

In technical literature the ratio which determines the decrease in standard power of an autotransformer is called cost ratio.

$$k_a = 1 - \frac{1}{k_o} . \quad (1.30)$$

Обернена величина $1/k_b$ показує, у скільки разів вигідніше застосування автотрансформатора порівняно із силовим триобмотковим трансформатором такої самої номінальної потужності.

З аналізу виразу (1.30) випливає, що чим ближчі класи номінальної напруги обмоток автотрансформаторів, тим менший коефіцієнт вигідності, а, отже, тим більшим буде зниження типової потужності автотрансформатора (табл. 1.4). Наприклад, за співвідношень номінальних напруг 330/220 кВ, 500/330 кВ, 750/500 кВ коефіцієнти вигідності автотрансформатора становлять близько 0,33, тобто типова потужність автотрансформатора виявляється приблизно в три рази меншою від типової потужності силового триобмоткового трансформатора. Водночас за співвідношення номінальних напруг обмоток автотрансформатора 750/110 кВ коефіцієнт вигідності становить 0,85, тобто типова потужність автотрансформатора знижується лише на 15% порівняно з номінальною потужністю силового триобмоткового трансформатора. Це означає, що зниження масогабаритних характеристик силових автотрансформаторів щодо силових трансформаторів тієї самої потужності буде тим більше, чим ближчі номінальні напруги поєднаних електричних систем.

Таблиця 1.4. Характеристики автотрансформаторів надвисокої напруги

Співвідношення напруг	Коефіцієнт трансформації	Коефіцієнт вигідності
330/110	3,0	0,67
330/150	2,2	0,54
330/220	1,5	0,33
500/110	4,5	0,78
500/220	2,3	0,56
500/330	1,5	0,34
750/110	6,8	0,85
750/220	3,4	0,71
750/330	2,3	0,56
750/500	1,5	0,33

Силові автотрансформатори зазвичай комплектують третьою обмоткою низької напруги, від якою здійснюють живлення власних потреб підстанцій, а також місцевих споживачів. Такі обмотки пов'язані з обмотками високої напруги за допомогою електромагнітного зв'язку. Чинні технічні умови на силові автотрансформатори передбачають виконання агрегатів з номінальною

$$k_a = 1 - \frac{1}{k_o} . \quad (1.30)$$

The reciprocal value $1/k_o$ indicates how more advantageous it is to use the autotransformer rather than three-winding power transformer of the same rated power.

From the analysis of expression (1.30) it follows that the more similar the levels of rated voltage of autotransformer windings are, the lower is the cost ratio, and, thus, the greater is a decrease in the autotransformer standard power (Table 1.4). For example, for the relation of rated voltage 330/2 kV, 500/330 kV, and 750/500 kV the cost ratio of autotransformer is about 0.33; in other words, the standard power of autotransformer is approximately three times lower than the standard power of three-winding power transformer. At the same time, for the relation of rated voltage of autotransformer windings 750/110 kV the cost ratio is 0.85; in other words, the standard power of autotransformer decreases only by 15% in comparison to the rated power of three-winding power transformer. It means that the decrease in weight and size parameters of power autotransformers in contrast to power transformers of the same power will be greater with the more similar values of the rated voltage of combined electric systems.

Table 1.4. Characteristics of autotransformers of ultrahigh voltage

Relation of voltage	Transformation ratio	Cost ratio
330/110	3.0	0.67
330/150	2.2	0.54
330/220	1.5	0.33
500/110	4.5	0.78
500/220	2.3	0.56
500/330	1.5	0.34
750/110	6.8	0.85
750/220	3.4	0.71
750/330	2.3	0.56
770/500	1.5	0.33

Power autotransformers are usually provided with a third low-voltage winding, from which auxiliaries of substations, and also local power consumer are supplied with power. The winding is connected with a high-voltage winding by means of electromagnetic coupling. The valid specifications for power autotransformers suggest designing the devices of the rated

напругою 220 кВ та вище з обмотками низької напруги потужністю 50, 40 або 25% від номінальної потужності автотрансформатора.

Автотрансформатори можуть працювати в автотрансформаторних і комбінованих режимах. При роботі в автотрансформаторному режимі потужність передається із системи ВН у систему СН або навпаки. Третинна обмотка при цьому не навантажена (вона є компенсуючою і служить для замикання струмів третьої гармоніки, запобігаючи їх появу в лініях). При роботі в комбінованому режимі до третинної обмотки автотрансформатора приєднується навантаження на стороні НН.

Потужність обмотки НН також рівна типовій, якщо вона використовується для живлення навантаження. При використанні цієї обмотки в якості компенсуючої її потужність становить 3÷15 % номінальної потужності автотрансформатора, і вона визначається тільки її електродинамічною й термічною стійкістю.

Активні та індуктивні опори обмоток АТ так же, як і трансформаторів, визначають по даним короткого замикання. Але в АТ при КЗ обмотки НН, що розрахована на типову потужність, напруга піднімається до значення струму в цій обмотці, що відповідає типовій потужності, а не номінальній. При КЗ на стороні СН напруга на стороні ВН піднімається до значення при якому струм в послідовній обмотці досягає значення, що визначає номінальну потужність АТ.

Тому в паспортні дані АТ, на відміну від триобмоткових трансформаторів, входять втрати КЗ на пару обмоток, причому значення $\Delta P_{K(в-с)}$ приводиться віднесенням до номінальної потужності, а два других значення $\Delta P_{K(в-н)}$, $\Delta P_{K(с-н)}$ в деяких випадках указується віднесенням до типової потужності. Теж саме відноситься і до напруг короткого замикання. Тому при розрахунку опорів всі значення повинні бути приведеними до номінальної потужності АТ:

$$\Delta P_{K(в-н)} = \Delta P'_{K(в-н)} S_{НОМ}^2 / S_T^2; \quad \Delta P_{K(с-н)} = \Delta P'_{K(с-н)} S_{НОМ}^2 / S_T^2; \quad (1.31)$$

$$u_{K(в-н)} = u'_{K(в-н)} S_{НОМ} / S_T; \quad u_{K(с-н)} = u'_{K(с-н)} S_{НОМ} / S_T$$

Втрати активної потужності короткого замикання обмоток АТ визначаються аналогічно триобмотковому трансформатору.

$$\Delta P_{\hat{e}\hat{a}} = 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-с} + \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-і} - \Delta P_{\hat{e}\hat{c}-і});$$

$$\Delta P_{\hat{e}\hat{c}} = 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-с} + \Delta P_{\hat{e}\hat{c}-і} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-і}) = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-с} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}};$$

$$\Delta P_{\hat{e}\hat{i}} = 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-і} + \Delta P_{\hat{e}\hat{n}-і} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-\hat{n}}) = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-і} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}}.$$

Для моделювання робочих режимів електричних систем силові автотрансформатори моделюють Г-подібними схемами заміщення так само, як і звичайні силові триобмоткові трансформатори. Довідникова інформація про скорочені обмотки автотрансформаторів зазвичай містить дані про зведені до номінальної потужності автотрансформатора параметри дослідів короткого замкнення.

voltage of 220 kV and above with low-voltage windings which are of 50, 40 or 25% power of the autotransformer rated power.

Autotransformers can operate in the autotransformer and combined modes. In the autotransformer mode the power is transmitted from the high-voltage system to the medium-voltage system, or vice versa. Under such conditions the tertiary winding is not loaded (it is a compensating winding and serves for closing third harmonic currents so that to avoid them in the lines). In the combined mode the autotransformer tertiary winding is connected to the load on the low-voltage side.

The power of low-voltage winding is also equal to the standard power if it is used for power supply of the load. When used as a compensating winding, its power is 3÷15 % of the autotransformer rated power, and is determined only by the electrodynamic and thermal stability.

Pure resistance and inductive reactance of autotransformer windings, just like in transformers, are determined by short-circuit conditions. However, if there is a short circuit in autotransformer low-voltage winding, designed for standard power, the voltage in the low-voltage increases to the value of current that matches standard power rather than rated power. If there is a short circuit in the medium-voltage winding, the voltage in the high-voltage winding increases to the value which determined the rated power of autotransformer.

Therefore, in autotransformer nameplate (rating) data, unlike in three-winding transformers, there is short-circuit winding loss, and the value of $\Delta P_{\kappa(\beta-c)}$ is adjusted as being related to the rated power, while two other values, $\Delta P_{\kappa(\beta-H)}$ and $\Delta P_{\kappa(c-H)}$, are sometimes given as being related to the standard power. The same holds for short-circuit voltages. Thus, in calculating the resistance all the values must be adjusted to the rated power of autotransformer:

$$\Delta P_{\kappa(\beta-H)} = \Delta P'_{\kappa(\beta-H)} S_{\text{HOM}}^2 / S_T^2; \quad \Delta P_{\kappa(c-H)} = \Delta P'_{\kappa(c-H)} S_{\text{HOM}}^2 / S_T^2; \quad (1.31)$$

$$u_{\kappa(\beta-H)} = u'_{\kappa(\beta-H)} S_{\text{HOM}} / S_T; \quad u_{\kappa(c-H)} = u'_{\kappa(c-H)} S_{\text{HOM}} / S_T$$

Active power loss of autotransformer short-circuit windings is determined in the manner similar to that in a three-winding transformer.

$$\begin{aligned} \Delta P_{\hat{e},\hat{a}} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e},\hat{a}-c} + \Delta P_{\hat{e},\hat{a}-i} - \Delta P_{\hat{e},c-i}); \\ \Delta P_{\hat{e},c} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e},\hat{a}-c} + \Delta P_{\hat{e},c-i} - \Delta P_{\hat{e},\hat{a}-i}) = \Delta P_{\hat{e},\hat{a}-c} - \Delta P_{\hat{e},\hat{a}}; \\ \Delta P_{\hat{e},i} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e},\hat{a}-i} + \Delta P_{\hat{e},\hat{n}-i} - \Delta P_{\hat{e},\hat{a}-\hat{n}}) = \Delta P_{\hat{e},\hat{a}-i} - \Delta P_{\hat{e},\hat{a}}. \end{aligned}$$

For modelling the electric system operating conditions power autotransformers are modeled as inverted Γ -shaped equivalent circuits, just like ordinary power three-winding transformers. Reference information about split windings of autotransformers usually contains the data on the parameters of short-circuit tests, adjusted to the autotransformer rated power.

До основних **переваг автотрансформаторів** в порівнянні з трансформаторами такої ж потужності можна віднести: менша витрата матеріалів (міді, сталі, ізоляційних матеріалів); менші втрати і більший к.к.д.; легші умови охолодження; менші габарити, що дозволяє робити транспортабельні автотрансформатори більшої прохідної потужності, ніж трансформатори.

Недоліки автотрансформаторів в порівнянні з трансформаторами такої ж потужності: необхідність глухого заземлення нульової точки, що призводить до збільшення струмів КЗ; низькі величини u_k , що також приводить до збільшення струмів КЗ, а отже, до збільшення динамічних дій на обмотки; складніший процес регулювання напруги, велика небезпека атмосферних перенапруг внаслідок електричного зв'язку обмоток.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Які агрегати називають силовими автотрансформаторами?*
- 2. Наведіть принципову схему автотрансформатора.*
- 3. Назвіть переваги та області використання силових автотрансформаторів.*
- 4. Дайте визначення типової потужності автотрансформатора.*
- 5. Дайте визначення та поясніть сутність коефіцієнта вигідності автотрансформатора.*
- 6. Наведіть схему заміщення силового автотрансформатора.*
- 7. Поясніть вигідність застосування силових автотрансформаторів для поєднання на паралельну роботу електричних мереж близьких класів номінальної напруги.*

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 87-90; [3], стор. 232-234; [4], стор. 68-70; [5], стор. 66-72;
[8], стор. 155-157; [9], стор. 108; [10], стор. 49-54; [12], стор. 227-230;
[13], стор. 256-259; [15], стор. 139-140; [16], стор. 147-151;
[17], стор. 143-146.

The main **advantages of autotransformers** over transformers of the same power include lower consumption of materials (copper, steel, insulating materials), lower loss and higher efficiency, more convenient conditions of cooling, smaller size, which allows making transportable autotransformers of higher throughput power than that of transformers.

The **disadvantages of autotransformers** in comparison to transformers of the same power comprise the necessity of solid earth of zero point, which leads to an increase in short-circuit currents, low values of u_{κ} , which also leads to an increase in short-circuit currents and, consequently, to an increase in dynamic impact on the windings, a complicated difficult process of voltage regulation, and a high risk of atmospheric overvoltages because of electric coupling of the windings.

CONTROL QUESTIONS

- 1. What devices are called power autotransformers?*
- 2. Describe the basic circuit of an autotransformer.*
- 3. Name advantages and areas of application of power autotransformers.*
- 4. Give the definition of standard power of an autotransformer.*
- 5. Give the definition and explain the nature of the cost ratio of an autotransformer.*
- 6. Describe the equivalent circuit of a power autotransformer.*
- 7. Explain the advantage of using power autotransformers for combining electrical networks of similar rated voltage levels for parallel operation.*

REFERENCES

[2], p. 87-90; [3], p. 232-234; [4], p. 68-70; [5], p. 66-72; [8], p. 155-157; [9], p. 108; [10], p. 49-54; [12], p. 227-230; [13], p. 256-259; [15], p. 139-140; [16], p. 147-151; [17], p. 143-146.

РОЗДІЛ 2

РЕЖИМИ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПРИ ПЕРЕДАВАННІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ДО СПОЖИВАЧА

Тема 7 ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1 ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

Джерелами електричної енергії в електроенергетичних системах є електричні станції, призначені для перетворення механічної, теплової, ядерної та інших видів енергії в електричну. Первинними джерелами енергії на електричних станціях є енергія органічного палива, ядерна енергія, енергія руху води у річках, морях та океанах, енергія вітру, сонця, тепла енергія землі тощо.

Енергоресурси, які використовують на електричних станціях поділяють на відновлювальні та не відновлювальні. До не відновлювальних енергоресурсів відносять енергію органічного палива (газ, мазут, вугілля), а також ядерне паливо. До відновлювальних енергоносіїв відносять механічну енергію потоків річок, морських хвиль та приливів, теплову енергію внутрішніх шарів Землі, енергію сонячного випромінювання, енергію вітру тощо.

На електричних станціях енергію ресурсів або безпосередньо перетворюють на електричну енергію, або спочатку перетворюють в теплову енергію перегрітого пару, а потім – в електричну енергію. Відповідно до типу енергоносія та способу його перетворення на електричну енергію електричні станції поділяють на теплові, атомні, гідравлічні, вітрові, сонячні та інші.

В ОЕС України на 2012 рік експлуатується 14 – ТЕС, 7 – ГЕС, 3 – ГАЕС, 4 – АЕС та 97 – ТЕЦ установленою потужністю 53,31 тисяч МВт.

На ***теплових електричних станціях*** (ТЕС) теплову та електричну енергію виробляють шляхом спалення органічних видів палива. Відповідно до типу первинних двигунів теплові електричні станції поділяють на паротурбінні, газотурбінні, парогазові та дизельні електричні станції.

На ***паротурбінних станціях*** енергію спалювання органічного палива перетворюють у теплову енергію перегрітого пару, яку у парогенераторів перетворюють на електричну енергію. Такі станції, у свою чергу, поділяють на ***конденсаційні*** (КЕС) та ***теплофікаційні*** (ТЕЦ) електричні станції. На рис. 2.1 наведено узагальнену схему теплової конденсаційної станції.

Особливість теплофікаційних електричних станцій полягає у тому, що вони, окрім електричної енергії, виробляють теплову енергію у вигляді гарячої води та пару для забезпечення потреб промислових підприємств та комунально-побутового сектору. На рис. 2.2 наведено принципову схему роботи ТЕЦ опалювального типу.

PART 2

OPERATION MODES OF OPEN ELECTRICAL POWER NETWORKS IN THE TRANSMISSION OF ELECTRIC ENERGY

Chapter 7 SOURCES OF ELECTRIC ENERGY

2.1 POWER PLANTS

Electric energy sources in electrical power systems are power plants, designed for transformation of mechanical, thermal, nuclear and other types of energy into electric power. Energy of fossil fuels, nuclear energy, energy of water flow in rivers, seas and oceans, wind power, solar power, geothermal energy, and so on are the primary energy sources of power plants.

The energy resources used at power plants are divided into renewable and non-renewable. Non-renewable energy sources include fossil fuels (gas, fuel oil, coal), and nuclear fuel. Renewable energy sources refer to mechanical energy of river streams, sea waves and tides, thermal energy of internal layers of the Earth, energy of solar radiation, wind power and so on.

At power plants energy resources are either directly transformed into electric energy, or first transformed into superheated steam thermal energy and only then into electric energy. Depending on the type of the energy resources and the method of energy transformation used all power plants are divided into thermal, nuclear, hydroelectric, wind-driven, solar and other kinds of power plants.

In 2012 in the Integrated Power System (IPS) of Ukraine there were 14 thermal power plants, 7 hydroelectric power plants, 3 hydroelectric pumped storage power plants, 4 nuclear power plants, and 97 cogeneration plants in operation, having the installed capacity of 53.31 thousand MW.

At *thermal power plants* thermal and electric energy is produced by burning fossil fuels. Depending upon the type of prime movers thermal power plants are divided into steam-turbine, gas-turbine, steam-gas, and diesel-engine power plants.

At *steam-turbine power plants* the energy of burnt fossil fuels is transformed into thermal energy of superheated steam, which is converted into electric energy in steam generators. These power plants are further divided into condensing power plants and combined heat and power (CH&P) plants. Fig. 2.1 presents a general design of a condensing power plant.

A specific feature of CH&P plants is that in addition to electric energy they generate heat energy in the form of hot water and steam in order to meet the requirements of industrial enterprises and public utilities. Fig. 2.2 presents the basic diagram of operation of a CHP plant used for heating.

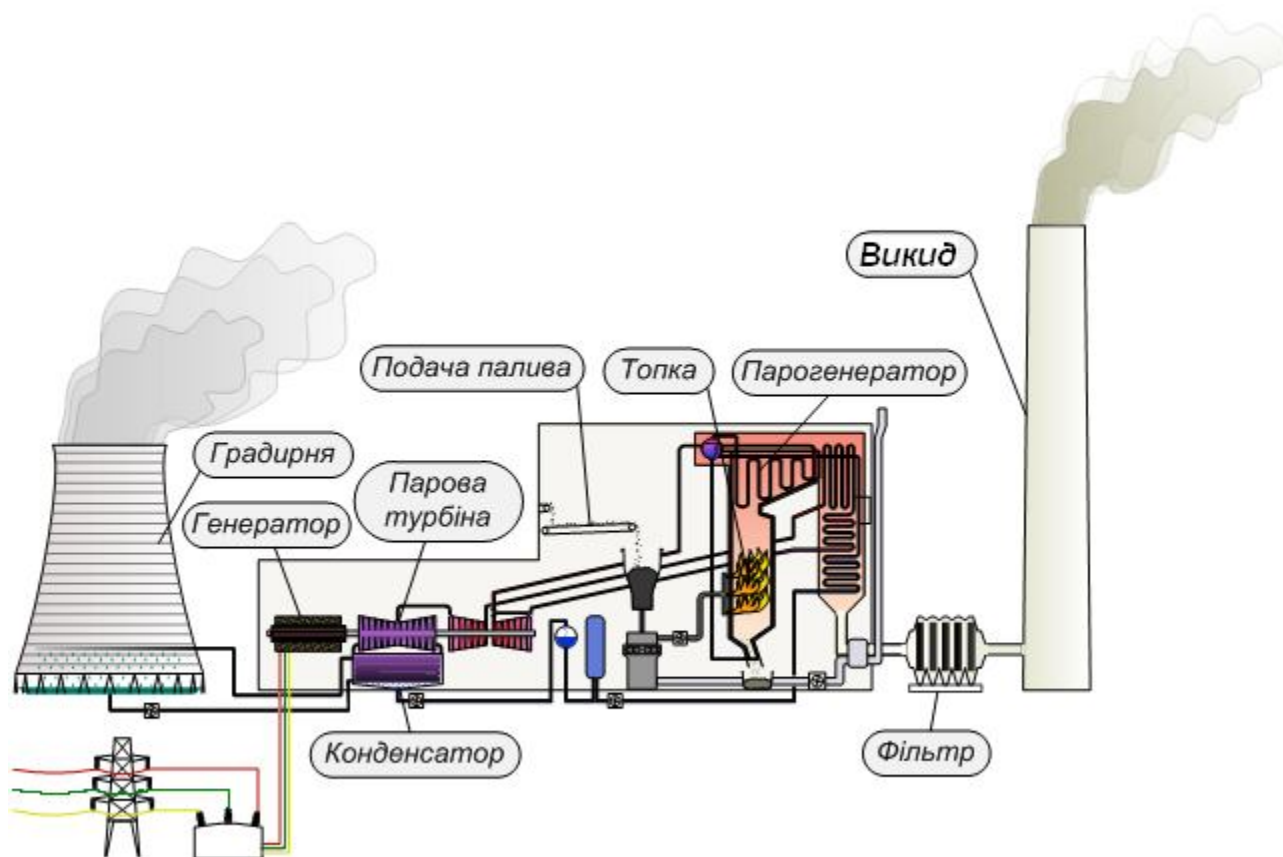


Рис. 2.1.Схема теплової конденсаційної станції

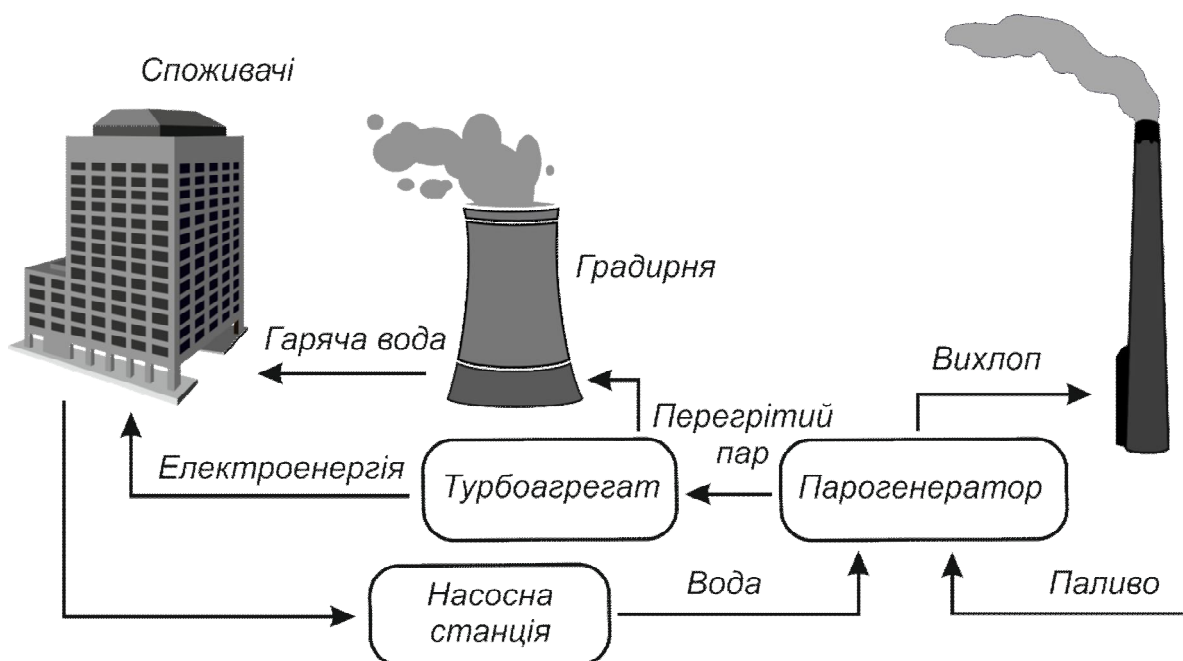


Рис. 2.2. Принципова схема роботи ТЕЦ опалювального типу

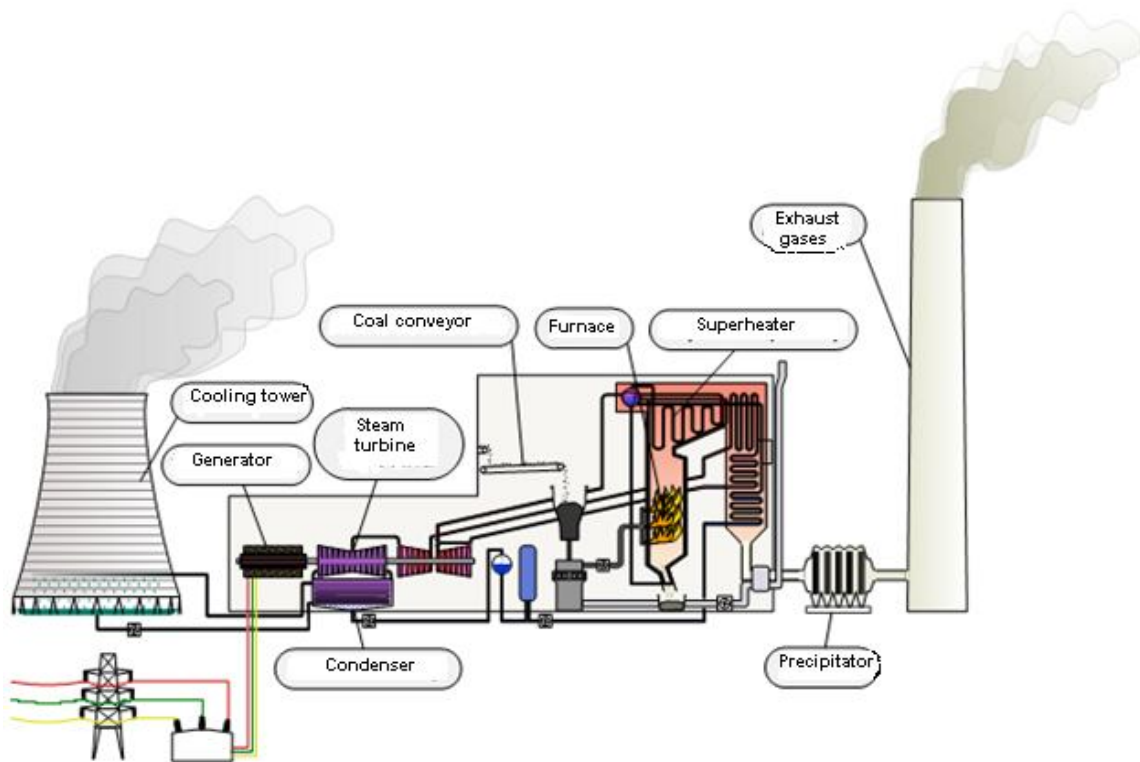


Fig. 2.1. Condensing power plant design

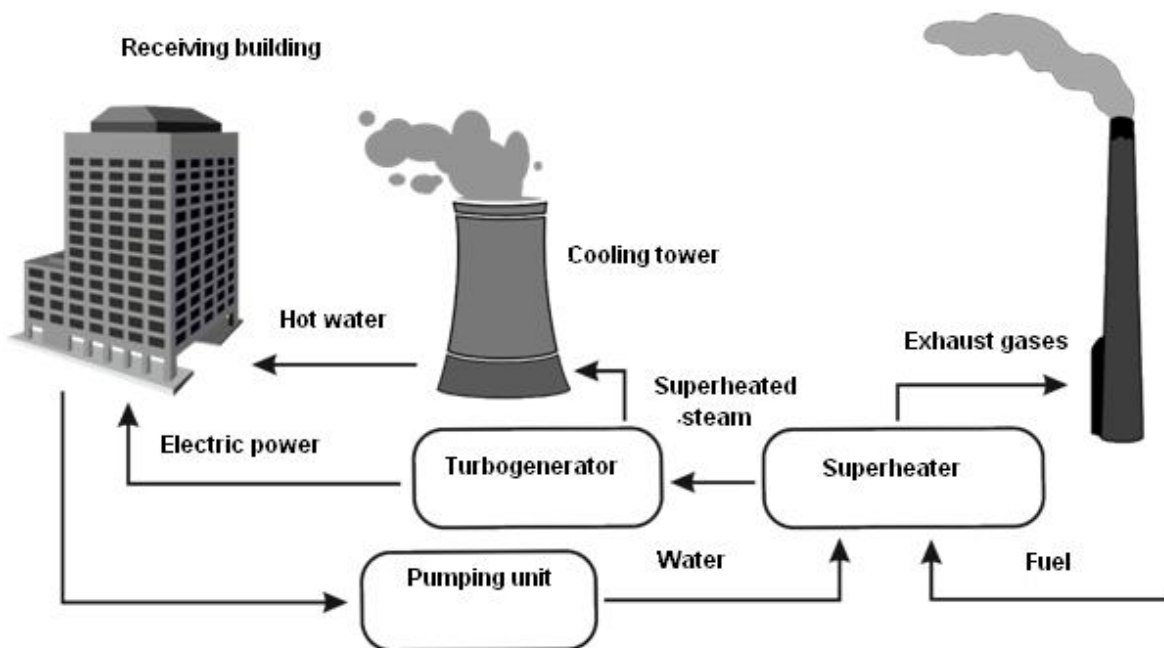


Fig. 2.2. Basic diagram of operation of CH&P plant used for heating

Для забезпечення економічності конденсаційних та теплофікаційних електричних станцій та зниження собівартості електричної енергії такі електростанції виконують з агрегатами великої потужності. Так, потужності конденсаційних електростанцій складають 1000 МВт та більше.

Додаткове використання теплової енергії теплофікаційних електричних станцій дозволяє підвищити їх к. к. д. до 60÷65% проти 40% у конденсаційних електростанцій. Слід також зважати на те, що ТЕЦ зазвичай працюють за вимушеним графіком, який визначається вимогами теплових споживачів.

До класу паротурбінних теплових станцій можна віднести також **атомні електричні станції** (АЕС). Енергоносіями на таких станціях є радіоактивні ізомери, розщеплення ядер яких супроводжується виділенням великої кількості тепла. Далі ця енергія перетворюється в теплову енергію перегрітого пару і, наприкінці – в електричну енергію. Для забезпечення високої радіаційної надійності на АЕС використовують багатоконтурне (дво-, інколи – три контурне) перетворення енергії перегрітого пару. На рис. 2.3 наведено принципову схему роботи атомної електростанції із двоконтурним реактором.

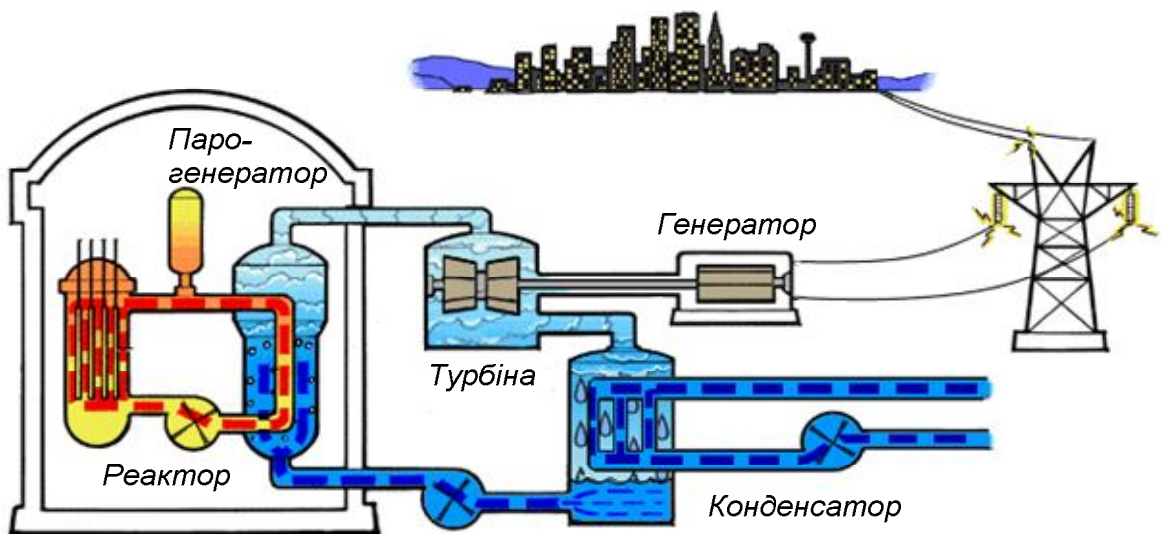


Рис. 2.3. Принципова схема роботи АЕС

To ensure economic efficiency of condensing and heating power plants, and to decrease the cost price of electric energy these power plants are equipped with high-power facilities. For example, the power capacity of condensing power plants reaches 1,000 MW and more.

Additional application of thermal energy from heating plants allows raising the efficiency to 60÷65%, as compared to 40% in condensing power plants. One should also point out that cogeneration power plants are usually operated in forced mode, determined by demands of heat loads.

Nuclear power plants can also be referred to as a kind of steam-turbine power plants. The nuclear fuel is radioactive isotopes whose nuclei are split to produce a considerable quantity of heat. Next, this energy is turned into thermal energy of superheated steam, and finally into electric energy. To provide high radiation protection at nuclear power plants a multiple-loop (two-, sometimes three-loop) transformation of energy of superheated steam is used. In Fig. 2.3 you can see a basic diagram of operation of a nuclear power plant with two-loop reactor.

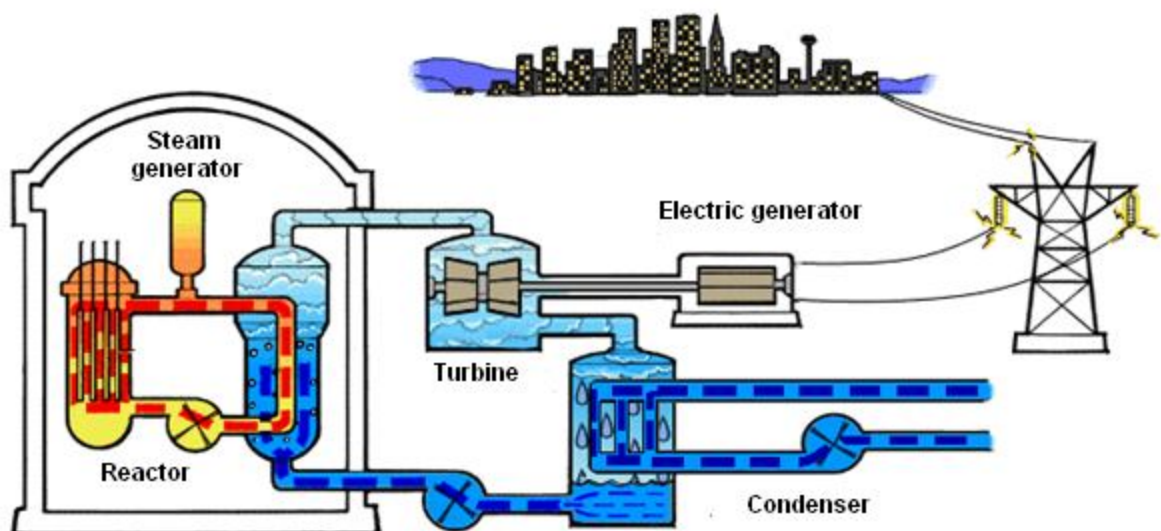


Fig. 2.3. Basic diagram of operation of nuclear power plant

Газотурбінною (ГТС) називають електричну станцію, в якій органічне паливо (газ) спалюють безпосередньо в турбіні генератора. Така технологія виключає необхідність проміжного перетворення енергії палива в теплову енергію пару. ГТС характеризуються високою маневреністю та відносно малою потужністю агрегатів. Разом з тим ГТС характеризуються відносно високим споживання палива та шумовим забрудненням середовища.

Парогазові електричні станції (ПГС) суміщають у своїй конструкції технології паротурбінних та газотурбінних агрегатів, що дозволяє суттєво підвищити к. к. д. таких станцій.

Дизельні електричні станції використовують рідке паливо, яке спалюють у дизельних двигунах, які обертають ротори генераторів. Такі станції характеризуються малою потужністю, їх застосовують для живлення автономних споживачів, а також для організації резервного живлення споживачів особливо важливої категорії.

Принцип роботи **гідралічних електричних станцій** (ГЕС) оснований на перетворенні механічної енергії руху води річок в електричну енергію. Напір води на турбінах ГЕС створюється за допомогою гребель або деривації. На рис.2.4 наведено типову схему ГЕС.

Гідралічні електричні станції характеризуються такими технічними особливостями:

- використанням відновлюваних природних ресурсів енергії водотоку річок;
- високим к. к. д., який перевищує 90%;
- великою маневреністю, яка обмежена лише запобіганням гідралічного удару по лопатках гідротурбіни;
- низькою собівартістю електроенергії.

На **гідроакумуючих електричних станціях** (ГАЕС) встановлюють двонаправлені силові агрегати. Така станція може працювати у двох режимах – генераторному та насосному. В режимі генерації енергія потоку води з верхнього басейну у нижній перетворюється в електричну енергію так само, як і на звичайній ГЕС. В насосному режимі вода з нижнього басейну перекачується у верхній для створення запасу потенціальної енергії води.

The **gas-turbine power plant** is a power plant in which fossil fuel (gas) is burnt directly in the generator turbine. This technology requires an intermediate transformation of energy of fuel into steam thermal energy. Gas-turbine power plants are characterised by high manoeuvrability and relatively low power capacity of the facilities. At the same time, gas-turbine power plants are characterised by rather high consumption of fuel and noise pollution of the environment.

The design of **steam-gas power plants** combines the steam-turbine and gas-turbine technology, which allows raising the efficiency greatly.

Diesel-engine power plants use oil fuel which is burnt in diesel engines, turning the generator rotors. These power plants are characterised by low power, and are used to provide power supply for independent consumers, and standby power supply for electric loads of extremely important category.

The principle of operation of **hydroelectric power plant** is based on the transformation of mechanical energy of river water flow into electric energy. The water pressure in the power plant turbines is created due to dams, or diversion canals. In Fig. 2.4 you can see a typical design of hydroelectric power plant.

Hydroelectric power plants are characterised by the following special technical characteristics:

- the use of renewable energy potential of river waterway;
- high efficiency exceeding 90%;
- high manoeuvrability, which is restricted only by prevention of hydraulic impact on the water turbine blades;
- low cost price of the electric power.

At **hydroelectric pumped storage power plants** bidirectional power units are installed. These power plants can be operated in two modes – generator mode, and normal pump operation mode. In the generator mode the energy of water stream flowing from the upper reservoir to the lower one is turned into electric energy in the same way as at an ordinary hydroelectric power plant. In the normal pump operation mode the water from the lower reservoir is pumped into the upper one so that to create the storage of potential energy of water.

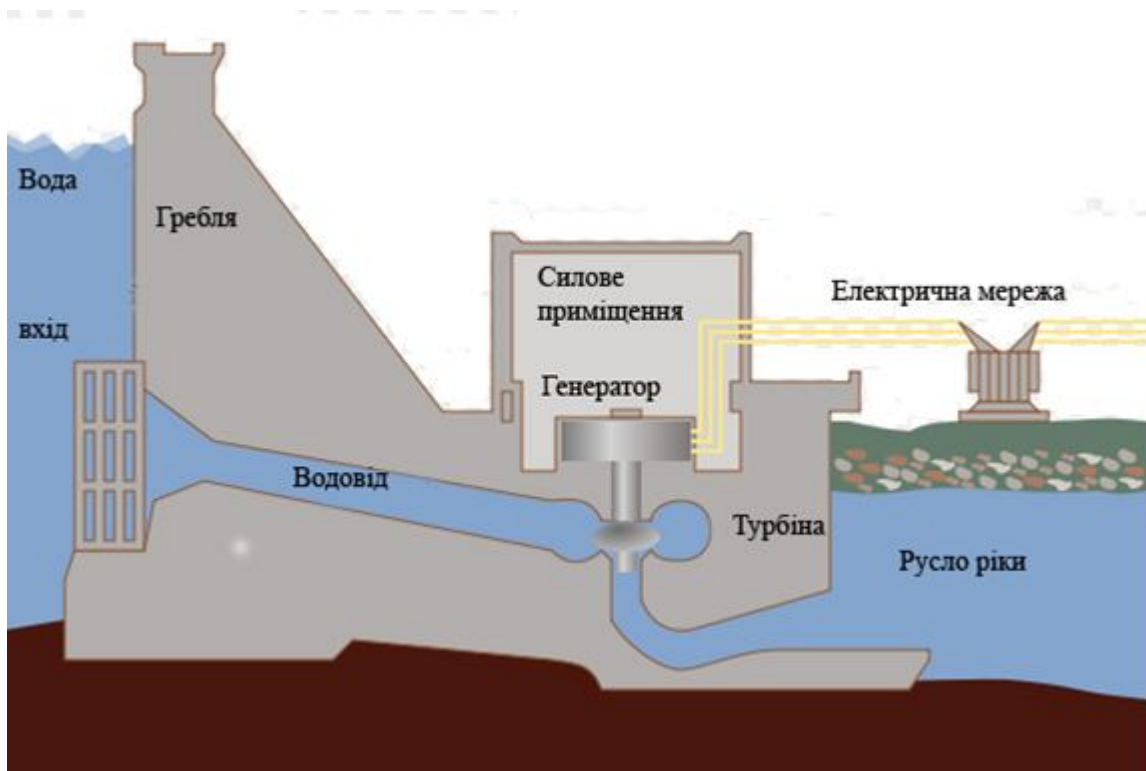


Рис. 2.4. Поперечний розріз греблі ГЕС

Використання ГАЕС дозволяє ефективно регулювати режими роботи енергосистем та енергооб'єднань. В режимах малих навантажень (зазвичай, у нічний період) надлишкова електрична енергія споживається насосами ГАЕС та перетворюється у потенціальну енергію води верхнього басейну. Далі, у період максимальних навантажень, енергія води верхнього басейну перетворюється в електричну енергію та передається в електричну систему.

За аналогічним принципом працюють **повітряно-акумулюючі газотурбінні електричні станції** (ПАГТУ). На рис.2.5 показано загальний вигляд такої електростанції. Такі станції в насосному режимі закачують повітря у резервуари з надлишковим тиском. В генераторному режимі стиснуте повітря додається до природного газу, який спалюють в ГТУ. Додавання стиснутого повітря дозволяє знизити витрати палива, підвищити потужність та к. к. д. такої станції.

Теплові, атомні та гідравлічні електричні станції відносять до класу **традиційних**. На сьогодні більша частка електричної енергії вироблюється на традиційних електричних станціях. Інші способи виробництва електроенергії відносять до **нетрадиційних**, або **альтернативних**. Основними серед них є вітрові, сонячні, геотермальні, приливні, хвильові та інші електростанції.

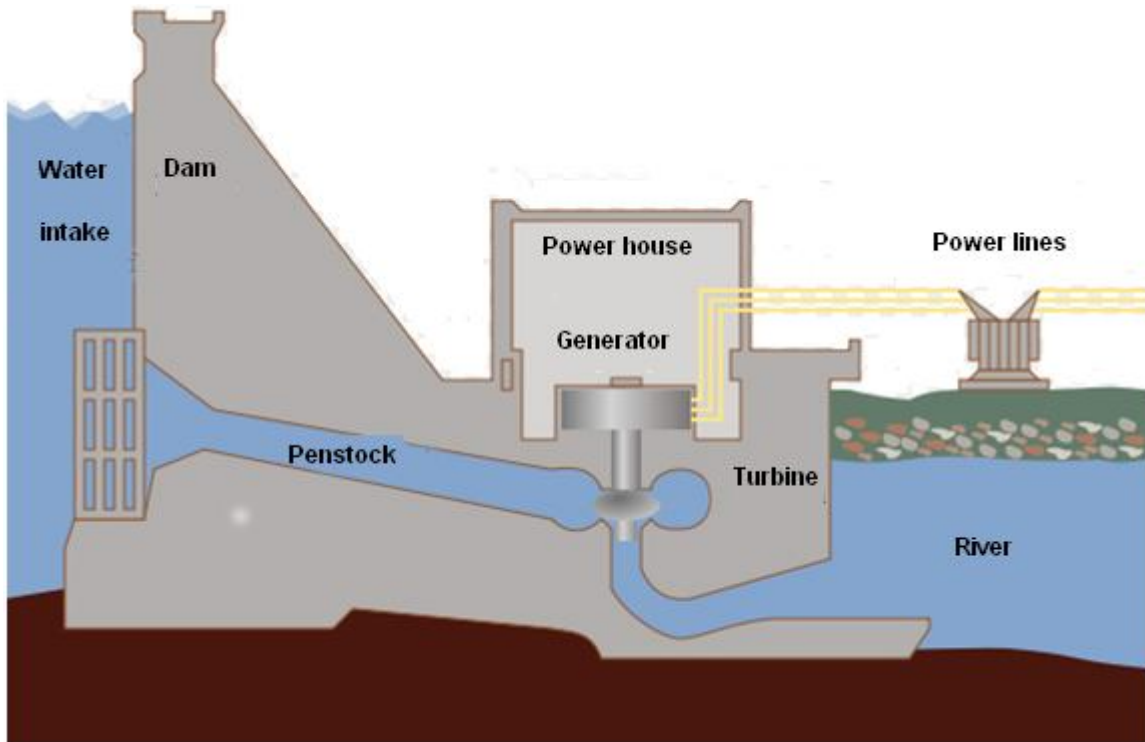


Fig. 2.4. The cross-section of a hydroelectric power plant dam

Using hydroelectric pumped storage power plants allows regulating effectively the operation modes of electric power systems, and power associations. In off-peak periods (usually at night) the excess electric energy is used by pumps of the hydroelectric pumped storage power plant and is turned into potential energy of water in the upper reservoir. Later, during hours of on-peak demand the energy of water in the upper reservoir is turned into electric energy and is transmitted to the electric power system.

In the same manner *air-storage power plants* are operated. In Fig. 2.5 a general view of such a power plant is given. In the normal pump operation mode these power plants pump the air into excessive pressure storage tanks. In the generator mode the compressed air is added to natural gas, which is burnt in the gas-turbine power plant. Adding the compressed air allows decreasing fuel consumption and raising the efficiency of the power plant.

Thermal, nuclear, and hydraulic power plants belong to the *conventional (traditional)* types of power plants. Today, most electric power is generated at conventional (traditional) power plants. Other methods of generating electric power are called *nonconventional*, or *alternative*. These are wind-driven, solar, geothermal, tidal, wave and other power plants.

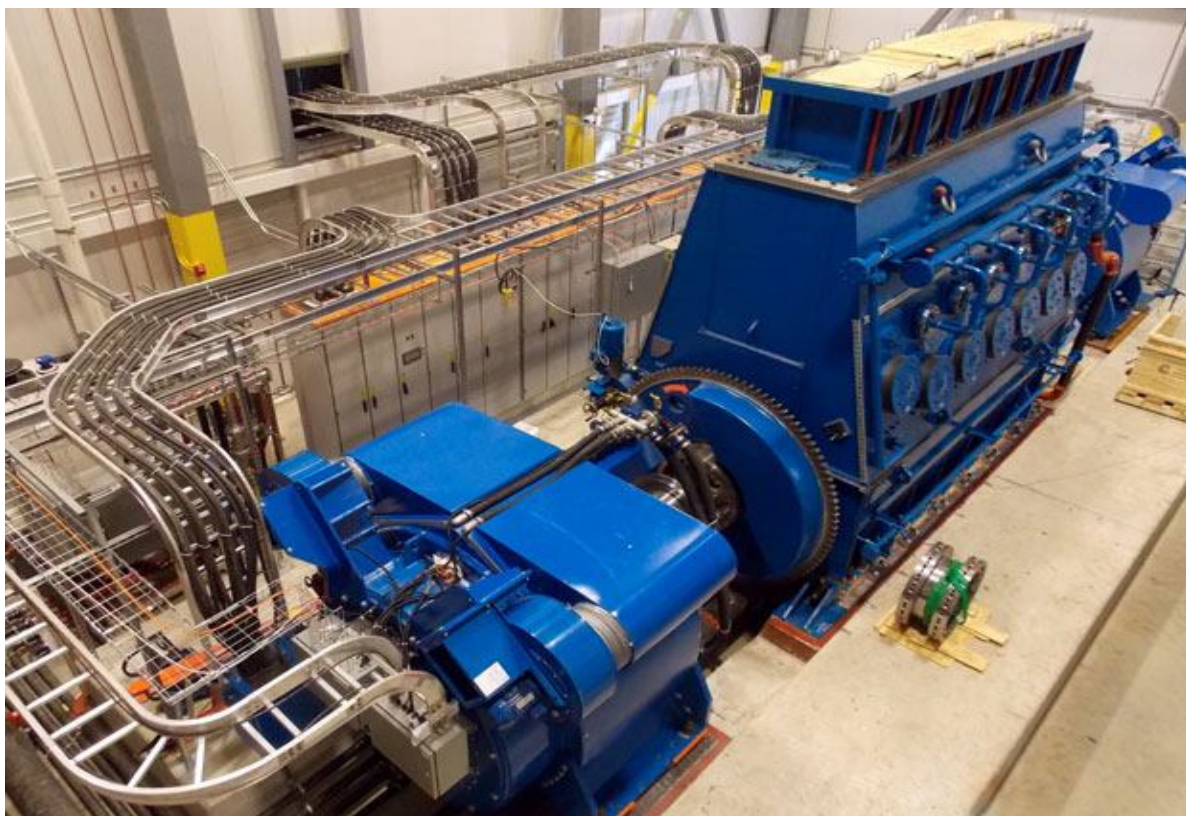


Рис. 2.5. Загальний вигляд повітряно-акумуляуючої електростанції

На *вітрових електричних станціях* (ВЕС) на електричну енергію перетворюють кінетичну енергію вітру. На рис.2.6 показані сучасні вітрові електростанції, що розміщені в морі (рис.2.6а) та в повітрі (рис.2.6б).

Сонячні електричні станції (СЕС) перетворюють на теплову енергію сонячного випромінювання, направленою за допомогою системи дзеркал на парогенератор. Далі, у паровій торбині теплова енергія перетворюється на електричну. На рис. 2.7 показана сучасна сонячна електростанція.

Останнім часом широкого поширення набули сонячні електричні станції із безпосереднім перетворенням енергії сонячного випромінювання на електричну енергію за допомогою фотоелементів.

Геотермальні електростанції для виробництва електричної енергії використовують теплову енергію внутрішніх шарів Землі. На рис. 2.8 показана геотермальна електростанція та схема геотермального теплопостачання з використанням агресивних геотермальних вод.

На *приливних електростанціях* на електрику перетворюються енергія приливів морів та океанів. Для виробництва електричної енергії використовують також енергію морських течій та коливань на *приливних та хвильових електричних станціях* (рис.2.9).

Останнім часом широкого поширення отримали *теплові електричні станції на біопаливі*. На таких станціях спалюють біогаз, який виробляють з органічних відходів.

На рис. 2.10 наведена діаграма співвідношення встановлених потужностей електричних станцій різних типів в ОЕС України та обсягів виробництва ними електричної енергії на Україні.

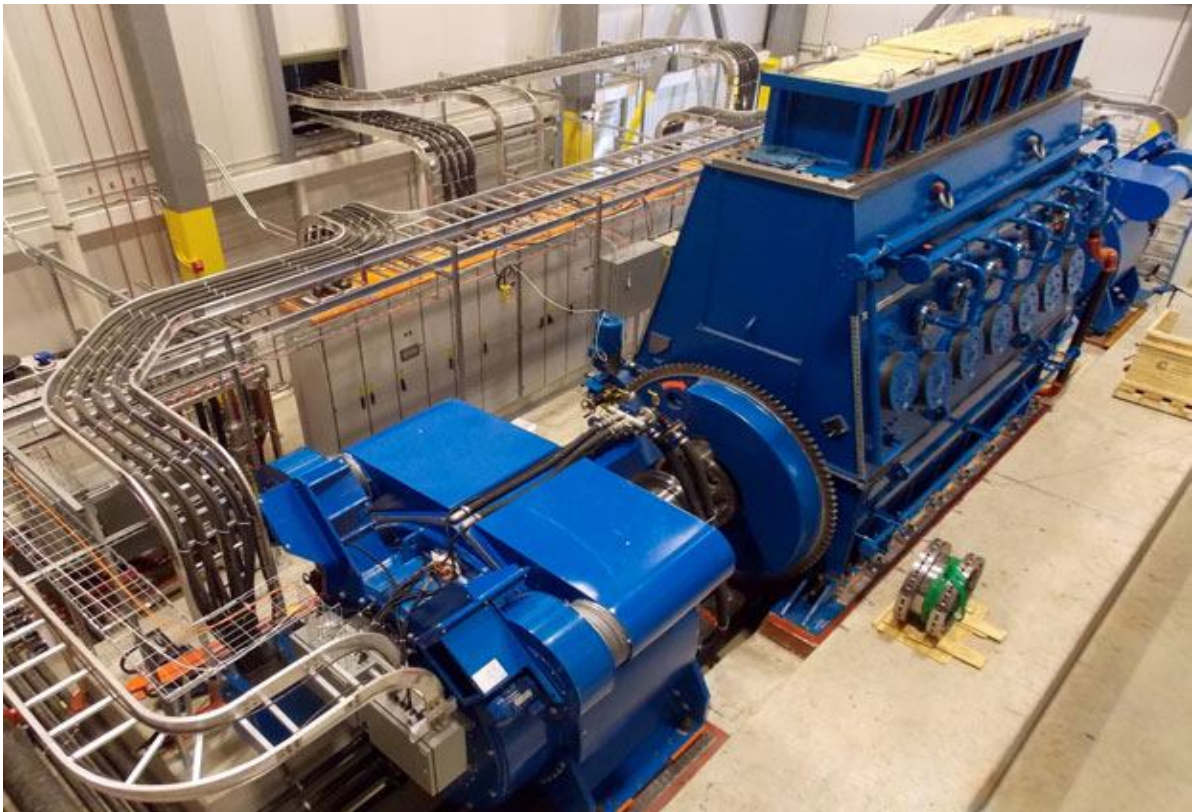


Fig. 2.5. General view of air-storare power plant

At **wind-driven power plants** the kinetic energy of wind is transformed into electric power. In Fig. 2.6 the modern wind-driven power plants installed in the sea (Fig. 2.6a) and in the air (Fig. 2.6b) are shown.

Solar power plants transform solar radiation, directed by a system of mirrors onto the steam generator, into thermal energy. Further, in the steam turbine the thermal energy is turned into electric power. In Fig. 2.7 the modern solar power plant is shown.

Solar power plants with the direct transformation of energy of solar radiation into electric power by photo cells have recently found wide application.

Geothermal power plants use the thermal energy of internal layers of the Earth to generate electric power. In Fig. 2.8 the geothermal power plant and the diagram of geothermal heat supply using aggressive geothermal water is shown.

At **tidal power plants** the energy of high tides of the seas and oceans is turned into electric power. Also, the energy of sea flows and sea level variation are used at **tidal** and **wave power plants** for generating electric power (Fig. 2.9).

Recently **biofuel thermal power plants** have found wide application. At these power plants biogas produced from organic waste is burnt.

In Fig. 2.10 you can see the diagram illustrating the relation of installed capacity of power plants of various types in the Integrated Power System of Ukraine and the output of the electric power they generate.



а)



б)

Рис. 2.6. Вітрові електричні станції: а) морські; б) повітряні



a)



b)

Fig. 2.6. Wind-driven power plants: a) offshore; b) airborne



а)

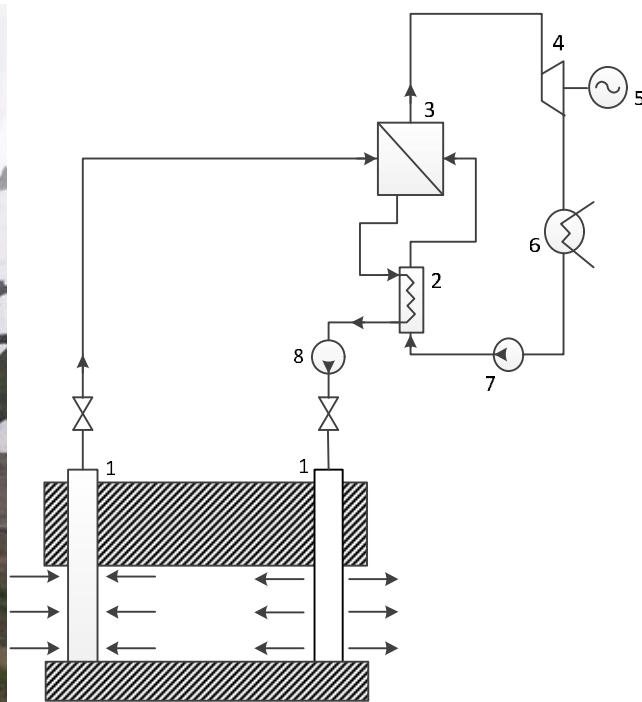


б)

Рис. 2.7. Сонячна електрична станція: а) безпосереднього перетворення; б) теплофікаційна



а

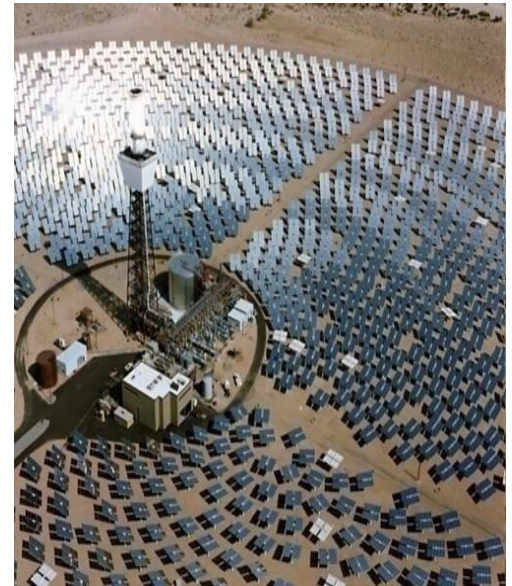


б

Рис.2.8. Геотермальна електростанція (а) та принципова схема (б) двоконтурної геотЕС: 1 – свердловина; 2 – теплообмінник; 3– парогенератор; 4 – турбіна; 5 – електрогенератор; 6 – конденсатор з повітряним охолодженням; 7 – конденсатна живильна помпа; 8 – нагнітальна помпа ся територією станції



a)

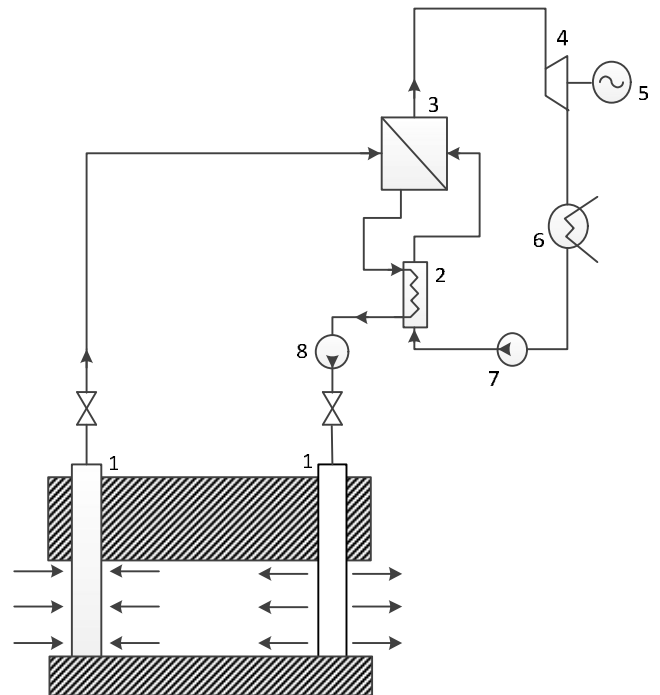


b)

Fig. 2.7. Solar power plant: a) direct solar power conversion: direct transformation of solar radiation into electric power; b) concentrated solar power: transformation of solar radiation into heat before converting it into electric power

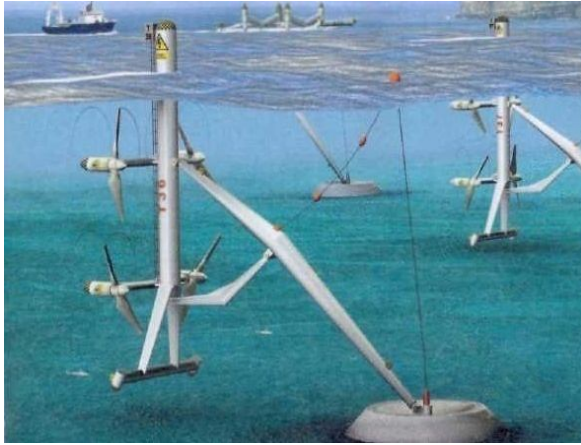


a



b

Fig. 2.8. Geothermal power plant (a) and basic diagram (b) of two-loop geothermal thermal power plant: 1 – borehole; 2 – heat exchanger; 3 – steam generator; 4 – turbine; 5 – electric generator; 6 – condenser with air cooling; 7 – condenser-feeding pump; 8 – force pump



а)

б)

Рис. 2.9. Електростанції: а) приливна; б) хвильова

З діаграми на рис. 2.10 видно, що більша частка електричної енергії генерується на теплових, атомних та гідралічних електричних станціях, які відносять до класу традиційних джерел електричної енергії. Використання традиційних електричних станцій пов'язане із рядом негативних факторів.

Так, ТЕС споживають запаси органічного палива, які є обмеженими та в досяжному майбутньому будуть повністю виснажені. Спалення органічного палива на ТЕС супроводжується споживанням кисню та викидами шкідливих речовин, зокрема оксидів сірки та азоту, та теплової енергії в атмосферу. Також тут потрібно вирішувати проблему з утилізації золи, шлаків та інших відходів енергетичного виробництва.

АЕС використовують ядерне паливо, запаси якого у природі більші, ніж органічного, проте все одно є обмеженими. Разом з тим атомна енергетика пов'язана із ризиками радіаційного забруднення внаслідок можливих техногенних катастроф, на кшталт аварій на Чорнобильській АЕС у 1986 р. та на АЕС Фукусіма-1 у 2011 р. Також суттєвою є проблема заховань відпрацьованого ядерного палива та інших радіоактивних відходів.

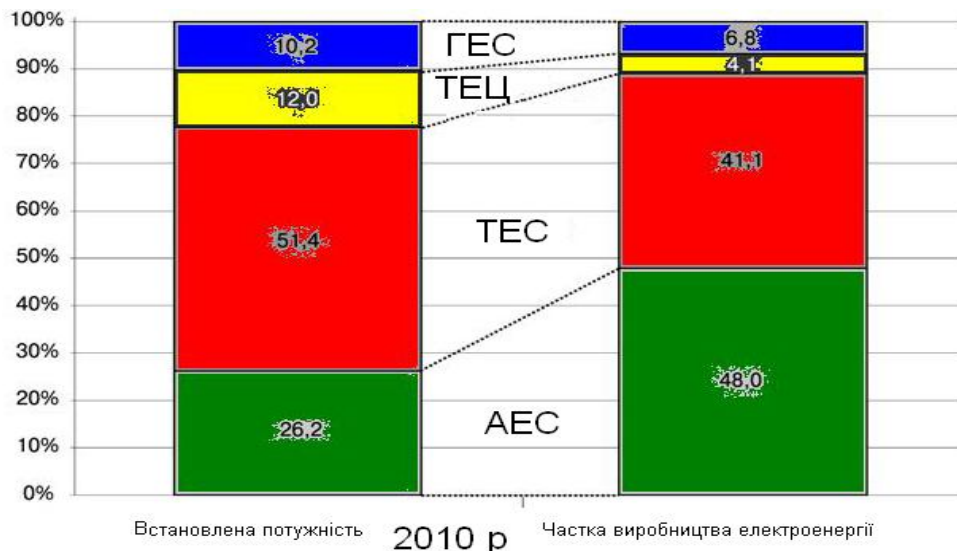
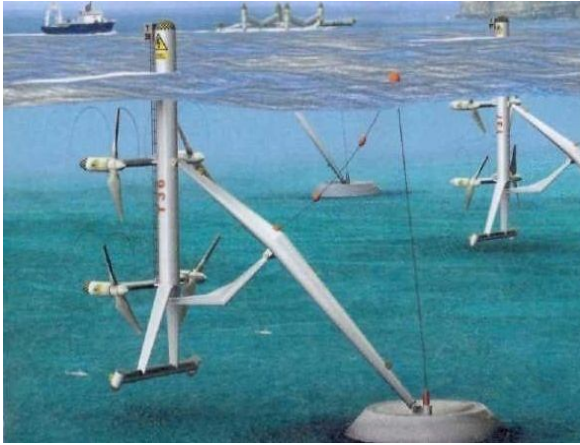


Рис. 2.10. Встановлені потужності електростанцій України



a)

b)

Fig. 2.9. a) Tidal power plant; b) Wave power plant

From the diagram in Fig. 2.10 you can see that most electric power is generated at thermal, nuclear, and hydraulic power plants, which are among conventional (traditional) sources of electric energy. Using conventional (traditional) power plants is associated with a number of negative effects.

For example, thermal power plants consume the resources of fossil fuels, which are limited and will be completely depleted in the foreseeable future. Burning fossil fuels at thermal power plants is accompanied by oxygen consumption, and emissions of harmful substances, in particular oxides of sulphur and nitrogen, as well as emissions of thermal energy into the atmosphere. Also, it is necessary to solve the problem of disposal of ashes, slags and other wastes of power generation.

Nuclear power plants use nuclear fuel, the resources of which are in more amounts in nature than that of fossil fuels, but they are still limited. Moreover, nuclear engineering is associated with the risk of radiation pollution resulted from possible anthropogenic disasters, like the accident at Chernobyl nuclear power plant in 1986 and at Fukushima-1 nuclear power plant in 2011. Also, there is a serious problem of disposal of spent nuclear fuel and other nuclear waste.

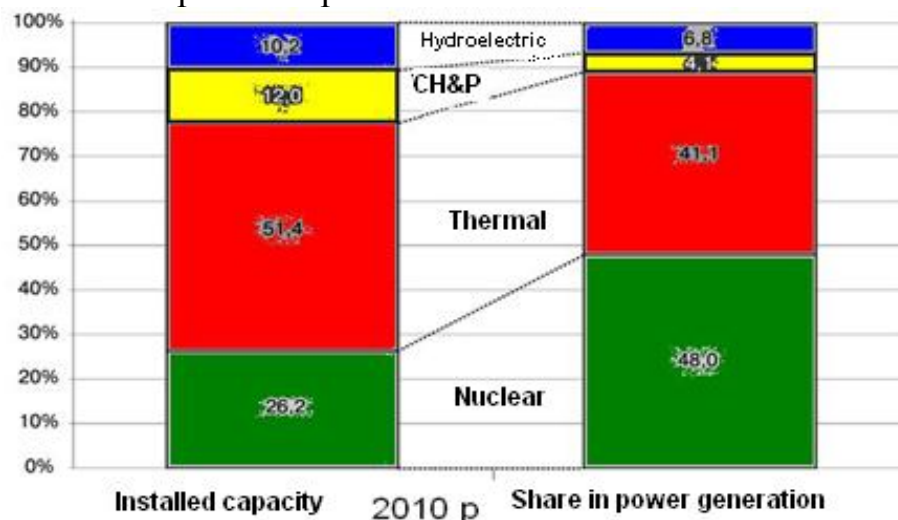


Fig. 2.10. Installed capacity of power plants of Ukraine

ГЕС певною мірою є екологічно чистими, оскільки не споживають природні запаси, їх робота не пов'язана із шкідливими викидами. Разом з тим, створення штучних водосховищ пов'язане зі змінами клімату в районі спорудження ГЕС та суттєвими впливами на екосистеми у великих регіонах. Крім того, незважаючи на велику надійність будівель гребель ГЕС завжди залишаються ризики щодо техногенних аварій із катастрофічними наслідками.

Нетрадиційні (альтернативні) джерела електричної енергії представлені вітроенергетикою та сонячними електростанціями, займають вкрай малу долю у загальній структурі електроенергетичного виробництва. На сьогодні розвиток альтернативної енергетики є пріоритетним напрямом в Україні та світі через обмеження та виснаження традиційних енергоресурсів, а також вкрай негативний вплив на оточуюче середовище теплових, атомних та гідроелектростанцій.

Разом з тим не можна говорити про абсолютну екологічну безпеку нетрадиційних електростанцій. Так, наприклад, робота вітроелектростанцій пов'язана із низькочастотним шумовим забрудненням, яке негативно впливає на здоров'я людини, вимушує птахів уникати райони спорудження ВЕС тощо.

Слід також зважати на те, що робочі потужності вітрових, сонячних та інших нетрадиційних електростанцій визначається метеорологічними умовами, зокрема швидкістю вітру, сонячною активністю, приливами морів та океанів, активністю морських хвиль тощо. Це свідчить про неможливість на сьогодні суттєвого заміщення електростанцій на традиційних енергоресурсах альтернативними. Область застосування таких електростанцій полягає у забезпеченні живлення окремих побутових споживачів та невеликих господарств. За умови недостатності електричної енергії, за несприятливих метеорологічних умов, дефіцит покривається за рахунок зовнішньої енергосистеми. Навпаки, за сприятливої погоди, надлишки електроенергії поступають в енергосистему.

Серед перспективних способів виробництва електричної енергії слід виділити дослідження в області створення термоядерного реактору. Такі дослідження проводяться ще з середини минулого століття. На сьогодні активні дослідження проводяться у США, Росії, Євросоюзі та Китаї. Найбільш перспективний проект ITER(міжнародний термоядерний реактор) поєднав зусилля фахівців з Євросоюзу, США, Росії, Японії, Китаю, Індії та Кореї. В 2007 р. розпочато будівництво термоядерного реактору в провінції Прованс (Франція). Очікується, що до 2040 р. буде збудовано першу термоядерну електричну станцію.

Принцип роботи електричних станцій з термоядерними реакторами полягає у синтезі важких ізотопів водню із виділенням гелію та великої кількості теплової енергії. Важливою перевагою електричних станцій з термоядерними реакторами є їх екологічна безпека. Результатом роботи термоядерних реакторів є екологічно безпечні водень та гелій. Разом з тим основні проблеми тут пов'язані із реалізацією керованої термоядерної реакції.

Hydroelectric power plants are rather non-polluting as they do not consume natural resources, and their operation is not associated with harmful emissions. However, the creation of artificial reservoirs may lead to climate changes around the construction site of the power plant, and greatly affect the ecosystem in the large areas. Besides, despite the high reliability of the hydroelectric power plant dams there are always risks of anthropogenic accidents with catastrophic consequences.

Nonconventional (alternative) sources of electric energy, represented by wind-driven and solar power plants, occupy the smallest share in the general structure of power generation. Today, the development of alternative power engineering is the priority goal in Ukraine and in the world around because of limited amounts and depletion of conventional energy resources, and extremely negative impact on the environment exerted by thermal, nuclear, and hydroelectric power plants.

Yet, it is impossible to declare an absolute environmental safety of non-conventional power plants. For example, the operation of wind-driven power plants cause low-frequency noise pollution, which negatively influences human health, forces birds to fly away from the areas of wind-driven power plant construction, and so on.

It is also necessary to point out that operating capacity of wind-driven, solar and other non-conventional power plants is determined by weather conditions, in particular by wind speed, solar activity, tides of seas and oceans, amplitude of sea waves and so on. This indicates that today it is impossible to replace all traditional power plants with alternative ones. The scope of application of alternative power plants comprises the power supply of individual household consumers, and small enterprises. If the power generated is not sufficient, and there are adverse weather conditions, energy shortage is covered by an external power system. On the contrary, under favorable weather conditions, the excess of the power generated is directed to the power system.

One of the promising methods of power generation is the development of thermonuclear (fusion-type) reactor. The investigations in this field have been conducted since the middle of the last century. Today, researches are in progress in the USA, Russia, the European Union and China. The most promising project ITER (International Thermal Reactor) unites the efforts of specialists from the European Union, the USA, Russia, Japan, China, India and Korea. In 2007 the construction of a fusion reactor was begun in Provence (France). The first thermonuclear power plant is expected to have been constructed by 2040.

The principle of operation of power plants with fusion reactors involves synthesis of heavy isotopes of hydrogen, and release of helium and a considerable amount of thermal energy. An important advantage of power plants with fusion reactors is the environmental safety. The result of fusion reactor operation is ecologically friendly hydrogen and helium. However, the main problems are associated with implementation of controlled thermonuclear reaction.

У разі виходу реакції з під контролю, термоядерний реактор перетворюється на термоядерну бомбу із катастрофічними наслідками.

Інші способи виробництва електроенергії, наприклад з атмосферної електрики, на сьогодні знаходяться на стадії передпроектних досліджень.

Серед перспективних способів перетворення енергії на електростанціях є застосування *магнітогідродинамічних генераторів* (МГД-генераторів). Принцип роботи МГД-генераторів оснований на створенні в генераторі магнітного поля, що обертається за допомогою високотемпературної плазми. Такі агрегати являють собою прямі перетворювачі теплової енергії в електричну без проміжного перетворення у механічну енергію роторів турбін. Це дозволяє суттєво підвищити к. к. д. таких станцій.

Активні дослідження зі створення МГД-генераторів проводилися у 70-ті роки минулого століття. Проблеми, пов'язані з великими витратами на створення та утримання плазми, визначили відсутність на сьогодні промислового використання таких технологій в електроенергетиці. Проте, зі створенням у перспективі термоядерних реакторів, технології МГД-генераторів можуть виявитися актуальними.

2.2 ДЖЕРЕЛА АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Активна потужність – це енергія за одиницю часу, яка виділяється при проходженні струму через активний опір або потужність, яка витрачається на виконання корисної роботи – обертання маховика двигуна, підйому вантажу електромагнітом і т. ін. Джерелами активної потужності в системі служать генератори електростанцій. В основному, це трифазні синхронні генератори, що обертаються первинними двигунами (паровими, газовими й гідравлічними турбінами, дизельними двигунами).

Залежно від роду первинного двигуна синхронні генератори діляться на турбогенератори, гідрогенератори й дизельні генератори.

Турбогенераторі його первинний двигун – парова або газова турбіна – мають горизонтальне виконання, монтується на одному фундаменті й, з'єднуючись за допомогою муфти, утворюють *турбоагрегат*.

Турбогенератори відносяться до типу швидкохідних машин. У СРСР найбільше поширення одержали турбогенератори з однієї парою полюсів (тобто неявнополюсні машини) із частотою обертання 3000 об/хв. На АЕС із відносно низькими параметрами пари доцільне застосування більш тихохідних турбогенераторів - чотирьох-полюсних машин із частотою обертання 1500 об/хв.

Гідрогенератор, з'єднуючись за допомогою муфти з гідравлічною турбіною, утворює *гідроагрегат*. На відміну від турбогенераторів гідрогенератори в більшості випадків виконуються з вертикальним валом, виготовляються з більшим числом пар полюсів (явнополюсні машини) і є тихохідними. Їхня частота обертання перебуває в межах від 108 до 910 об/хв і залежить від напору й витрати води в створі ріки. Крім звичайного, гідрогенератори можуть мати спеціальне виконання.

In case the reaction happens to be beyond control, the fusion reactor is turned into a thermonuclear bomb, having catastrophic consequences.

Other methods of power generation, for example from atmospheric electricity, are still undergoing development tests.

The most promising technique of transforming energy at power plants is the application of magneto-hydroelectric generators (MHD-generators). The principle of operation of MHD-generators is based on the creation of a magnet field, rotated by high-temperature plasma. These machines represent direct converters of thermal energy into electric power, without intermediate transformation into mechanical energy of the turbine rotors, which allows increasing greatly the efficiency of the power plant.

Extensive researches on the creation of MHD-generators were conducted in the 70ies of the last century. The problems caused by large expenses for creation and maintenance of plasma are the reasons why this technology is not used on a large scale in the power industry. However, when fusion reactors are created in the future, MHD-generating technology may become of greater importance.

2.2 SOURCES OF ACTIVE POWER

The *active power* is the energy released in a unit of time when a current passes through pure resistance, or the power spent on the performance of useful work, e.g. rotation of an engine flywheel, load lifting by an electromagnet, etc. The sources of active power in the electric system are generators at power plants. In general, these are three-phase (synchronous) generators turned by prime movers (steam-, gas- and water-turbines, diesel engines).

Depending on the type of prime mover, synchronous generators are divided into turbogenerators, hydrogenerators, and diesel generators.

The *turbogenerator* and its prime mover, that is steam- or gas-turbine, are of horizontal design modification, and are mounted on the same base so that being connected by a coupling they constitute a *turbo-unit*.

Turbogenerators belong to a type of high-speed machines. In the USSR the most common turbogenerators were of those with one pair of poles (that is nonsalient pole machines) with the rotation frequency of 3,000 revolutions per minute. At nuclear power plants with rather low steam conditions it is practicable to use more low-speed turbogenerators, such as four-pole synchronous machines with the rotation frequency of 1,500 revolutions per minute.

Hydrogenerators, connected by a coupling with the water-turbine, represents a *hydraulic unit*. Unlike turbogenerators, hydrogenerators are mostly equipped with a vertical shaft, they are made with a large number of pairs of poles (salient-pole machines), and are low-speed. The rotation frequency is within 108-910 revolutions per minute, and depends on the water pressure and water discharge in the river station. Besides conventional hydrogenerators, there are hydrogenerators of special design modification.

Це так звані *капсульні* гідрогенератори, які встановлюються безпосередньо в потоці ріки та розміщуються в середині водонепроникної капсули (виконання горизонтальне) і *зворотні* гідрогенератори, які встановлюються на ГАЕС. Для них характерна різна частота обертання в режимах генератора й двигуна. Великі гідрогенератори виготовляються по індивідуальних замовленнях.

Для збудження синхронних генераторів застосовуються електромашинна, високочастотна напівпровідникова системи. Як правило, *електромашинну* систему використовують для збудження генераторів потужністю до 160 МВт. Для генераторів потужністю 160 МВт і вище потрібна система збудження великої потужності (до декількох мегаватів); у цих випадках застосовують високочастотне, іонне та тиристорне збудження. *Тиристорне* збудження є швидкодіючим і забезпечує найбільшу межу статичної й динамічної стійкості турбогенераторів у порівнянні з іншими системами збудження. Воно застосовується на турбогенераторах потужністю 300 МВт і вище.

Охолодження синхронних генераторів може здійснюватися непрямим чином або безпосередньо охолоджуючим середовищем. Система охолодження називається *непрямою*, коли тепло, яке виділяють провідники обмоток генератора, відводиться охолоджувальним зовнішнім середовищем; *безпосередньою*, якщо тепло, яке видаляється провідниками, відводиться за допомогою газу або рідини, що пропускаються через спеціальні внутрішні канали порожніх провідників. При цьому в якості охолоджувального середовища для турбогенераторів використовують повітря, водень, воду, масло (у перспективі гелій), для гідрогенераторів – воду.

Повітряне або водневе охолодження виконують за допомогою проточної або замкненої вентиляції. *Водневе* охолодження ефективніше повітряного й застосовується для турбогенераторів потужністю від 30 до 300 МВт. Менша щільність водню дозволяє зменшити вентиляційні втрати в 8-10 разів і підвищити ККД генератора на 0,7-1%. Генератори з водневим охолодженням, як правило, можуть також працювати з повітряним охолодженням.

Ще більш ефективним є *рідинне* охолодження (водяне й масляне), тепловіддача якого в 40-50 разів перевищує тепловіддачу повітря. Щоб попередити виділення опадів усередині провідників при водяному охолодженні, використовується дистильована вода або конденсат з конденсатора турбіни. Рідинне охолодження застосовують для гідрогенераторів (водяне) і для турбогенераторів потужністю від 160 до 1200 МВт (водяне й масляне).

До основних технічних даних синхронних генераторів відносяться: номінальна напруга, кВ; номінальна активна потужність, МВт; номінальний коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_{\text{ном}}$); номінальна реактивна потужність, МВАр; ККД.

Турбогенератори випускають на напруги 6,3; 10,5; 15,75; 18; 20; 24 і 36,75 кВ, гідрогенератори на напруги 3,15; 6,3; 10,5; 11; 13,8; 15,75 і 16,5 кВ.

These are so-called *capsule hydrogenerators*, installed directly in the river stream, and located inside a water-tight capsule (of horizontal design), as well as *reversible hydrogenerators*, installed at pumped storage power plants and characterized by different rotation frequency in the generator mode, and the motor mode. Large hydrogenerators are made to order (custom-built).

Rotating, and high-frequency semiconductor systems are applied to produce excitation of synchronous generators. As a rule, the rotating excitation system is used for producing excitation of generators of up to 160 MW. For generators of 160 MW and above an excitation system of higher power capacity (up to some megawatts) is required, and in these cases the high-frequency, ionic, and thyristor excitation is applied. The thyristor excitation is quick-acting, and provides the highest limiting statics and dynamics values of turbogenerators in comparison with other excitation systems. It is applied in turbogenerators of 300 MW and above.

Cooling of synchronous generators can be done indirectly or directly by cooling medium. The cooling system is called *indirect* when the heat released by the conductors of generator windings is removed by a cooling environment; and *direct* if the heat released by the conductors is removed by a gas or liquid, passed through special internal channels in hollow conductors. The cooling environment for turbogenerators is air, hydrogen, water, oil (helium in prospect), and for hydrogenerators it is water.

Air or hydrogen cooling is made by means of an input or closed-circuit ventilation. Hydrogen cooling is more effective than air cooling, and is applied to turbogenerators of 30-300 MW. Lower hydrogen density allows 8-10 times reducing ventilation losses, and increasing the generator efficiency by 0.7-1%. Hydrogen-cooled generators can usually operate with air cooling as well.

Liquid cooling (water and oil cooling) is even more effective, the convective heat transfer 40-50 times exceeding air convective heat exchange. To avoid sludge formation inside conductors in water cooling, distilled water or a condensate from the turbine condenser is used. Liquid cooling is applied to hydrogenerators (water cooling) and turbogenerators of 160-1,200 MW (water and oil cooling).

The basic performance specification of synchronous generators includes: voltage, kV; rated active power, MW; rated power factor ($\cos\varphi_{\text{HOM}}$); rated reactive power, Mvar; and efficiency.

Turbogenerators are designed for the voltage of 6.3; 10.5; 15.75; 18; 20; 24 and 36.75 kV, hydrogenerators are designed for the voltage of 3.15; 6.3; 10.5; 11; 13.8; 15.75; and 16.5 kV.

Номинальні активні потужності турбогенераторів рівні 2,5; 4; 6; 12; 20; 30; 32; 60; 63; 100; 160; 200; 220; 300; 500; 800; 1000 і 1200 МВт. Гідрогенератори виготовляють на велику кількість номінальних потужностей — від 20 до 640 МВт.

Можлива робота генератора з активним навантаженням, що перевищує номінальну потужність, за умови припустимих перевантажень по струму ротора й струму статора.

Регулювання активної потужності, що віддається генератором у систему, здійснюється зміною моменту первинного двигуна, тобто зміною впускання пари або води в турбіну.

Номинальний коефіцієнт потужності більшості типів генераторів, що випускаються рівний 0,8-0,9. Можлива тривала робота при підвищенні $\cos\varphi$ до одиниці для генераторів з непрямым охолодженням і до 0,95—0,96 для генераторів з безпосереднім охолодженням.

Номинальна реактивна потужність генератора обумовлена його номінальною активною потужністю й номінальним значенням $\cos\varphi$. ККД генераторів при номінальному навантаженні та номінальному коефіцієнті потужності коливається в межах 96-99%. Зі зменшенням навантаження і коефіцієнта потужності ККД генератора падає.

На даний час проводяться теоретичні й експериментальні дослідження зі створення та застосування потужних асинхронних турбогенераторів. Перевагами асинхронних генераторів є їхня висока надійність, простота виготовлення, порівняно низька вартість, а також можливість підвищення їх одиначної потужності через відсутність обмоток збудження. Основний недолік — споживання значної реактивної потужності, що витрачається на створення обертового магнітного поля. Тому використання асинхронних турбогенераторів може стати доцільним в енергосистемах з надлишком реактивної потужності поряд із застосуванням синхронних генераторів.

2.3 ДЖЕРЕЛА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Реактивна потужність – це уявна потужність, яка витрачається на створення електричних полів в ємностях та магнітних полів в індуктивностях. Реактивна потужність генерується синхронними машинами при їхньому перезбудженні, ємністю ЛЕП, конденсаторами та іншими елементами, у яких струм по фазі випереджає прикладену напругу. Джерела реактивної потужності можна розподілити на системні й споживчі. До *системних* джерел відносяться синхронні генератори електростанцій, синхронні компенсатори (СК), потужні батареї статичних конденсаторів поперечного включення, статичні тиристорні компенсатори (СТК). Основним джерелом реактивної потужності в об'єднаній енергосистемі України є синхронні генератори. При зниженні активного навантаження генератора може збільшуватися видавана їм реактивна потужність. Синхронний генератор можна перевести в режим видачі тільки реактивної потужності, якщо зняти з нього активне навантаження й завантажити реактивним струмом. У цьому випадку генератор буде працювати в режимі СК.

The rated active power of turbogenerators is equal to 2.5; 4; 6; 12; 20; 30; 32; 60; 63; 100; 160; 200; 220; 300; 500; 800; 1000 and 1,200 MW. Hydrogenerators are made with high rated power (from 20 to 640 MW).

The operation of generator with a resistive load exceeding the rated power is possible under permissible current overload of the rotor and the stator.

Regulation of active power, supplied by the generator into the electric system, is done by changing the torque of the prime mover, that is by changing the inlet of steam or water into the turbine.

The rated power factor of most types of the generators designed is equal to 0.8-0.9. Generators with indirect cooling can operate continuously at $\cos \varphi$ raised to 1, and so can generators with direct cooling at $\cos \varphi$ raised to 0.95-0.96.

The rated reactive power of the generator is determined by the rated active power, and the rating value of $\cos \varphi$. The efficiency of generators under rated load and at rated power factor varies within 96-99%. With a decrease in the load and power factor the generator efficiency is reduced.

At present both theoretical and experimental research on the design and application of powerful asynchronous turbogenerators is being conducted. The advantages of asynchronous generators are high reliability, simplicity of manufacturing, rather low cost, and also the possibility of raising the unit capacity because of field windings being absent. The main disadvantage is the consumption of considerable reactive power, spent on creating a rotating magnet field. Therefore, along with the application of synchronous generators the use of asynchronous turbogenerators may become advisable in electric power systems with excessive reactive power.

2.3 SOURCES OF REACTIVE POWER

The *reactive power* is an apparent power which is spent on the creation of electric fields in capacitance, and magnet fields in inductance. The reactive power is produced by synchronous machines in case of overexcitation, by capacitance of power transmission lines, capacitors and other elements in which the current leads the voltage applied. The sources of reactive power sources can be divided into systems sources and consumers' sources. *Systems sources* are synchronous generators at power plants, synchronous capacitors (SC), powerful banks of static condensers of parallel connection, and static thyristor compensators (STC). The main sources of reactive power in the Integrated Power System (IPS) of Ukraine are synchronous generators.

With a decrease in the resistive load of a generator the reactive power it produces can increase. The synchronous generator can be switched to the mode of delivering only reactive power if it is released from the resistive load, and loaded with the reactive current (wattless current). In this case the generator operates in the mode of synchronous capacitors.

Регулювання видаваної реактивної потужності генератора проводиться при відповідній зміні струму збудження. *Нормальним струмом збудження* називають струм, при якому $\cos\varphi=1$ і реактивна потужність відповідно дорівнює нулю. При перезбудженні генератор стає джерелом реактивної потужності, при недозбудженні — споживає її з мережі. Тривала робота турбогенератора в режимі СК із перезбудженням допускається тільки при струмі збудження не вище номінального; максимально можливе реактивне навантаження його в режимі недозбудження визначається на підставі теплових випробувань. Генерування реактивної потужності приводить до зростання струмів в обмотках статора й ротора генератора, що викликає деяке подорожчання машини в порівнянні з машиною, призначеної для генерування при повному навантаженні тільки активної потужності. Проте, питомі витрати на генерування реактивної потужності (грн/кВАр) у цьому випадку майже в 10 разів менше, ніж витрати на установку інших джерел реактивної потужності.

На електростанціях спеціально для вироблення реактивної потужності можуть бути виділені генератори, не завантажені в окремі години доби або в певні сезони. При цьому для турбогенераторів можливі наступні способи переведення їх у режим видачі тільки реактивної потужності: робота в режимі холостого ходу; робота в безпаровому режимі; робота в режимі СК при від'єднаній турбіні.

При роботі в режимі холостого (неробочого) ходу турбіна обертає генератор, завантажений тільки реактивною потужністю. Цей спосіб найменш економічний через значні витрати пари в турбіні.

У випадку роботи в безпаровому режимі генератор обертає турбіну, працюючи як слабкозавантажений синхронний двигун. Пара витрачається тільки для вентиляції лопаток.

Робота генератора в режимі СК при відключеній турбіні найбільш економічна. Однак у цьому випадку для навантаження турбоагрегату активною потужністю потрібні зупинка генератора для приєднання турбіни і її прогрів.

Переведення гідрогенератора в режим СК проводиться простіше й швидше, ніж турбогенератора, і може бути легко автоматизований. При цьому робоча камера звільняється від води, а осушена турбіна продовжує обертатися разом з генератором. Найбільше широко застосовуються гідрогенератори для видачі реактивної потужності в період маловоддя.

На великих ПС спеціально для генерування реактивної потужності встановлюють СК, які являють собою синхронний двигун полегшеної конструкції, призначений для роботи на холостому ходу. При роботі в режимі перезбудження СК є генератором реактивної потужності, а в режимі недозбудження — споживачем. Найбільша потужність СК у режимі перезбудження називається його *номінальною потужністю*. У режимі недозбудження СК по конструктивних особливостях звичайно споживає 60% номінальної потужності.

Regulation of the reactive power produced by a generator is done by changing the excitation current appropriately. The current at which $\cos \varphi = 1$, and thus the reactive power is equal to zero, is called **regular excitation current**. In case of overexcitation the generator becomes a source of reactive power, while in case of underexcitation it consumes reactive power from the electric network. Continuous operation of turbogenerators in the mode of synchronous capacitors (SC) with overexcitation is allowed if the excitation current is not higher than the rated current; the highest possible reactive load in the mode of underexcitation is determined on the basis of thermal tests. Generation of reactive power leads to a growth of currents in the windings of the stator and rotor of the generator, which causes a rise in the price of the machine in comparison with the machine intended for generating only reactive power at full load. However, in this case the cost per unit of reactive power generation (hryvnia/kilovar) is almost 10 times lower than the cost of installation of other sources of reactive power.

At a power plant there might be generators specially intended for generation of reactive power, and these are not loaded during certain hours of the day, or seasons of the year. Thus, the methods of switching turbogenerators into the mode of delivering only reactive power are as follows: operation under open-circuit (no-load) conditions; operation in the non-steam conditions; operation in the mode of synchronous capacitor (SC), with the turbine being disconnected.

Under open-circuit (no-load) conditions the turbine turns the generator loaded only by reactive power. This method is the least economical one because of considerable losses of steam in the turbine.

In case of operation in the non-steam conditions the generator turns the turbine, thus working as an underloaded synchronous motor. The steam is spent only on ventilation of blades.

The generator operating in the mode of synchronous capacitor (SC), with the turbine being disconnected, is the most economical. However, in this case for loading the turbogenerator by active power it is necessary to stop the generator to connect the turbine and warm it up.

Switching a hydrogenerator into the mode of synchronous capacitor (SC) is easier and faster than the turbogenerator, and can be readily automated. Thus, the working chamber is cleared from water, and the dried turbine continues turning along with the generator. Hydrogenerators are most widely used for supplying reactive power during the periods of low water level.

At large electric substations synchronous capacitors (SC) are installed particularly for generating reactive power, and these are synchronous motors of simplified design, intended for operating under open-circuit (no-load) conditions. In case of overexcitation synchronous capacitors (SC) generate reactive power, and in case of underexcitation they consume it. The highest capacity of synchronous capacitors (SC) in the overexcitation mode is called **rated capacity**. Because of the specific design features synchronous capacitors (SC) usually consume 60% of the rated capacity in the underexcitation mode.

Синхронні компенсатори виконуються з явнополюсним ротором, горизонтальним розташуванням вала, частотою обертання 750 об/хв, потужністю 50; 100; 160; 320 МВАр. Їхні номінальні напруги 10,5; 11; 15,75 і 20 кВ.

Широке поширення як джерела реактивної потужності в енергосистемах одержали потужні батареї статичних конденсаторів (БК), які комплектуються шляхом комбінування паралельних ланцюжків, складених з послідовно з'єднаних окремих конденсаторів, встановлюються на понижувальних ПС і можуть підключатися на напруги 6, 10, 35 і 110 кВ.

Порівнюючи СК і БК як джерела реактивної потужності, відзначимо наступне:

1. СК можуть як генерувати, так і споживати реактивну потужність, БК — тільки генерувати реактивну потужність у систему. Реактивна потужність СК змінюється плавно, а БК — ступенями.
2. У СК генерування реактивної потужності шляхом форсування збудження практично не залежить від напруги, яка підводиться. У БК існує квадратична залежність між генерованою потужністю та підведеною напругою, що є основним недоліком БК. В аварійних ситуаціях напруга знижується і БК різко зменшують генеровану потужність, що приводить до додаткового зниження напруги, потім потужності і так далі, тобто до явища, яке називається *лавиною напруги*. Щоб усунути цей недолік, рекомендується застосовувати шунтування частини послідовно включених конденсаторів, перемикання з'єднання зірки на трикутник і інші заходи.
3. На відміну від СК статичні БК характеризуються незначними питомими втратами активної потужності (порядку 0,3%), їхньою сталістю при регулюванні потужності БК і меншими капітальними витратами на 1 квар генеруючої реактивної потужності. Тому при невеликих потужностях застосовувати СК недоцільно.

В останні роки все більша увага приділяється новим джерелам реактивної потужності — статичні тиристорні компенсатори (СТК). Ці пристрої відрізняються винятковою швидкодією та здійснюють планове регулювання реактивної потужності. Вони можуть працювати як у режимі генерації, так і в режимі споживання реактивної потужності. СТК призначені для установки на ПС енергосистем, мають потужність 100; 150; 260; 300 і 450 МВАр і номінальні напруги 10; 15,75; 20; 35; 38,5 і 110 кВ.

Джерела реактивної потужності споживачів здійснюють генерування реактивної потужності безпосередньо в пункті її споживання, забезпечуючи найбільш повне розвантаження елементів енергосистеми від реактивних струмів, і призначені для поліпшення коефіцієнта потужності окремих підприємств.

До споживчих джерел реактивної потужності відносяться конденсаторні установки та синхронні двигуни.

Synchronous capacitors are made with a salient-pole rotor, a shaft of horizontal installation, having the rotation frequency of 750 revolutions per minute, and power capacity of 50; 100; 160; 320 Mvar. The rated voltage is 10.5; 11; 15.75 and 20 kV.

Powerful banks of static condensers have been widely used as a source of reactive power in the power systems. They are made by combining parallel circuits of separate capacitors connected in series, and installed at step-down substations, being able to operate at the voltage of 6, 10, 35 and 110 kV.

Comparing synchronous capacitors and powerful banks of static condensers which serve as a reactive power source one should point out the following:

1. Synchronous capacitors can both generate and consume reactive power, while banks of static condensers can only generate and supply reactive power into the power system. Reactive power produced by synchronous capacitors changes smoothly, and the one produced by banks of static condensers changes in a stepwise manner.
2. In synchronous capacitors the generation of reactive power by superexcitation practically does not depend on the voltage applied. In banks of static condensers (BC) there exists a quadratic dependence between the power generated and the voltage applied, which is the main disadvantage of BC. In emergency situations the voltage decreases, and BC dramatically reduce the power generated, which leads to a further reduction of voltage, followed by reduction of power and so on. This phenomenon is called a collapse of voltage, and to eliminate this defect it is recommended to shunt some of the capacitors connected in series, to change the star-connection into Y-connection, and take other measures.
3. Unlike synchronous capacitors, banks of static condensers are characterised by showing negligible specific loss of active power (of the order of 0.3%), being stable when the power is adjusted, and having lower capital costs per 1 kilovar of the reactive power generated. Therefore, it is impracticable to use synchronous capacitors at small values of power.

In the recent years much attention has been paid to new sources of reactive power, namely static thyristor compensators (STC). These devices are notable for the exceptional speed of operation and being able to carry out planned control of reactive power. They can operate in the modes of both generation and consumption of reactive power. STC are intended for being installed at substation of the power systems, having the power capacity of 100, 150, 260, 300, and 450 Mvar, and the rated voltage of 10, 15.75, 20, 35, 38.5, and 110 kV.

Consumers' sources of reactive power generate reactive power directly at the location where it is consumed, saving the elements of the power system from wattless current most effectively, and are intended for improving the power factor of individual enterprises.

Consumers' sources of reactive power include capacitor units, and synchronous motors.

Конденсаторні установки випускаються для внутрішнього (серія КУ) і зовнішнього (серія КУН) розміщення потужністю 240-425 кВАр на напруги 6—10 кВ. Вони комплектуються з паперово-масляних конденсаторів типу КМ і КМН. Випускаються також різні серії спеціальних комплектних конденсаторних установок напругою 0,38 і 6-10 кВ. Вони складаються зі стандартних заводських шаф з конденсаторами й відповідними обладнаннями пуску й регулювання (серія ККУ). Застосування комплектних конденсаторних установок дозволяє не тільки скоротити строки монтажних робіт, але й забезпечити високу надійність і безпека експлуатації.

Комплектні конденсаторні установки випускаються *нерегульовані* й *регульовані*. Регулювання може бути *одно-або багатоступінчастим*. При одноступінчастім регулюванні автоматично відключається або включається вся установка. При багатоступінчастім регулюванні автоматично перемикаються окремі секції БК.

Синхронні двигуни використовуються в електричних мережах промислових підприємств і випускаються на напруги 380 В, 6 і 10 кВ. Вони працюють із випереджальним коефіцієнтом потужності, що дає можливість застосовувати їх для вироблення реактивної потужності в мережу.

Використання розглянутих джерел реактивної потужності можливо у двох напрямках:

1. Централізоване генерування реактивної потужності на електростанціях енергосистем з наступною передачею її споживачам.
2. Децентралізоване генерування реактивної потужності в різних точках системи, включаючи пункти її споживання.

У першому випадку важливою перевагою є відсутність витрат на установку додаткових обладнань, що генерують реактивну потужність, оскільки самі синхронні генератори розраховані на її вироблення. При цьому ще підвищується їхня стійкість, тому що вони працюють зі збільшеними струмами збудження. Однак централізоване генерування реактивної потужності пов'язане з передачею реактивної потужності по електричних мережах, що супроводжується більшими втратами активної потужності та незадовільним режимом напруги. Крім цього, використання генераторів у режимі СК можливо тільки епізодично й приводить до різкого зростання питомих витрат активної потужності.

Децентралізоване генерування реактивної потужності дозволяє суттєво скоротити втрати активної потужності в мережах, забезпечує сприятливий режим напруг і зберігає необхідні резерви реактивної потужності на електростанціях. Однак воно вимагає значних витрат на виготовлення, установку й експлуатацію додаткового встаткування.

З вище сказаного при виборі джерел реактивної потужності повинне прийматися рішення, засноване на економічно доцільній комбінації централізованого й децентралізованого її генерування.

Реактивна потужність, яка генерується ЛЕП, називається *зарядною потужністю*.

Capacitor units are made to be installed inside (CU product line), or outside (CUN product line), having the power of 240-425 kilovar and the voltage of 6-10 kV. They are made up of paper-oil capacitors of KM and KMN product line. Various lines of special-purpose complete capacitor units are produced for the voltage of 0.38 and 6-10 kV (CCU product line). They consist of cabinets with capacitors, and matching devices of start-up and regulation. Application of complete capacitor units allows you not only to shorten the time of installation work, but also to provide high reliability and safety of operation.

The complete capacitor units are *regulated* or *unregulated*. Regulation can be *single-* or *multi-stage*. With single-stage regulation the capacitor unit is automatically switched on and off. With multistage regulation separate sections of banks of capacitors are automatically switched.

Synchronous motors are used in electrical networks of industrial enterprises, and produced for the voltage of 380 V, 6 and 10 kV. They are operated at a leading power factor, which enables using them to supply reactive power into the network.

It is possible to use the above-mentioned sources of reactive power in two ways:

1. Centralised generation of reactive power at power plants in the power system, followed by power transfer to the consumers.
2. Decentralised generation of reactive power in various locations of the system, including the points of consumption.

In the first case an important advantage is the absence of installation costs on supplementary equipment for generating reactive power as synchronous generators themselves are designed to generate it. Also, the stability is increased as they are operated with increased excitation currents. However, centralised generation of reactive power is associated with reactive power transfer over the electrical networks, accompanied by high losses of active power and inadequate voltage conditions. Besides, the use of generators in synchronous capacitor mode is possible only occasionally, and leads to a dramatical rise of specific loss of active power.

Decentralised generation of reactive power allows you to reduce greatly active power losses in the networks, it provides favorable voltage conditions, and keeps the necessary reserves of reactive power at power plants. However, this requires considerable expenses on manufacture, installation, and maintenance of supplementary equipment.

All things considered, when choosing a source of reactive power, one must make a decision looking for an economically viable combination of centralised and decentralised generation.

The reactive power generated by power transmission lines is called *charging capacity*.

Для ЛЕП 220 кВ та вище при дальності лінії більше 300 км зарядну потужність можна порівняти з пропускнуою спроможністю лінії, а при довжині вище 1000 км зарядна потужність може стати більшою. Підвищення напруги може досягати недопустимих значень особливо при передаванні невеликих потужностей. Протікання зарядної потужності викликає підвищення напруги на кінці ЛЕП при односторонньому живленні та в середині при двосторонньому. Для вирівнювання напруги використовуються шунтувальні реактори. При виборі місць установки реакторів при вмиканні ЛЕП підвищення напруги на її початку не повинно перевищувати 15%, а по лінії та на її кінці 20% номінальної напруги. Реактори необхідно розміщувати бажано по рівномірним проміжкам. Спеціальні пункти між підстанціями економічно оправдані при дальності більше 500 км.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть приклади відновлювальних та не відновлювальних енергоресурсів.*
2. *Наведіть класифікацію електричних станцій за типами енергоресурсів.*
3. *Наведіть класифікацію теплових електричних станцій за типами первинних двигунів.*
4. *Наведіть характеристики нетрадиційних (альтернативних) джерел енергії.*
5. *Наведіть структуру генеруючих потужностей різних типів у складі ОЕС України.*
6. *Охарактеризуйте негативні фактори, пов'язані з експлуатацією теплових, атомних, гідравлічних електростанцій та нетрадиційних джерел енергії.*

ЛІТЕРАТУРА

[15], стор. 19-40.

Тема 8 СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.4 ХАРАКТЕРИСТИКИ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Основне призначення електричних систем полягає у забезпеченні електричною енергією споживачів. Загалом розрізняють такі типи споживачів:

- 1) комунально-побутові;
- 2) промислові;
- 3) сільськогосподарські;
- 4) електрифікований транспорт.

До *комунально-побутових споживачів* відносять освітлення жилих та громадських приміщень, зовнішнє освітлення вулиць, побутові прилади, ліфтові господарства тощо. До *промислових споживачів* відносять електродвигуни, освітлення, електропечі та інші перетворювачі електричної енергії, встановлені на промислових підприємствах.

For power transmission lines of 220 kV and above if the length of the line is more than 300 km, the charging capacity can be compared to carrying capacity of the line, and if the length of the line is over 1,000 km, the charging capacity can be higher than that. A voltage rise can reach unacceptable values, especially in low power transfer. The flow of charging capacity leads to a voltage rise at the end of the power transmission line of single-way feed, or in the middle of the line of double-way feed. For voltage balancing shunt reactors are used. When choosing the place to install shunt reactors one should remember that during line energization the voltage at the beginning of the line must not exceed 15% of the rated voltage, and the voltage along the line and at the end of the line must not exceed 20% of the rated voltage. It is desirable to place shunt reactors at uniform intervals. It is economically viable to find a special location for reactor installation between substations if the range of distance between those is more than 500 km.

CONTROL QUESTIONS

- 1. Give examples of renewable and non-renewable energy sources.*
- 2. Give the classification of power plants by the type of energy resource.*
- 3. Give the classification of thermal power plants by the type of prime mover.*
- 4. Describe the characteristics of nonconventional (alternative) energy sources.*
- 5. Describe the mix of generating capacities of various types in the Integrated Power System of Ukraine.*
- 6. Describe the negative factors associated with maintenance of thermal, nuclear, hydraulic power plants, and the use of nonconventional energy sources.*

REFERENCE

[15], pages 19-40.

Chapter 8 ELECTRIC LOADS

2.4 CHARACTERISTICS OF ELECTRIC LOADS

The basic purpose of using electric systems is to supply loads with electrical power. In general, one can distinguish between the following types of electric loads:

- 1) residential loads;
- 2) industrial loads;
- 3) agricultural industry loads;
- 4) electrified transport loads.

The *residential load* refers to the lighting of residential and public buildings, street lighting, household appliances, elevator equipment, and so on. The *industrial load* refers to electric motors, illumination, electric furnaces and other energy converters installed at industrial enterprises.

До *сільськогосподарських споживачів* відносять фермерські господарства, сільськогосподарські підприємства тощо. До *споживачів електрифікованого транспорту* відносять навантаження тягових підстанцій електрифікованих залізниць, тягових підстанцій трамваїв, тролейбусів, метро тощо.

Часто використовують інші підходи до класифікації споживачів електричних систем.

Зокрема, *за родом струму* споживачів поділяють на три групи:

- 1) споживачі змінного струму промислової частоти;
- 2) споживачі змінного струму підвищеної або зниженої частоти;
- 3) споживачі постійного струму.

Очевидно, що забезпечення живлення споживачів другої та третьої груп потребує застосування силових перетворювачів електроенергії, зокрема перетворювачів частоти та випрямлячів.

За номінальною напругою споживачів поділяють на дві групи:

- 1) низьковольтні з номінальною напругою до 1 кВ;
- 2) високовольтні з номінальною напругою 1 кВ та вище.

За вимогами надійності розрізняють три групи споживачів:

- 1) першої категорії;
- 2) другої категорії;
- 3) третьої категорії.

Очевидно, що загальні процеси споживання електричної енергії відносять до класу стохастичних. Потужність споживачів визначається ймовірнісними законами відповідно до складу електротехнічного устаткування, підключеного до мережі у кожний момент часу. Зміну навантаження споживачів електричної системи у часі називають графіками навантаження.

Графік електричного навантаження представляє собою графічне зображення залежності електроспоживання від часу. Графіки навантаження, зазвичай, будують у прямокутних координатах, де за віссю абсцис відкладають час, а за віссю ординат – потужність навантаження. Існують графіки електричних навантажень і в вигляді кругових часових діаграм радарного типу, в котрих використовуються морфометричні методи, а сама фігура графіка утворює замкнутий багатокутник певної форми. При рівномірному споживанні фігура графіка є коло.

Графіки в прямокутних координатах представляють собою плавні, ламані або ступінчасті лінії. Їх будують для певних періодів часу – доби, місяця, року. На рис. 2.11 представлено типовий добовий графік навантаження комунально-побутових споживачів.

Очевидно, що форма таких графіків визначається типами електроприймачів, підключених до електричної мережі та характеристиками їх режимів, зокрема часом роботи. Одночасно форма графіку навантаження для певного споживача змінюється з дня на день, відповідно до дня тижня, тривалості світлової частини доби тощо.

Для аналізу процесів споживання електричної енергії прийнято використовувати наступні показники добових графіків навантаження (рис. 2.12):

The *agricultural industry load* refers to farm enterprises, agricultural enterprises, and so on. The *electrified transport load* refers to traction substations of electrified railway, traction substations of trams, trolleybuses, underground railway, and so on.

Other types of electric loads classification are often used as well.

For example, by the nature of current electric loads are divided into three groups:

- 1) alternating current loads of commercial frequency;
- 2) alternating current loads of overfrequency, or underfrequency;
- 3) direct current loads.

It is obvious that supplying power to the loads of the second and third groups requires using power converters, in particular frequency converters and rectifiers.

By the rated voltage electric loads are divided into two groups:

- 1) low-voltage loads with the rated voltage of up to 1 kV;
- 2) high-voltage loads with the rated voltage 1 kV and above.

By reliability requirements electric loads are divided into three groups:

- 1) first category;
- 2) second category;
- 3) third category.

It is obvious that the general processes of electric power consumption are said to be stochastic. The power of the load is determined by the laws of chance, depending on the electrical equipment configuration, connected to the network at each moment of time. The change in the power of electric loads in the electric system in time is called load curve.

The *electric load curve* is a graphic representation of the dependence of power consumption on time. Load curves are usually built in rectangular coordinates, where time is given in the X-axis, and power of the load is given in the Y-axis. Also, there are electric load curves in the form of a radar-type circular graph, in which morphometric methods are used, and the graph itself represents a closed polygon of a certain form. In case of uniform consumption the graph represents a circle.

The load curves in rectangular coordinates represent smooth, broken, or stepped lines. They are built for certain time periods of the day, month, or year. In Fig. 2.11 you can see a typical daily load curve of residential loads.

It is obvious that the form of the curve is determined by the types of electrical receiver connected to the electrical network, and characteristics of the modes of operation, including the action period. At the same time the form of a load curve for a certain electrical load changes from day to day, depending on the day of the week, duration of daylight hours per day, and so on.

For the analysis of processes of electric power consumption it is common to use the following parameters of daily load curves (see Fig. 2.12):

- 1) *максимальна потужність* – найбільша протягом доби потужність споживачів електричної енергії. На рис. 2.12 позначена P_{\max} ;
- 2) *мінімальна потужність* – найменша протягом доби потужність споживачів електричної енергії. На рис. 2.12 позначена P_{\min} ;
- 3) *середня потужність* – фіктивна незмінна потужність з якою споживач працює протягом доби та споживає таку саму кількість енергії, що і за реальним графіком. Середню потужність визначають за виразом:

$$P_{\text{сеп}} = \frac{\int_0^{24} P(t) dt}{24},$$

де $P(t)$ визначає залежність потужності навантаження від часу відповідно до графіку навантаження;

- 4) *коефіцієнт нерівномірності навантаження*

$$\alpha_{\text{доб}} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}};$$

- 5) *коефіцієнт щільності навантаження*

$$\beta_{\text{доб}} = \frac{P_{\text{сеп}}}{P_{\max}}.$$

За даними добових графіків навантажень формують місячні, сезонні та річні графіки. Тут найбільшого поширення набули річні графіки максимумів навантажень та річні графіки навантажень за тривалістю, представлені на рис.2.13 та рис.2.14, відповідно.

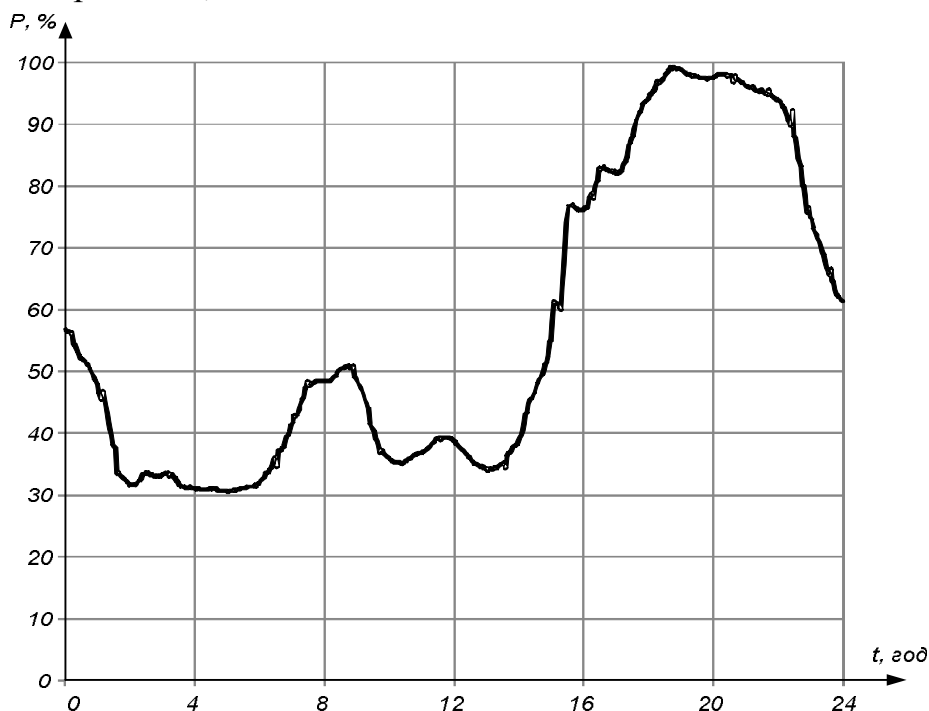


Рис.2.11. Типовий добовий графік навантажень комунально-побутових споживачів

- 1) *maximum power*, that is the the highest power of electric loads during a day. In Fig. 2.12 it is indicated as P_{max} ;
- 2) *minimal power*, that is the lowest power of electric loads during a day. In Fig. 2.12 it is indicated as P_{min} ;
- 3) *mean power*, that is imaginary stable power at which an electric load operates during a day, and which equals the amount of energy an electric load consumes according to the actual load curve. The mean power is determined by the expression:

$$P_{cep} = \frac{\int_0^{24} P(t) dt}{24},$$

where $P(t)$ determines the dependence of power of an electric load on time according to the load curve;

- 4) *unbalance factor*

$$\alpha_{доб} = \frac{P_{min}}{P_{max}}$$

- 5) *load density factor*

$$\beta_{доб} = \frac{P_{cep}}{P_{max}}$$

According to daily load curves monthly, seasonal, and annual load curves are built. Annual peak load curves, and annual load duration curves have found wide application; they are shown in Fig. 2.13 and Fig. 2.14, respectively.

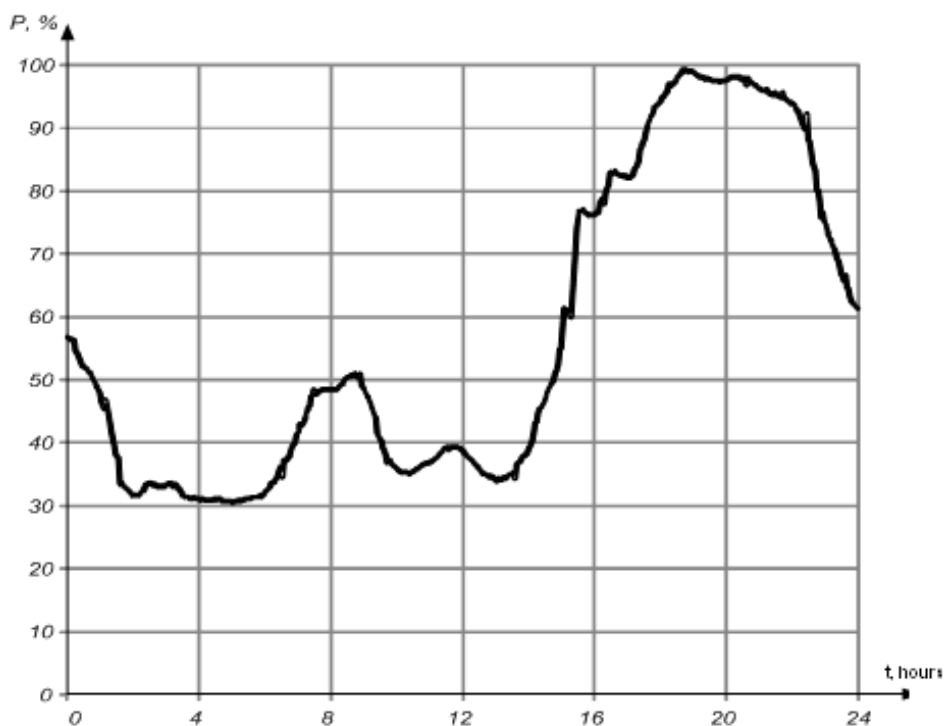


Fig. 2.11. A typical daily load curve of residential loads

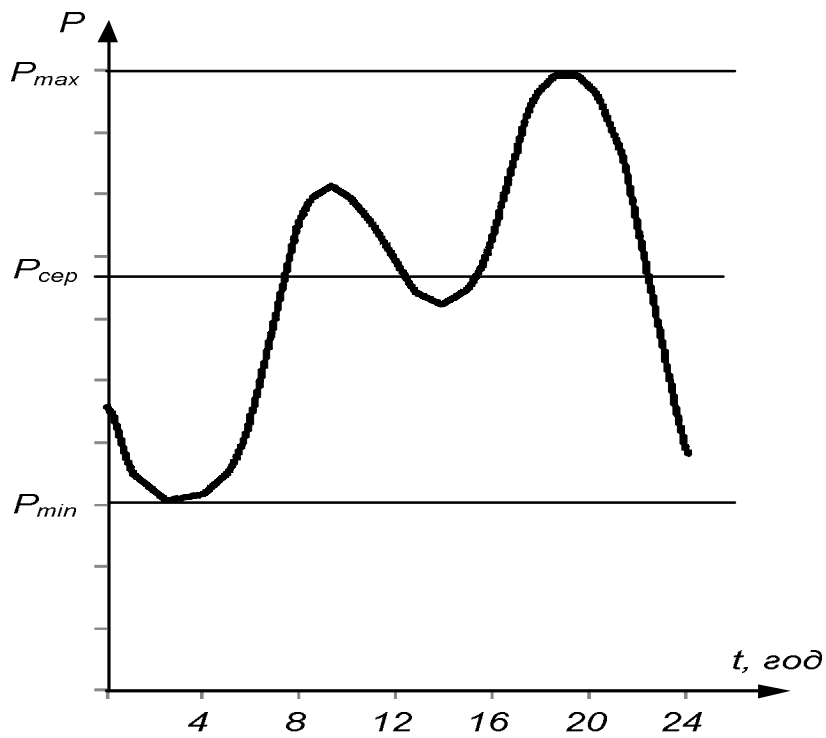


Рис. 2.12. Характеристики добових графіків навантажень

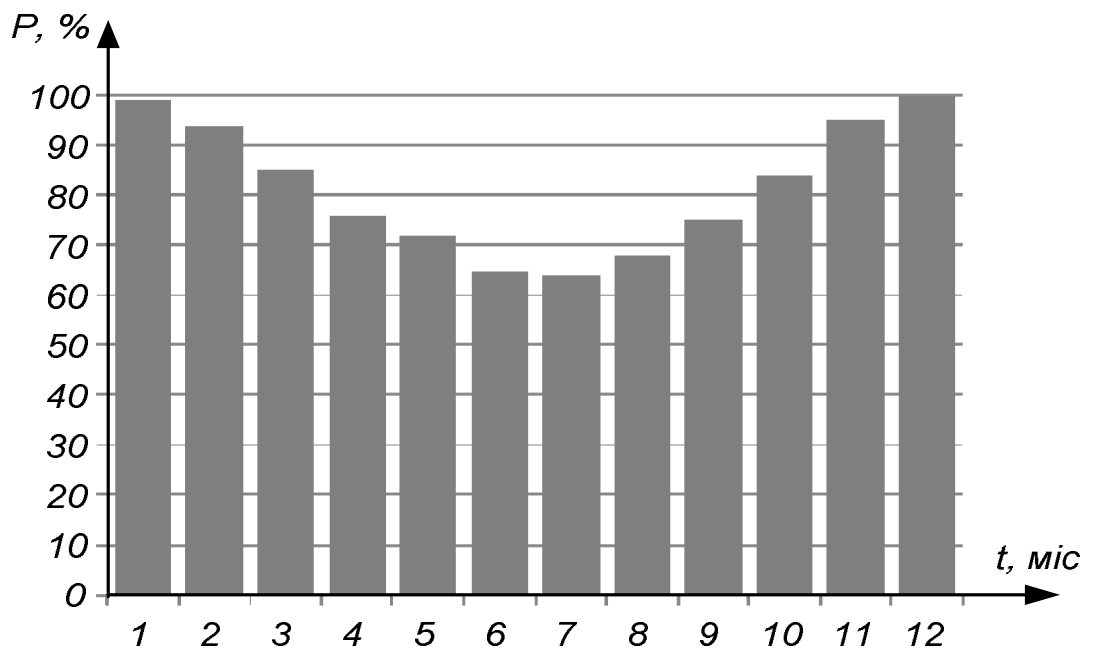


Рис. 2.13. Річний графік максимумів навантажень

На річних графіках максимумів навантажень по вісі абсцис відкладають дні або місяці року, а по вісі ординат – максимальні потужності навантажень у відповідні дні або місяці. Зазвичай для таких графіків характерний спад навантаження в літні місяці року через зменшення витрат енергії на освітлення та опалення.

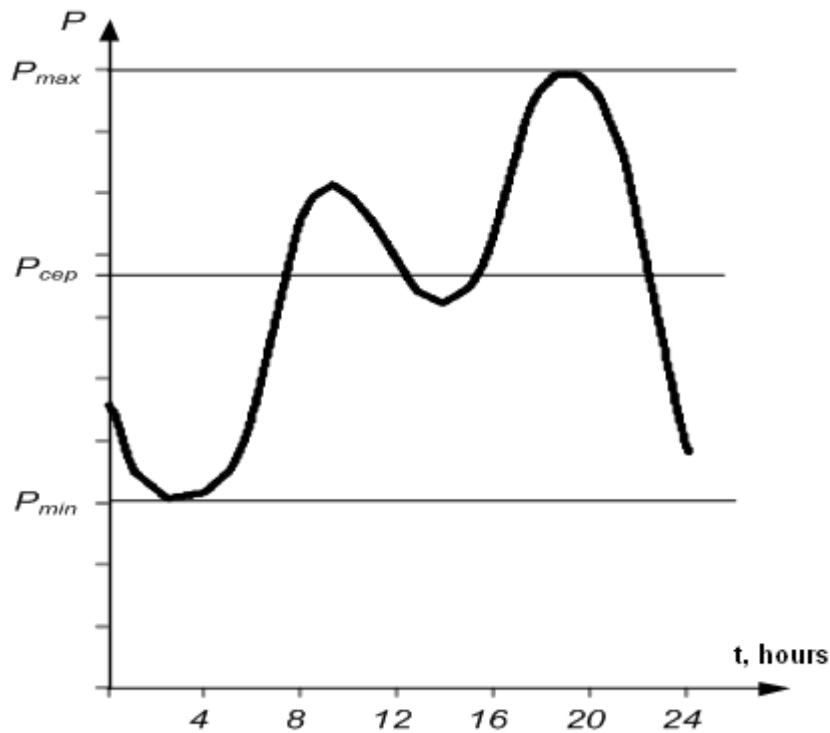


Fig. 2.12. Parameters of daily load curves

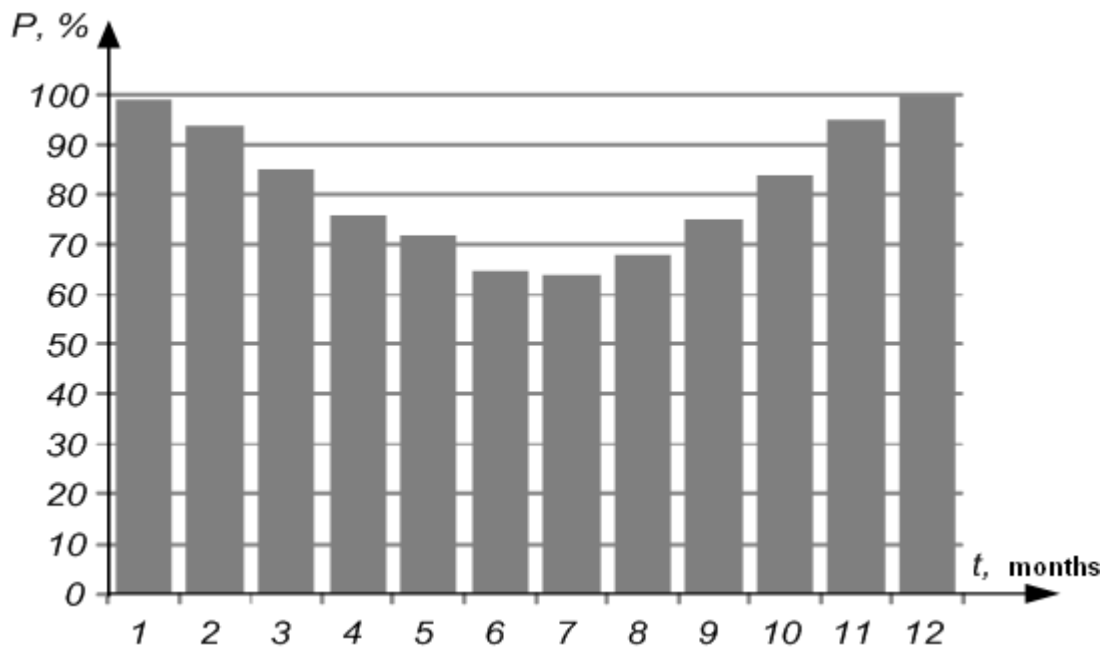


Fig. 2.13. An annual peak load curve

In annual peak load curves days or months of the year are given in the X-axis, and maximal power of the electric load in a certain days or months is given in the Y-axis. These load curves usually show a decrease in the power in summer months of the year because it is when less power is spent on illumination and heating.

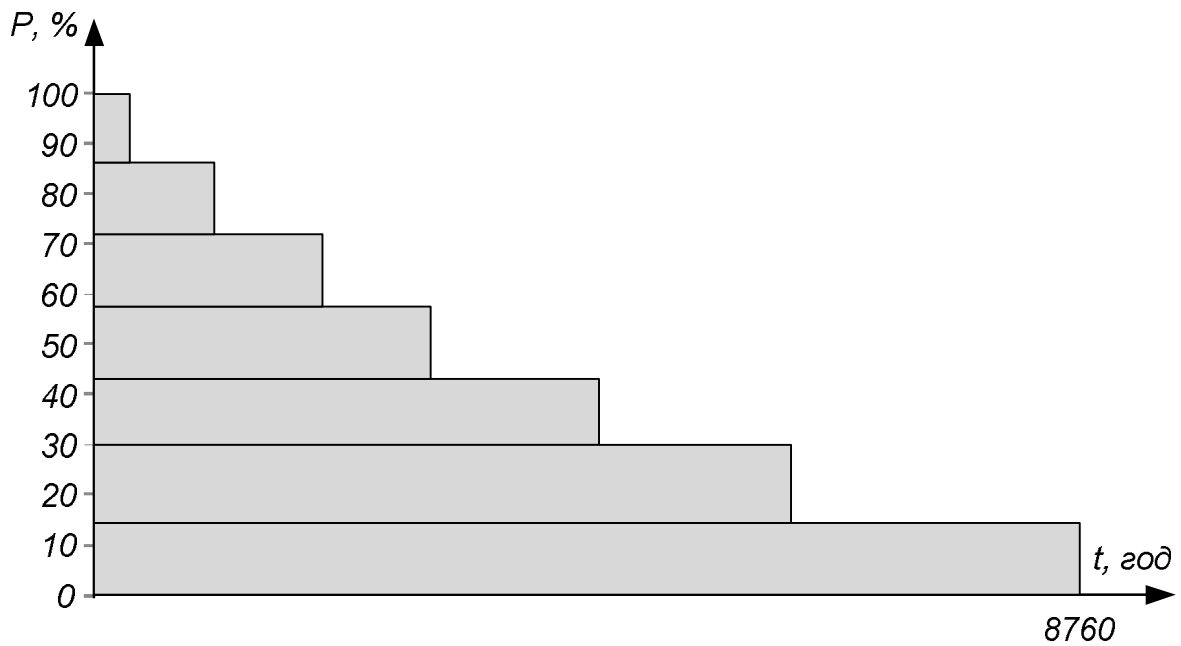


Рис. 2.14. Річний графік навантажень за тривалістю

Річні графіки навантаження за тривалістю представляють собою діаграми потужностей навантажень, ранжованих за зниженням із відповідними періодами, протягом яких споживачі працюють протягом року.

Для річних графіків навантажень визначають такі самі характеристики, що й для добових графіків.

Зауваження. Графіки навантаження споживачів електричних мереж можуть бути отримані за даними безпосередніх вимірів потужності, що отримують споживачі. Такі графіки будуть відображати умови роботи споживачів в деякий випадково обраний період часу, та точно характеризувати споживання потужності саме в цей період. Цінність такого графіку визначається його відповідністю реальним умовам роботи споживача, але в той же час на обриси такого графіка впливають випадкові чинники, що з'являються в період часу, що розглядається, та зникають в подальші періоди. Тому для судження про типовий характер графіка того чи іншого споживача необхідна обробка графіків, отриманих експериментальним шляхом в натуральних умовах. Методика такої обробки залежить від задач, при розв'язанні яких мають бути використані графіки навантаження. Слід відрізнити дві задачі: проектування нової електричної мережі та визначення передбачуваного навантаження існуючої мережі на деякий період в майбутньому.

В першому випадку навантаження мають враховуватись очікуваними графіками, які можуть вважатись типовими для того чи іншого споживача, наприклад для машинобудівного або металургійного заводу, текстильної фабрики і т.п. Такі графіки можуть бути отримані на підставі вимірів потужності у великій кількості споживачів, однотипних з тим, для якого визначається типовий графік. Виміри, що виконуються в подібні періоди часу, дозволяють провести статистичну обробку експериментальних даних, знайти середнє по споживачам, що розглядались, значення потужності в кожен годину доби, а потім отримати усереднений графік. Цей графік з тим більшою підставою може вважатись типовим, чим більша кількість споживачів обстежується. Розглядаючи навантаження цих споживачів в одні й ті самі години доби як випадкові незалежні величини, можливо знайти не лише середні значення потужностей в ці години, але також інші числові характеристики випадкових величин (дисперсію і т.п.).

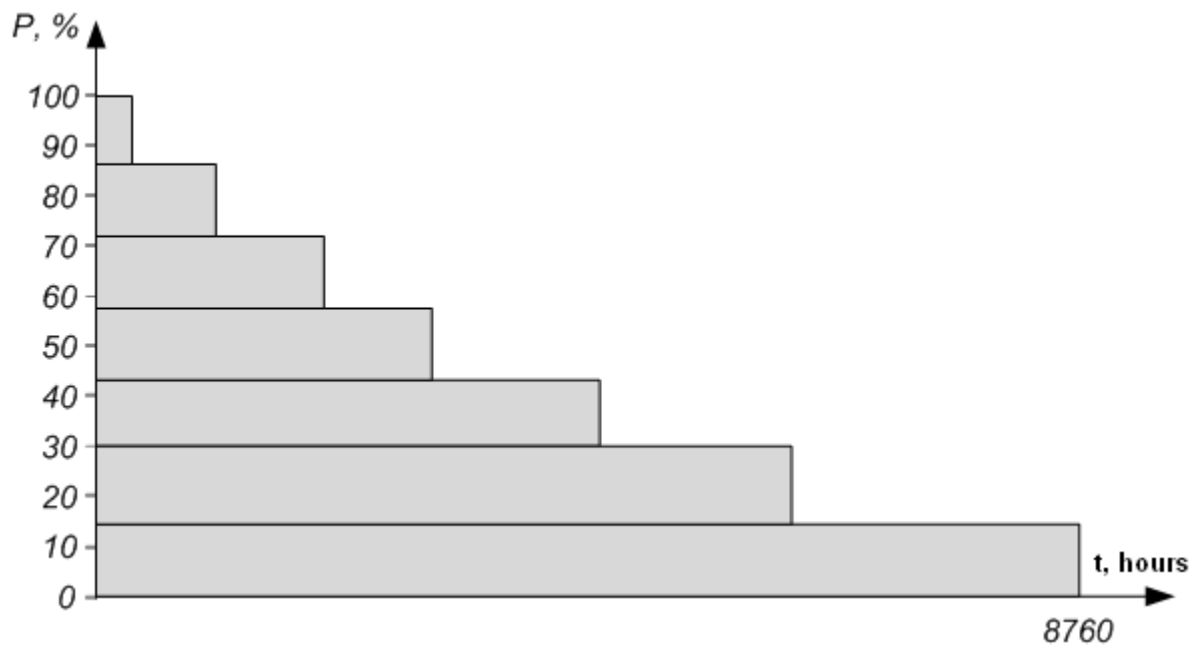


Fig. 2.14. An annual load duration curve

Annual load duration curves represent load diagrams of values of power, ranked by a decrease in certain time periods, when electric loads are at work over a year.

For annual load duration curves the same parameters are determined as for daily load curves.

Note. Load curves of electric loads in the electrical networks can be built on the basis of direct measurements of power which the loads are supplied with. These curves reflect operating conditions of the loads in a randomly chosen time period, and exactly characterise power consumption during this period. The usefulness of the load curve is determined by the conformity with the actual operating conditions of a load, but at the same time the curve is affected by random factors appearing during the time period under consideration, and disappearing afterwards. Therefore, to verify the typical load curve it is necessary to process load curves obtained experimentally under natural conditions. The method of processing the load curves depends on the engineering problems that load curves must be used to solve. One should distinguish between two types of problems: design of a new electrical network, and determination of predicted load of an existing network for a certain time period in the future.

In the first case the loads should be calculated by predicted load curves, which can be considered typical for a load, for example machinery plant, metallurgical works, textile mill, etc. These curves can be obtained on the basis of measuring the power of a large number of loads, similar to the one for which a typical curve is to be determined. The measurements done at similar time periods allow statistically processing experimental data, finding the load average and the value of power at each hour of the day, and obtaining an averaged curve. The more loads are studied, the more rightly it is to view this curve as a typical one. Considering the power of these loads at the same hours of the day as a random independent quantity, it is possible to find not only the mean power in these hours, but also other numerical characteristics of random quantities (e.g. dispersion, etc.).

На відміну від розглянутого випадку, експлуатаційні графіки навантаження необхідно отримувати для конкретних існуючих споживачів, враховуючи можливі випадкові зміни умов їх роботи в деякий період часу. Для отримання таких графіків застосовується також статистична обробка графіків попередніх періодів, що цікавлять споживачів, причому для кожного з них аналізуються графіки, що характеризують роботу саме цього споживача.

Для роботи споживачів електричної енергії необхідна передача по мережі не лише активної, а й реактивної потужності. Тому для повної характеристики навантаження по потужності, що споживається, необхідно також і дані графіків зміни реактивної потужності. Ці графіки можуть бути отримані тими ж методами, що й графіки активної потужності. Конфігурації графіків активного та реактивного навантаження в загальному випадку не співпадають.

При проектуванні в ряді випадків потрібна споживачам реактивна потужність враховується приблизно. При цьому для характеристики величини необхідної реактивної потужності використовується коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_n$), значення якого або приймається незмінним, або задається стосовно до періодів найбільшої та найменшої активної потужності навантаження, причому в ці періоди для коефіцієнта потужності приймаються числові значення. В якості прикладів нижче наведені значення $\cos \varphi_n$ та $\operatorname{tg} \varphi_n$ для деяких промислових підприємств, що відповідають періоду P_{\max} (максимум активного навантаження).

Середні значення коефіцієнта потужності промислових підприємств.

Підприємства	$\cos \varphi_{n(\text{нб})}$	$\operatorname{tg} \varphi_{n(\text{нб})}$
Нафтопереробні	0,9	0,484
Металообробні	0,87	0,567
Електротехнічного обладнання	0,82	0,698
Автотракторні та сільгоспмашин	0,79	0,776
Важкого машинобудування	0,73	0,936
Вагоноремонтні	0,69	1,049
Верстатобудування	0,68	1,078
Гірничорудні	0,65	1,169

При перспективному проектуванні електричних мереж реактивну потужність вузла навантаження, тобто групи споживачів, що живляться від загальних шин, визначають шляхом множення максимального розрахункового навантаження на усереднені значення $\operatorname{tg} \varphi_{n(\text{нб})}$, які враховують компенсуючі пристрої, що встановлені у споживачів, та втрати реактивної потужності в мережах попередніх ступенів навантаження. Так, наприклад, для навантаження, приведенного до шин 6÷20 кВ понижувальних підстанцій $\operatorname{tg} \varphi_{n(\text{мак})}=0,4$ ($\cos \varphi_{n(\text{мак})} = 0,93$). Для навантаження, приведенного до шин 110 та 220 кВ, ці орієнтовні значення $\operatorname{tg} \varphi_{n(\text{мак})}$ приймаються рівними відповідно 0,55 ($\cos \varphi_{n(\text{мак})} = 0,88$) та 0,6 ($\cos \varphi_{n(\text{мак})} = 0,86$).

Зіставлення цих даних показує, що чим вище ступінь напруги, до якої приведене комплексне навантаження, тим більше значення реактивної потужності, що вона потребує в режимі максимального активного навантаження. Ці обставини викликані насамперед великими втратами реактивної потужності в трансформаторному обладнанні понижуючих підстанцій.

Unlike in the case studied above, it may be necessary to build load curves for specific loads, taking into account all possible random changes in the operation during a certain time period. To build such load curves one also processes statistically the load curves of the previous periods concerned, the load curve characteristic for each of the loads being analysed.

For electric loads to operate it is necessary to transmit both active and reactive power in the network. Thus, to obtain all the parameters of the load power the data of reactive power change curves are also required. These curves are obtained in the same manner as active power curves. In general, configurations of active and reactive power curves do not coincide.

In some cases the reactive power needed by a load is considered roughly in design. Furthermore, to determine the value of the reactive power required the power factor ($\cos \varphi_{\text{H}}$) is used whose value is taken as constant, or set with reference to the periods of the highest and the lowest active power of a load, the numerical values of power factor being adopted for these periods. For example, look at the following values of $\cos \varphi_{\text{H}}$ and $\text{tg} \varphi_{\text{H}}$ adopted for some industrial enterprises, taken for the period of the highest active power of the load, P_{max} .

Average power factor of industrial enterprises.

Enterprise	$\cos \varphi_{\text{H}(\text{H}\delta)}$	$\text{tg} \varphi_{\text{H}(\text{H}\delta)}$
Petroleum refinery	0.9	0.484
Metalworking plant	0.87	0.567
Electrical equipment production	0.82	0.698
Motor and tractor plants, farming machines production	0.79	0.776
Heavy engineering plants	0.73	0.936
Car-repair plants	0.69	1.049
Machine-tool plants	0.68	1.078
Mining plants	0.65	1.169

In advanced design of electrical networks the reactive power of a load center, which is a group of electric loads supplied from common buses, is determined by multiplication of a maximum design load and average values of $\text{tg} \varphi_{\text{H}(\text{H}\delta)}$, which take into account the compensating devices installed at electric loads, and reactive power losses in the networks of the previous types of loads. For example, for the load reduced to buses of 6÷20 kV at step-down substations $\text{tg} \varphi_{\text{H}(\text{max})} = 0,4$ ($\cos \varphi_{\text{H}(\text{max})} = 0,93$). For the load reduced to buses of 110 and 220 kV, the approximate values of $\text{tg} \varphi_{\text{H}(\text{max})}$ are taken as being equal to 0.55 ($\cos \varphi_{\text{H}(\text{max})} = 0,88$) and 0.6 ($\cos \varphi_{\text{H}(\text{max})} = 0,86$), respectively.

Comparing the data, we can see that the higher level of voltage to which load is reduced, the higher the value of the reactive power it requires at maximum resistive load. This condition is explained first of all by large losses of reactive power in the transformer equipment of step-down substations.

Споживання потужності в електричних системах вимірюється при зміні параметрів режиму, тобто при зміні значення та частоти напруги, що живить споживачів. Ці зміни відображаються в зміні потоків потужності в лініях, що, в свою чергу, впливає на розподіл напруги в мережі і, відповідно, на напругу на затискачах електроприймачів. Тому при розрахунках режимів мереж істотне значення має врахування характеристик, що відображають зміну потужності, що споживається навантаженням, при змінах підведеної до неї напруги за величиною та частотою. Такі характеристики, що відповідають ustalеному режиму, називаються статичними характеристиками навантаження по напрузі ($P_H = f_p(U)$, $Q_H = f_q(U)$) та по частоті ($P_H = \varphi_p(f)$, $Q_H = \varphi_q(f)$).

Аналогічні характеристики, але такі, що відповідають тому чи іншому перехідному режиму, називаються динамічними. Це, наприклад, характеристики, що отримані при швидких змінах напруги та частоти, коли викликані цими змінами перехідні процеси не встигають згаснути при переході від однієї точки статичної характеристики навантаження до іншої. Динамічні характеристики $P_H = f_p(U, t)$, $Q_H = f_q(U, t)$ та відповідно $P_H = \varphi_p(f, t)$, $Q_H = \varphi_q(f, t)$ на відміну від статичних є функціями часу. На статичній характеристиці кожен її точку можна вважати відповідною ustalеному режиму.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть характеристики споживачів комунально-побутового, промислового, сільськогосподарського секторів та електрифікованого транспорту.
2. Охарактеризуйте підходи до класифікації споживачів електричних систем.
3. Дайте визначення графіків навантажень.
4. Охарактеризуйте основні види графіків навантажень.
5. Наведіть основні характеристики графіків навантажень.

ЛІТЕРАТУРА

[1], стор. 9-11; [2], стор. 54-56; [15], стор. 40-50; [16], стор. 102-105; [17], стор. 146-149.

2.5 ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ЕНЕРГІЇ, ЩО ПЕРЕДАЄТЬСЯ ПО ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ ПРОТЯГОМ РОКУ

Оскільки графіки навантаження та графіки за тривалістю будують у координатах потужність-час, то очевидно, що площа фігури, обмежена таким графіком пропорційна кількості енергії, що передається по електричній мережі за відповідний період. Це означає, що для визначення кількості енергії, переданої через електричну мережу протягом певного періоду слід скористатися одним з наступних виразів:

$$A_{\text{рік}} = \int_0^T P(t) dt \quad (2.1)$$

для графіків у вигляді безперервної кривої, або

The power consumption in electric systems is measured when there are changes in the parameters of operating conditions, that is changes in the values and frequency of electric load power. These changes result into changes in power flows along the lines, which in turn have an effect on the voltage distribution in the network and, thus, on the voltage at terminals of electric receivers. Therefore, in calculating the operation modes of electrical networks it is extremely important to take into account the parameters that represent changes in the power consumed by a load when there are changes in the value and frequency of the power it is supplied with. These parameters, which correspond to the steady-state operating conditions, are called static voltage characteristic ($P_H = f_p(U), Q_H = f_q(U)$) and frequency characteristic ($P_H = \varphi_p(f), Q_H = \varphi_q(f)$) of the electric load.

Similar characteristics, but those that correspond to transient state operating conditions, are called dynamic characteristics. These are, for example, the characteristics obtained during the rapid changes in voltage and frequency, when the transients caused by these changes fail to decline when moving from one point of static characteristic of the load to another. Unlike static characteristics, dynamic characteristics $P_H = f_p(U, t), Q_H = f_q(U, t)$, and thus $P_H = \varphi_p(f, t), Q_H = \varphi_q(f, t)$, are time functions. In static characteristics every point can be considered to correspond to steady-state operating conditions.

CONTROL QUESTIONS

1. Describe the characteristics of such electric loads as residential loads, industrial loads, agricultural industry loads, and loads of electrified transport.
2. Describe the approaches to classification of electric loads.
3. Give the definition of the load curve.
4. Describe the principal types of load curves.
5. Describe the main characteristics of load curves.

REFERENCES

[1], p. 9-11; [2], p. 54-56; [15], p. 40-50; [16], p. 102-105; [17], p. 146-149.

2.5 DETERMINATION OF THE QUANTITY OF POWER TRANSMITTED IN THE ELECTRICAL NETWORK OVER A YEAR

As load curves and load duration curves are built in the power-time coordinates, it is obvious that the area of the figure of a curve is proportional to the quantity of power transmitted in the electrical network over a definite time period. It means that to determine the quantity of power transmitted in the electrical network during a certain time period it is necessary to use one of following expressions:

$$A_{\text{пик}} = \int_0^T P(t) dt \tag{2.1}$$

for load curves with a continuous curve, or

$$A_{\text{рік}} = \sum_0^T P(t) \Delta t \quad (2.2)$$

для ступінчастих графіків.

У виразах (2.1) та (2.2) $P(t)$ визначає потужність навантаження електричної мережі у відповідний момент або період часу відповідно до графіків навантаження, або графіків навантаження за тривалістю; T – тривалість періоду, протягом якого визначають кількість переданої енергії (наприклад, для року $T = 8760$ год).

Безпосереднє використання графіків навантаження для розв’язання електротехнічних задач пов’язане із труднощами апроксимації таких графіків, тобто формування математичних залежностей потужностей навантаження (зміни струму в часі) від часу. Тому в практиці розв’язання електротехнічних задач зазвичай використовують узагальнені характеристики процесів виробництва та споживання електричної енергії, які дозволяють оцінити кількість переданої енергії та її втрати без застосування графіків навантаження.

Так, якщо реальний графік навантаження замінити фіктивним графіком прямокутної форми еквівалентної площі та фіксованим значенням навантаження, яке дорівнює максимальному навантаженню електричної мережі за реальним графіком, то абсциса такого графіку визначить фіктивний час максимального навантаження (рис. 2.15).

Час максимального навантаження (час використання максимуму) це такий час, протягом якого електрична система працює з максимальним навантаженням та передає або споживає таку саму кількість енергії, що й за реальним графіком.

Таким чином, кількість енергії, переданої через електричну мережу протягом року можна визначити за виразом

$$A_{\text{рік}} = P_{\text{max}} T_{\text{max}}$$

де P_{max} – потужність максимального навантаження електричної мережі; T_{max} – час максимального навантаження.

У свою чергу час максимального навантаження визначають за виразом

$$T_{\text{max}} = \frac{A_{\text{рік}}}{P_{\text{max}}} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{P_{\text{max}}} = \frac{\sum_0^{8760} P(t) \Delta t}{P_{\text{max}}}$$

$$A_{\text{pik}} = \sum_0^T P(t) \Delta t \quad (2.2)$$

for load curves with a step curve.

In expressions (2.1) and (2.2) $P(t)$ determines the power of a load in the electrical network at a definite moment or period of time, according to the load curves, or load duration curves; T is the duration of the period during which the quantity of power transmitted is determined (for example, for a year it is $T = 8760$ hours).

The direct use of load curves for solving electrical engineering problems is associated with the difficulties of approximation of these curves, in other words of formation of mathematical relations between the power of a load (changes in current in time) and time. Therefore, in practice of solving electrical engineering problems it is common to make use of generalised characteristics of power generation and consumption processes, which allow estimating the quantity of power transmitted and power losses without using load curves.

So, if an actual load curve is replaced by a fictitious curve of squared shape, equivalent area, and fixed value of the load that equals the peak load of the electrical network according to a real load curve, the X-axis will determine the fictitious time of peak load (Fig. 2.15).

The **peak load time** (time of maximum load) is the time when the electric system operates at a peak load, or consumes the same quantity of power as is indicated by an actual load curve.

Thus, the quantity of power transmitted in the electrical network over a year can be determined by the expression

$$A_{\text{pik}} = P_{\text{max}} T_{\text{max}},$$

where P_{max} is the power of peak load in the electrical network; T_{max} is the peak load time.

Further, the peak load time is determined by the expression

$$T_{\text{max}} = \frac{A_{\text{pik}}}{P_{\text{max}}} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{P_{\text{max}}} = \frac{\sum_0^{8760} P(t) \Delta t}{P_{\text{max}}}$$

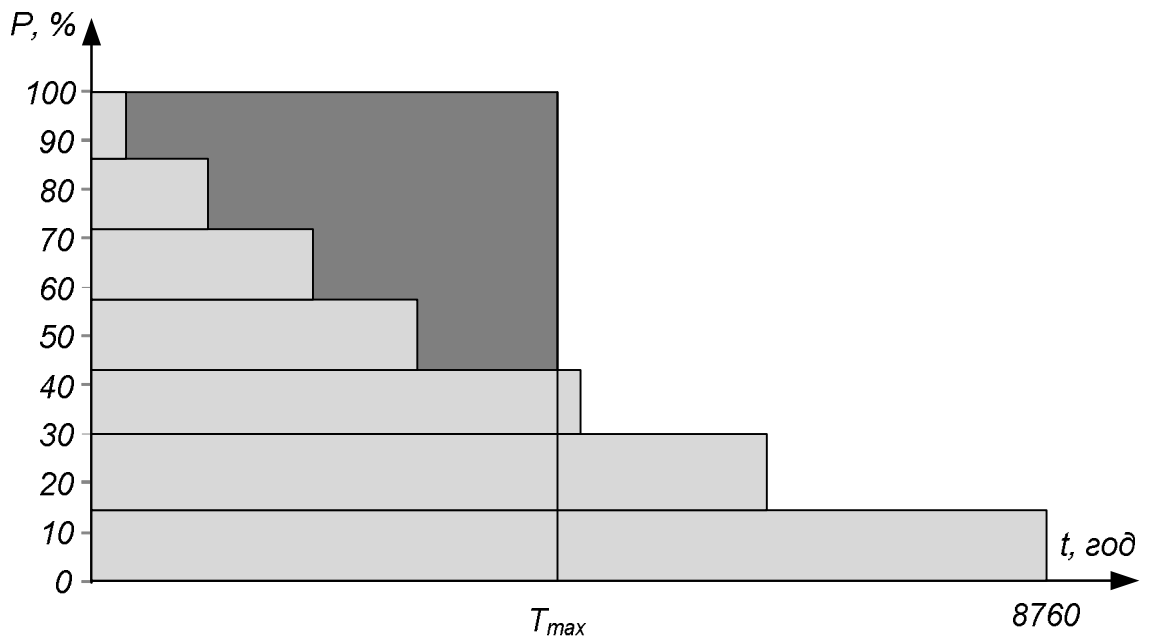


Рис. 2.15. Графічна інтерпретація часу максимального навантаження

Очевидно, що величина часу максимального навантаження відображає щільність річного графіку навантаження:

$$T_{\max} = \beta_{\text{рік}} 8760$$

Споживачі електричної енергії є досить різноманітними за своїми типами, характеристиками, властивостями та тривалістю споживання електричної енергії. Це означає, що кожен тип електричного навантаження характеризується відповідними значеннями часу максимального навантаження. Орієнтовні значення часу максимального навантаження для типових споживачів складають:

- освітлення – 1500-2000 год/рік;
- комунально-побутове навантаження – 2500-3000 год/рік;
- однозмінні підприємства – 1800-2500 год/рік;
- двозмінні підприємства – 3900-4500 год/рік;
- тризмінні підприємства – 5900-6200 год/рік.

Якщо навантаження електричної системи є неоднорідними та характеризуються різними значеннями часу максимального навантаження, для визначення кількості енергії, переданої через електричну мережу протягом року, використовують середньозважене значення часу максимального навантаження. Останнє визначають за виразом

$$T_{\max \text{ сер}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{\max i} T_{\max i}}{\sum_{i=1}^N P_{\max i}}$$

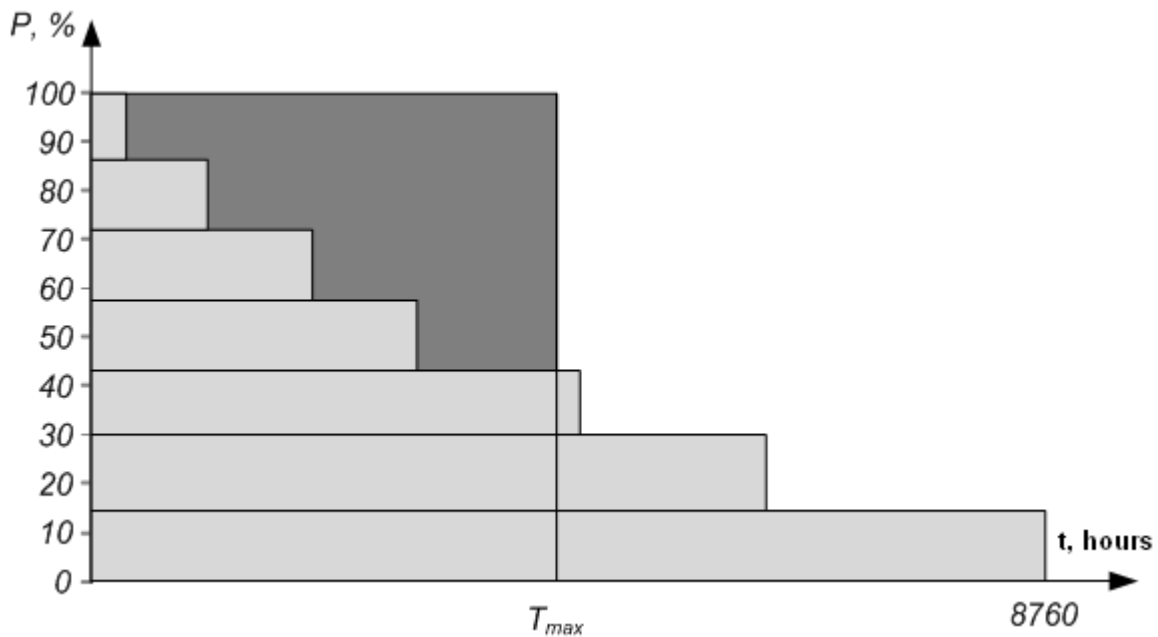


Fig. 2.15. Graphical interpretation of peak load time

It is obvious that the value of peak load time represents the density of an annual load curve:

$$T_{\max} = \beta_{\text{pik}} 8760$$

Electric loads widely differ in types, characteristics, properties, and duration of power consumption. It means that each type of the electric load is characterised by appropriate values of peak load time. Approximate values of peak load time of typical electric loads are:

- illumination – 1,500-2,000 hours a year;
- residential loads – 2,500-3,000 hours a year;
- single shift production plants – 1,800-2,500 hours a year;
- double-shift production plants – 3,900-4,500 hours a year;
- three-shift production plants – 5,900-6,200 hours a year.

If loads of the electric system are non-uniform and characterised by various values of peak load time, the quantity of power transmitted in the electrical network over a year is determined by using a weighted average value of peak load time. The latter is determined by the expression

$$T_{\max \text{ cep}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{\max i} T_{\max i}}{\sum_{i=1}^N P_{\max i}}$$

де $P_{\max i}$, $T_{\max i}$ – потужність та час використання максимального навантаження i -го споживача електричної системи; N – загальна кількість споживачів електричної системи.

Інший спосіб визначення кількості енергії в електричній мережі протягом року полягає у заміщенні реального графіку навантаження прямокутником, абсциса якого дорівнює 8760 (кількість годин у році), а площа прямокутника дорівнює площі фігури під реальним графіком. Ординату такого прямокутного графіку називають середнім значенням навантаження електричної системи (рис.2.16).

Середнє навантаження електричної системи – це таке навантаження з яким електрична система працює протягом року та передає або споживає таку саму кількість енергії, що і за реальним графіком.

Очевидно, що тут кількість енергії, переданої через електричну мережу протягом року, визначають за виразом

$$A_{\text{рік}} = P_{\text{сєр}} 8760$$

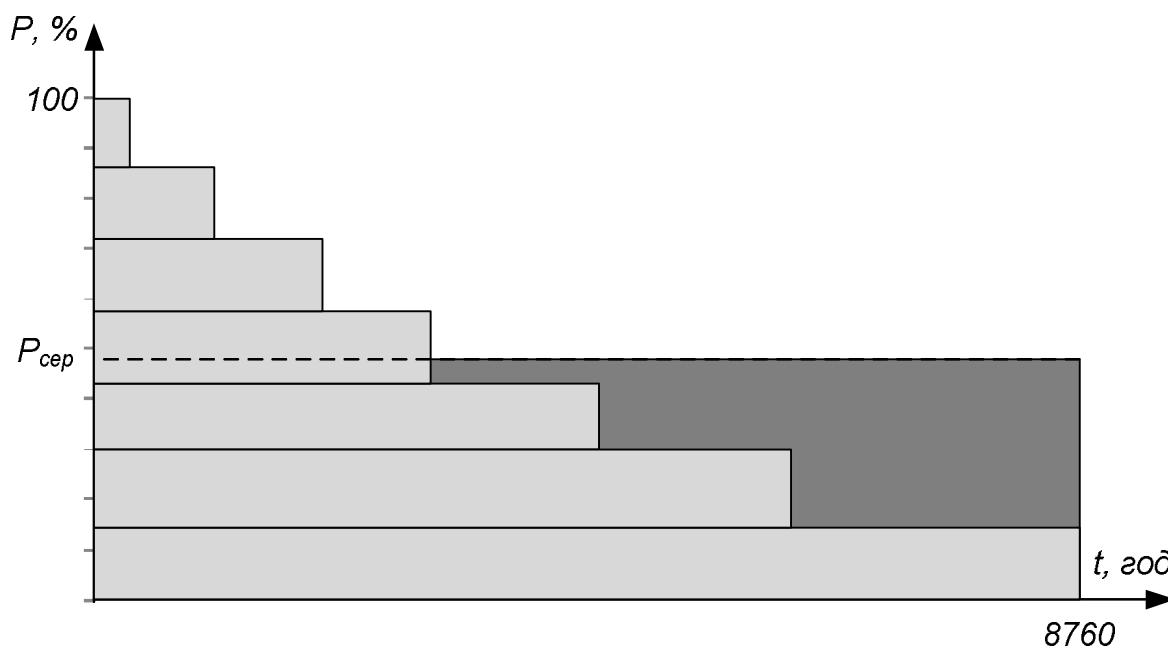


Рис. 2.16. Графічна інтерпретація середнього навантаження

У свою чергу, потужність середнього навантаження визначають за виразом

$$P_{\text{сєр}} = \frac{A_{\text{рік}}}{8760} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{8760} = \frac{\sum_0^{8760} P(t) \Delta t}{8760}$$

where P_{maxi} , T_{maxi} are power and time of peak load of i -load of the electric system; N is the number of total of loads of the electric system.

The other technique of determining the quantity of power transmitted in the electrical network over a year is to replace the actual load curve by a rectangle whose X-axis is equal to 8,760 (number of hours in a year), and the area of rectangle is equal to the area of figure below the actual load curve. The Y-axis of this rectangular load curve is called average load of the electric system (Fig. 2.16).

The **average load of the electric system** is the load at which the electric system operates over a year, and transmits or consumes the same quantity of power as is indicated by an actual load curve.

It is obvious that in this case the quantity of power transmitted in the electrical network over a year is determined by the expression

$$A_{\text{pik}} = P_{\text{cep}} 8760$$

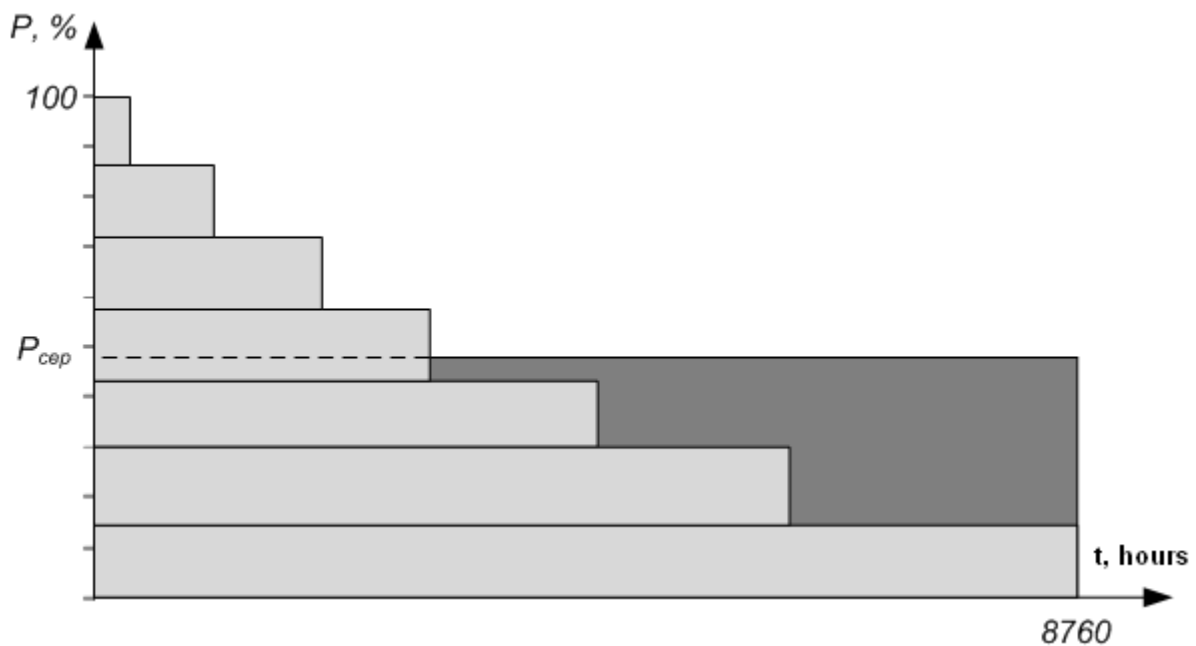


Fig. 2.16. Graphical interpretation of average load

Further, the power of average load is determined by the expression

$$P_{\text{cep}} = \frac{A_{\text{pik}}}{8760} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{8760} = \frac{\sum_0^{8760} P(t) \Delta t}{8760}$$

Зазначимо, що в практиці електротехнічних розрахунків найбільшого поширення набув перший спосіб, через потужність максимального навантаження та час максимального навантаження.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Що являють собою графіки навантаження за тривалістю?*
- 2. Наведіть вирази для визначення кількості енергії, переданої по електричній мережі протягом року, із застосуванням безперервних та ступінчастих графіків навантаження.*
- 3. Наведіть визначення часу максимального навантаження.*
- 4. Наведіть геометричну інтерпретацію часу максимального навантаження.*
- 5. Наведіть вираз для визначення кількості енергії, переданої по електричній мережі протягом року, із застосуванням часу максимального навантаження.*
- 6. Наведіть орієнтовні значення часу максимального навантаження для типових споживачів.*
- 7. Наведіть визначення середнього навантаження.*
- 8. Наведіть геометричну інтерпретацію середнього навантаження.*
- 9. Наведіть вираз для визначення кількості енергії, переданої по електричній мережі протягом року, із застосуванням потужності середнього навантаження.*

ЛІТЕРАТУРА

[6], стор. 46-51; [8], стор. 165-168; [10], стор. 71-73; [15], стор. 404; [16], стор. 102-108; [17], стор. 146-153.

2.6 УЧАСТЬ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ РІЗНИХ ТИПІВ У ПОКРИТТІ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ

На рис. 2.17 наведено типовий добовий графік навантаження електричної системи у цілому. Такий графік характеризується двома піками – ранковим та вечірнім, а також двома спадами – нічним та денним. Мінімум навантаження спостерігається під час нічного провалу, а максимум – під час вечірнього піку.

Зазвичай добові графіки навантаження поділяють на три зони – базисну, напівпікову та пікову. Базисна частина включає діапазон навантажень між нулем та мінімальним навантаженням. До напівпікової частини відносять навантаження між мінімумом та середнім навантаженням. Навантаження між середнім та піковим відносять до пікової частини графіку.

Note that in practice of electrical engineering calculations the first technique has become most common because of power of peak load, and peak load time.

CONTROL QUESTIONS

- 1. What do load duration curves represent?*
- 2. Give the expressions for determining the quantity of power transmitted in the electrical network over a year, making use of continuous and step load curves.*
- 3. Give the definition of peak load time.*
- 4. Give the geometrical interpretation of peak load time.*
- 5. Give the expression for determining the quantity of power transmitted in the electrical network over a year, making use of peak load time.*
- 6. Give the approximate values of peak load time for typical electric loads.*
- 7. Give the definitions of average load.*
- 8. Give the geometrical interpretation of average load.*
- 9. Give the expression for determining the quantity of power transmitted in the electrical network over a year, making use of the power of average load.*

REFERENCES

[6], p. 46-51; [8], p. 165-168; [10], p. 71-73; [15], p. 404; [16], p. 102-108; [17], p. 146-153.

2.6 CONTRIBUTION OF POWER PLANTS OF DIFFERENT TYPES TO LOAD-FACTORING

In Fig. 2.17 you can see a typical daily load curve of the electric system, taken as a whole. This curve is characterised by two peak-load periods – in the morning and at night, and also by two off-peak periods – at night and in the daytime. The minimum load is during night off-peak periods, and the maximum load is in the evening peak-load hours.

Daily load curves are usually divided into three zones: base-load zone, intermediate-load zone, and peak-zone. The base-load zone involves the load range between zero and the minimum load. In the intermediate-load zone, loads range between the minimum load and average load. The loads between the average and peak values belong to the peak-load zone of the load curve.

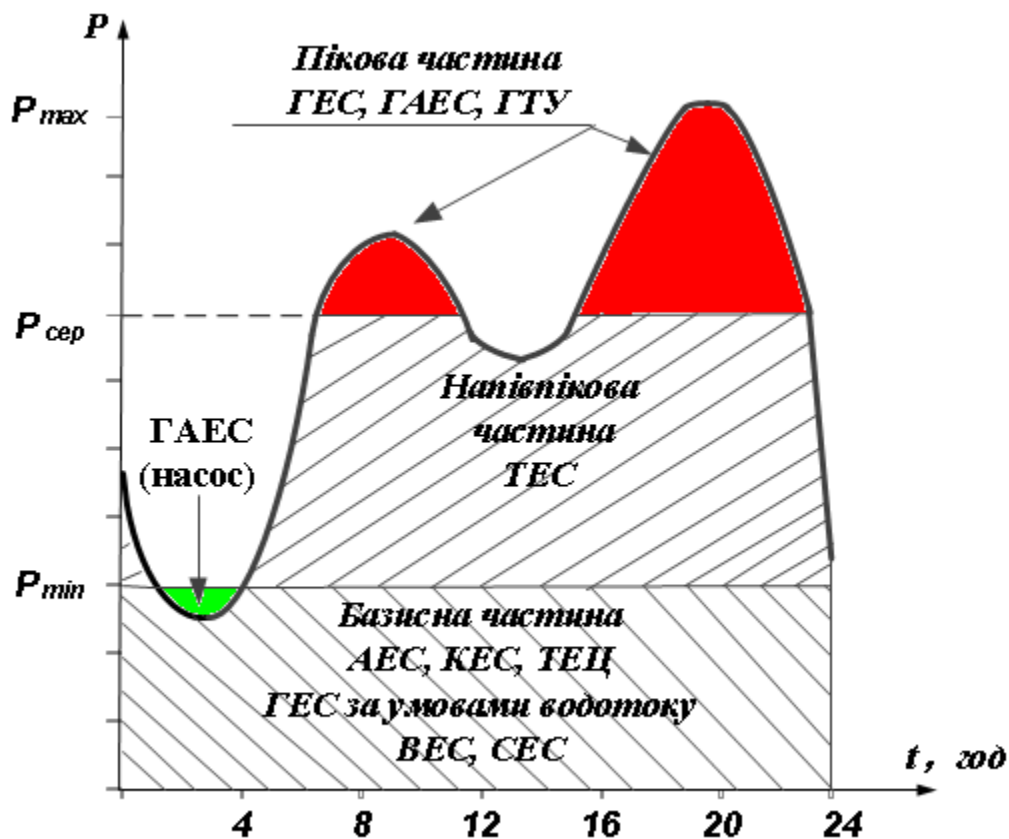


Рис. 2.17. Покриття добового графіку навантаження електростанціями різних типів

З метою мінімізації витрат палива на електростанціях енергосистеми для покриття річних частин графіку навантаження використовують електричні станції різних типів.

Так, для покриття базисної частини графіку застосовують електричні станції з мінімальними витратами палива та обмеженим діапазоном регулювання режимів. До таких станцій відносять АЕС та найбільш потужні КЕС, ТЕЦ, які працюють за вимушеним графіком навантаження теплових споживачів, частини потужностей ГЕС, обумовлені мінімальним водотоком, а також нетрадиційні джерела енергії – ВЕС та СЕС, потужності яких визначаються метеорологічними умовами.

Напівпікову частину графіку розподіляють між ТЕС відповідно до їх економічності та маневреності.

Пікову частину графіку покривають маневровими електростанціями – ГЕС та ГАЕС, ГТУ тощо.

З метою вирівнювання добових графіків навантаження під час нічних провалів штучно збільшують за рахунок увімкнення ГАЕС у насосний режим.

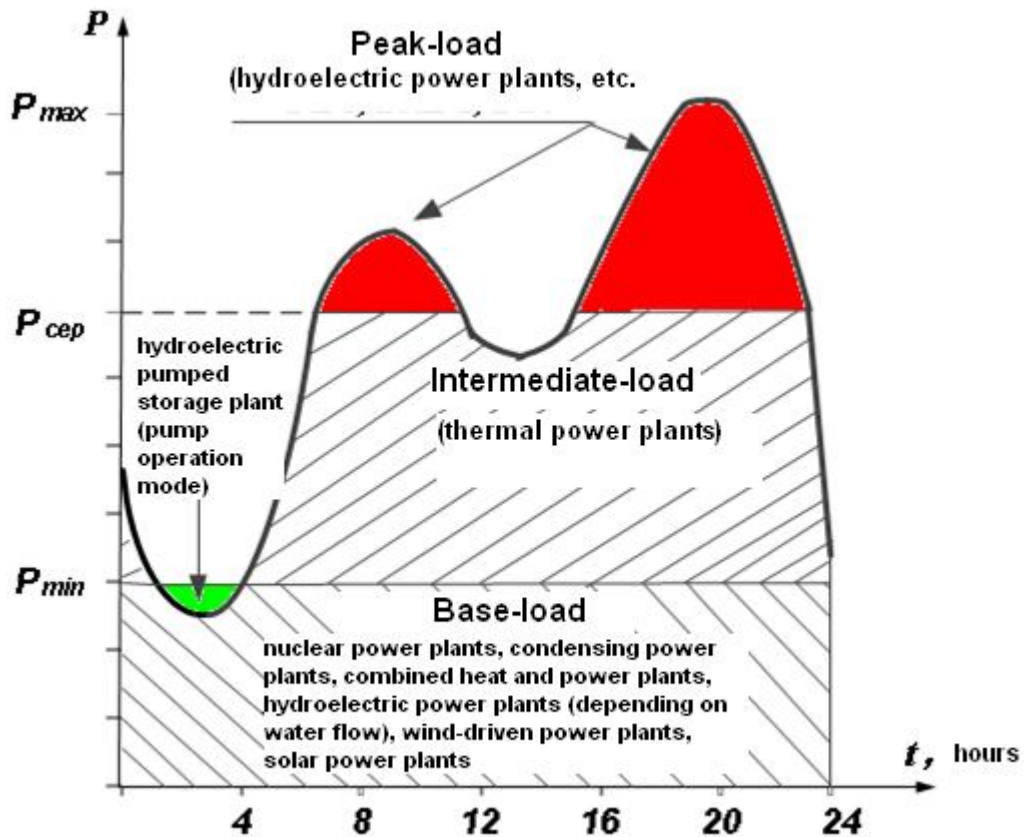


Fig. 2.17. Load-factoring of a daily load curve by power plants of different types

To minimize the consumption of fuel at power plants of the electric system power plants of different types are used for load-factoring of an annual load curve.

So, power plants with the minimum fuel consumption and restricted range of mode regulation are used for load-factoring of the base-load zone. These are nuclear power plants, high-power condensing power plants, combined heat and power plants forced to operate by thermal load curves, some generating capacities of hydroelectric power plants (because of minimum water flow), and non-conventional energy sources, such as wind-driven power plants and solar power plants, generating capacities of which depend on weather conditions.

Load-factoring of the intermediate-load zone is divided between thermal power plants, depending on their efficiency and flexibility.

Load-factoring of the peak-load zone is provided by flexing generating plants, such as hydroelectric power plants, hydroelectric pumped storage power plants, gas-turbine power plants, etc.

For balancing the daily load curves during night off-peak periods an increase in load is intentionally achieved by running hydroelectric pumped storage power plants in the normal pump operation mode.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Назвіть та охарактеризуйте основні зони добових графіків навантаження.
2. Поясніть принципи розподілу навантаження електричної системи між електростанціями різних типів.

ЛІТЕРАТУРА

[8], стор. 34-36; [15], стор. 50-53.

Тема 9 ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ

2.7 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Передавання електричної енергії по електричним мережам завжди пов'язане із втратами енергії в лініях електропередавання, трансформаторах та інших елементах електричної мережі. Такі втрати визначаються нагріванням проводів та обмоток трансформаторів під час протікання електричного струму, втратами енергії на іонізацію повітря (втрати на корону), діелектричні втрати кабельних ліній, втрати енергії на перемагнічування осереддя трансформаторів тощо.

В загальному випадку втрати енергії в елементах електричних мереж можна поділити на два класи.

1. Втрати енергії на нагрівання проводів ліній та обмоток трансформаторів. Такі втрати визначаються робочими струмами в лініях і трансформаторах та мають місце лише під час протікання робочих струмів.
2. Втрати енергії на корону в лініях електропередавання, діелектричні втрати в кабельних лініях, втрати на перемагнічування осереддя трансформаторів. Такі втрати визначаються робочою напругою на елементах електричних мереж та мають місце весь час, протягом якого устаткування знаходиться під напругою.

Миттєві значення втрат енергії визначають втрати потужності в устаткуванні електричних мереж. При цьому розрізняють втрати активної та реактивної потужності. Втрати активної енергії, віднесені до одиниці часу (1 с) визначають втрати активної потужності. Такі втрати визначаються протіканням струмів навантаження та струмів витоку через активні елементи (опори та провідності) схем заміщення устаткування електричних мереж.

По аналогії з втратами активної потужності визначають також втрати реактивної потужності. Такі втрати обумовлені протіканням струмів

CONTROL QUESTIONS

1. Give the names and main characteristics of zones of a daily load curve.
2. Explain principles of load distribution in the electric system between power plants of different types.

REFERENCES

[8], p. 34-36; [15], p. 50-53.

Chapter 9 POWER LOSSES AND ENERGY LOSSES IN THE ELECTRIC SYSTEM

2.7 GENERAL CHARACTERISTICS OF POWER LOSSES IN ELECTRICAL NETWORKS

Power transmission in electrical networks is always associated with energy loss in power transmission lines, transformers, and other elements of the electrical network. This loss occurs as heating of wires and windings of transformers when electric current passes through them, as air ionization loss (corona loss), dielectric loss in cable lines, magnetization loss in the transformer core, and so on.

In general, energy losses in the elements of electrical networks can be divided into two types.

1. Heating energy loss in the transmission line wires and transformer windings. This loss is determined by operating currents in transmission lines and transformers, and occurs only when operating currents flow.
2. Corona energy loss in power transmission lines, dielectric loss in cable lines, magnetization loss in transformer cores. These losses are determined by operating voltage in the elements of electrical networks, and occur all the time when the equipment is alive.

Instantaneous values of energy losses determine power losses in the electrical network equipment. One should distinguish between active power losses and reactive power losses. Active energy losses, related to a unit of time (1s), determine active power losses. They are determined by load currents and leakage currents, flowing through active elements (resistance and conductivity) of equivalent circuits of electrical network equipment.

Reactive power losses are determined in a similar way to active power losses. They are caused by load currents and leakage currents,

навантаження та струмів витоку через реактивні елементи схем заміщення устаткування електричних мереж.

Слід зважати на те, що втрати реактивної потужності можуть мати різну фізичну природу. Втрати, обумовлені протіканням струмів через індуктивні елементи схем заміщення устаткування носять індуктивний характер. Відповідно до принципів визначення повної потужності за київською електротехнічною школою такі втрати враховують з від'ємним знаком. Навпаки, втрати реактивної потужності, обумовлені протіканням струмів через ємнісні елементи схем заміщення носять ємнісний характер, такі втрати враховують із додатнім знаком. Часто місця локалізації ємнісних втрат реактивної потужності, зокрема зарядних потужностей повітряних ліній електропередач, розглядають як джерела реактивної потужності в електричних системах.

Відомо, що схеми заміщення устаткування електричних мереж в загальному випадку містять повздовжні і поперечні гілки. В повздовжніх гілках спостерігаються втрати енергії та потужності від протікання робочих струмів, в поперечних – втрати енергії та потужності від впливу робочої напруги.

Режим напруги в нормальних робочих режимах електричних систем змінюється у достатньо вузькому діапазоні навколо свого номінального значення. Це означає, що струми витоку, а, отже, і втрати в поперечних елементах схем заміщення устаткування майже не змінюються під час зміни навантаження електричної системи. Такі втрати умовно вважають незмінними і, зазвичай, визначають за номінальною напругою відповідного устаткування.

Навпаки, втрати, обумовлені робочими струмами в елементах електричної мережі, постійно змінюються відповідно до зміни навантаження електричної системи. Такі втрати є змінними. Їх визначають за поточним навантаженням робочими струмами устаткування електричних мереж.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Наведіть місця локалізації втрат енергії в електричних мережах.*
- 2. Сформулюйте правила визначення втрат реактивної потужності за київською електротехнічною школою.*
- 3. Поясніть принцип поділення втрат потужності в електричних мережах на змінні та незмінні.*

ЛІТЕРАТУРА

[4], стор. 71; [6], стор. 186; [9], стор. 111-113; [10], стор. 69; [14], стор. 50-51.

flowing through reactive elements of equivalent circuits of electrical network equipment.

It is worth pointing out that reactive power losses can be of different physical nature. The losses caused by the currents flowing through inductive elements of equipment equivalent circuits are of inductive nature. According to the principles of determining total power adopted by Kyiv school of electrical engineering this loss is taken with a negative sign. On the contrary, reactive power losses caused by the currents flowing through capacitive elements of equivalent circuits are of capacitive nature; this loss is taken with a positive sign. The location of capacitive loss of reactive power, in particular charging capacity of overhead transmission lines, is considered as a source of reactive power in electric systems.

In general, equivalent circuits of electrical network equipment are known to consist of longitudinal and transversal branches. In longitudinal branches there are energy losses and power losses due to the flow of operating currents, while in transversal branches there are energy losses and power losses due to the effect of operating voltage.

Voltage characteristics in normal operating conditions of electric systems vary in a quite narrow range around the rated value. It means that leakage currents, and thus losses in the transversal branches of the equipment equivalent circuits practically do not change with the change in the load of the electric system. For convenience, these losses are considered to be invariable, and are usually determined from the rated voltage of the appropriate equipment.

On the contrary, the losses caused by operating currents in elements of the electrical network continuously vary with the changes in the load of the electric system. These losses are variable, and are determined by the load of operating currents of electrical network equipment.

CONTROL QUESTIONS

- 1. Describe the locations of energy losses in electrical networks.*
- 2. Tell the rules of determining reactive power loss adopted by Kyiv school of electrical engineering.*
- 3. Explain the principle of dividing power losses occurring in electrical networks into variable and invariable.*

REFERENCES

[4], p. 71; [6], p. 186; [9], p. 111-113; [10], p. 69; [14], p. 50-51.

2.8 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Втрати потужності в лініях електропередавання мають місце в поздовжніх та поперечних елементах схем заміщення ліній. Позначимо втрати повної потужності в поздовжніх елементах схем заміщення ліній через $\Delta\dot{S}_Z$. Такі втрати визначаються робочими струмами лінії. Втрати повної потужності в гілках поперечних провідностей схеми заміщення лінії позначимо через $\Delta\dot{S}_Y$. Такі втрати визначаються дією робочої напруги.

Відповідно до схеми заміщення ліній електропередавання, втрати потужності від протікання робочих струмів спостерігаються в активному та індуктивному поздовжніх опорах схеми заміщення. Такі втрати можна визначити за виразом

$$\Delta\dot{S}_Z = \Delta\widehat{UI} = (\widehat{I\bar{Z}})I = I^2\widehat{Z} = I^2(r - jx) \quad (2.3)$$

де I^2 – квадрат модуля вектора робочого струму лінії електропередавання; $\widehat{Z} = r - jx$ – спряжений комплекс поздовжнього опору схеми заміщення лінії електропередавання.

Аналіз виразу (2.3) свідчить про те, що втрати потужності, обумовлені робочими струмами лінії містять дві складові – активні та індуктивні. Тут індуктивні втрати реактивної потужності мають від'ємний знак, що характерно для київської електротехнічної школи.

Втрати потужності на поздовжніх ділянках схем заміщення ліній електропередач можна визначити також за значеннями потоків активної та реактивної потужності за виразом

$$\Delta\dot{S}_Z = I^2(r - jx) = \frac{P^2 + Q^2}{U^2}(r - jx) \quad (2.4)$$

де P , Q – потоки активної та реактивної потужності по лінії електропередавання; U – модуль вектора робочої напруги.

Для визначення втрат потужності у вираз (2.4) слід підставляти параметри (потужності та напругу) початку або кінця лінії відповідно.

Втрати потужності від протікання струмів витоків визначаються дією робочої напруги та параметрами гілок поперечних провідностей схеми заміщення лінії. Для симетричних П-подібних схем заміщення ліній електропередавання такі втрати складаються з втрат на початку та на кінці схеми заміщення лінії і визначаються за виразом

$$\Delta\dot{S}_Y = \widehat{U}_1\dot{I}_{10} + \widehat{U}_2\dot{I}_{20} = \widehat{U}_1\dot{U}_1\frac{Y}{2} + \widehat{U}_2\dot{U}_2\frac{Y}{2} = \frac{1}{2}(U_1^2 + U_2^2)\underline{Y} = U_{\text{сеп}}^2(g + jb) \quad (2.5)$$

2.8 DETERMINATION OF POWER LOSSES IN POWER TRANSMISSION LINES

Power losses in power transmission lines occur in the longitudinal and transversal elements of transmission line equivalent circuits. The total power losses in longitudinal elements of transmission line equivalent circuits are denoted by $\Delta\dot{S}_Z$. These losses are determined by operating currents of the line. The total power losses in transversal elements of transmission line equivalent circuits are denoted by $\Delta\dot{S}_Y$. These losses are determined by the effect of operating voltage.

According to the transmission line equivalent circuit, power losses caused by a flow of operating currents occur in active resistance and inductive reactance of longitudinal branches of an equivalent circuit. These losses can be determined by the expression

$$\Delta\dot{S}_Z = \Delta\widehat{U}I = (\widehat{I}\widehat{Z})I = I^2\widehat{Z} = I^2(r - jx) \quad (2.3)$$

where I^2 is a square of the module of operating current vector of the transmission line; $\widehat{Z} = r - jx$ is the conjugate complex longitudinal resistance of a transmission line equivalent circuit.

The analysis of expression (2.3) indicates that the power losses caused by operating currents of the line contain two components, which are active and inductive. The inductive losses of reactive power are of a negative sign, which is characteristic for Kyiv school of electrical engineering.

Power losses in the longitudinal sections of transmission line equivalent circuits can also be determined from the values of flow of active and reactive power by the expression

$$\Delta\dot{S}_Z = I^2(r - jx) = \frac{P^2 + Q^2}{U^2}(r - jx) \quad (2.4)$$

where P, Q are flows of active and reactive power in the transmission line; U is the module of operating voltage vector.

For determination of power losses by expression (2.4) it is necessary to use the parameters (power and voltage) of the sending and receiving ends of the line, respectively.

Power losses caused by a flow of leakage currents are determined by the effect of operating voltage, and parameters of transversal branches of a transmission line equivalent circuit. For symmetrical Π -shaped transmission line equivalent circuits these losses are made up of the losses at the sending and receiving ends of a transmission line equivalent circuit, and are determined by the expression

$$\Delta\dot{S}_Y = \widehat{U}_1\dot{I}_{10} + \widehat{U}_2\dot{I}_{20} = \widehat{U}_1\dot{U}_1 \frac{Y}{2} + \widehat{U}_2\dot{U}_2 \frac{Y}{2} = \frac{1}{2}(U_1^2 + U_2^2)\underline{Y} = U_{cep}^2(g + jb) \quad (2.5)$$

де $\dot{U}_1, \dot{I}_{10}, \dot{U}_2, \dot{I}_{20}$ – вектори напруги та струмів витоку на початку та кінці лінії відповідно; $U_{\text{сеп}} = \sqrt{\frac{1}{2}(U_1^2 + U_2^2)}$ – середньоквадратична робоча напруга в лінії електропередавання; U_1^2, U_2^2 – квадрати модулів векторів напруги на початку та кінці лінії відповідно; $\underline{Y} = g + jb$ – повна поперечна провідність лінії електропередавання (без поділу навпіл згідно П-подібної схеми заміщення).

В оціночних розрахунках втрати потужності в поперечних елементах схеми заміщення лінії електропередавання можна визначати за номінальною напругою за виразом

$$\Delta \dot{S}_Y = U_n^2 (g + jb), \quad (2.6)$$

де U_n – номінальна напруга лінії електропередавання.

Аналіз виразів (2.5) та (2.6) свідчить, що втрати потужності в поперечних провідностях містять дві складові: активну та ємнісну.

Втрати активної потужності в поперечних елементах визначаються втратами потужності на корону в повітряних лініях електропередавання та діелектричними втратами в ізоляції кабельних ліній:

$$\Delta P_Y = \Delta P_{\text{к}} \text{ для повітряних ліній;}$$

$$\Delta P_Y = \Delta Q_{\text{зар}} \text{ tg } \delta \text{ для кабельних ліній,}$$

де $\Delta P_{\text{к}}$ – втрати активної потужності на корону в повітряних лініях електропередавання; $\Delta Q_{\text{зар}}$ – зарядна потужність кабельної лінії; $\text{tg } \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат кабельних ліній.

Ємнісні втрати в поперечних провідностях ліній електропередавання зазвичай називають зарядною потужністю лінії. Такі втрати, відповідно до київської електротехнічної школи, мають додатній знак. Тому гілки поперечних провідностей схем заміщення ліній електропередавання можна розглядати як джерела реактивної потужності в електричних системах.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть місця локалізації змінних втрат потужності в лініях електропередавання.
2. Наведіть місця локалізації незмінних втрат потужності в повітряних та кабельних лініях електропередавання.
3. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в лініях електропередавання, обумовлених робочими струмами.
4. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в лініях електропередавання, обумовлених робочою напругою.

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 96-99; [3], стор. 70-71; [4], стор. 71-73; [9], стор. 113-114; [10], стор. 69-70; [14], стор. 51-53.

where $\dot{U}_1, \dot{I}_{10}, \dot{U}_2, \dot{I}_{20}$ are vectors of leakage voltage and currents at the sending and receiving ends of the transmission line respectively; $U_{cep} = \sqrt{\frac{1}{2}(U_1^2 + U_2^2)}$ is the root-mean-square operating voltage of the transmission line; U_1^2, U_2^2 are squares of the modules of voltage vectors at the sending and receiving ends of the transmission line respectively; $\underline{Y} = g + jb$ are full transversal conductivity of the line (without dividing into two, according to Π -shaped equivalent circuit).

In evaluation calculations the power losses in transversal elements of a transmission line equivalent circuit can be determined from the rated voltage by the expression

$$\Delta \dot{S}_Y = U_H^2 (g + jb), \quad (2.6)$$

where U_H is the rated voltage of the transmission line.

The analysis of expressions (2.5) and (2.6) shows that power losses in the transversal conductivity contain two components, which are active and capacitive.

Active power losses in the transversal elements are determined by corona power losses in overhead transmission lines, and dielectric losses in the isolation of cable lines:

$$\begin{aligned} \Delta P_Y &= \Delta P_k \text{ for overhead transmission lines;} \\ \Delta P_Y &= \Delta Q_{3ap} \operatorname{tg} \delta \text{ for cable lines,} \end{aligned}$$

where ΔP_k is corona active power losses in the overhead transmission lines; ΔQ_{3ap} is charging capacity of the cable line; $\operatorname{tg} \delta$ is tangent of an angle of dielectric losses of the cable lines.

Capacitive losses in transversal conductivity of transmission lines are usually called charging capacity of the line. These losses, as adopted by Kyiv school of electrical engineering, are of a positive sign. Therefore, branches of transversal conductivity of transmission line equivalent circuits can be viewed as a source of reactive power in electric systems.

CONTROL QUESTIONS

1. *What are the locations of variable power losses in transmission lines?*
2. *What are the locations of invariable power losses in overhead and cable transmission lines?*
3. *Give the expressions for determining power losses in transmission lines, caused by operating currents.*
4. *Give the expressions for determining power losses in transmission lines, caused by operating voltage.*

REFERENCES

[2], p. 96-99; [3], p. 70-71; [4], p. 71-73; [9], p. 113-114; [10], p. 69-70; [14], p. 51-53.

2.9 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРАХ ТА АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ

Втрати потужності в силових трансформаторах мають дві складові, які визначаються робочим струмом в обмотках трансформатора та робочою напругою на його затискачах. Відповідно до Г-подібної схеми заміщення, втрати від робочого струму спостерігаються в гілках повздовжніх опорів, а втрати від робочої напруги у контурі намагнічування силового трансформатора. Втрати потужності в силових трансформаторах можна визначити за його паспортними даними та параметрами робочого режиму.

Втрати потужності у поперечному контурі намагнічування мають активну та індуктивну складові, які чисельно дорівнюють втратам потужності в досліді неробочого ходу:

$$\begin{aligned}\Delta P_Y &= \Delta P_{н.х}; \\ \Delta Q_Y &= -\Delta Q_{н.х} = -\frac{i_{н.х}}{100} S_T.\end{aligned}\tag{2.7}$$

Для визначення втрат реактивної потужності в контурі намагнічування потрібно на попередньому етапі визначити реактивну складову струму неробочого ходу. Проте для сучасних потужних трансформаторів активна складова струму незначна і нею можна знехтувати.

Втрати реактивної потужності в контурі поперечної провідності трансформаторів носять індуктивний характер. Саме тому у виразі (2.7) такі втрати представлені з від'ємним знаком.

Втрати потужності в обмотках трансформаторів від протікання струмів навантаження визначаються за даними дослідів короткого замикання відповідно до типу конструктивного виконання трансформатора.

Так, для двообмоткового трансформатора для визначення втрат потужності у поздовжній гілці схеми заміщення застосовують вирази:

$$\begin{aligned}\Delta P_Z &= \Delta P_{к.з} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = \Delta P_{к.з} \beta^2; \\ \Delta Q_Z &= -\Delta Q_{к.з} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{к.з}}{100} S_T \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{к.з}}{100} S_T \beta^2.\end{aligned}\tag{2.8}$$

$$\beta = \frac{S}{S_T}$$

У виразах (2.8) β – коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора; S – модуль потужності навантаження трансформатора; S_T – номінальна потужність трансформатора.

Введення коефіцієнта завантаження обмоток у вирази (2.8) пояснюється наступними міркуваннями. Справа в тому, що характеристики дослідів короткого замкнення визначають виходячи з номінального завантаження

2.9 DETERMINATION OF POWER LOSSES IN POWER TRANSFORMERS AND AUTOTRANSFORMERS

Power losses in power transformers have two components, determined by the operating current in windings of the transformer, and the operating voltage at the terminals. According to the inverted Γ -shaped equivalent circuit, operating current losses occur in the branches of longitudinal resistance, and operating voltage losses occur in the magnetisation loop of the power transformer. Power losses in power transformers can be determined by transformer's nameplate (rating) data, and parameters of operating conditions.

Power losses in the transversal magnetization loop have active and inductive components, which are numerically equal to power losses in an open-circuit test:

$$\begin{aligned}\Delta P_Y &= \Delta P_{H.X}; \\ \Delta Q_Y &= -\Delta Q_{H.X} = -\frac{i_{H.X}}{100} S_T.\end{aligned}\tag{2.7}$$

To determine reactive power losses in a magnetisation loop it is necessary to preliminary find out the reactive component of no-load current. However, in modern high-power transformers the active component of current is insignificant, and can be neglected.

Reactive power losses in the transversal conductivity loop of transformers have inductive character. For this reason, in expression (2.7) these losses are given with a negative sign.

Power losses in transformer windings caused by the flow of load currents are determined by short-circuit tests according to the type of transformer design.

For example, to determine power losses in the branch of transversal conductivity of a double-winding transformer equivalent circuit the following expressions are used:

$$\begin{aligned}\Delta P_Z &= \Delta P_{K.3} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = \Delta P_{K.3} \beta^2; \\ \Delta Q_Z &= -\Delta Q_{K.3} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{K.3}}{100} S_T \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{K.3}}{100} S_T \beta^2.\end{aligned}\tag{2.8}$$

In expressions (2.8) $\beta = \frac{S}{S_T}$ is the load factor of transformer windings; S is the module of power of transformer load; S_m is the rated power of transformer.

Introduction of the winding load factor into expressions (2.8) can be explained in the following way. The fact is that short-circuit test characteristics are determined by the rated load of

вторинної обмотки силового трансформатора. В дійсності навантаження обмоток трансформатора відрізняється від номінального та визначається стохастичними процесами виробництва та споживання електричної енергії. Тому під час визначення втрат потужності в обмотках силового трансформатора від протікання робочих струмів необхідно враховувати зміну втрат відносно даних досліду короткого замкнення пропорційно квадрату струму навантаження, що і враховує квадрат коефіцієнта завантаження обмоток трансформатора.

Зазначимо, що для визначення втрат реактивної потужності в обмотках силового трансформатора потрібно на попередньому етапі визначити реактивну складову напруги короткого замкнення. Проте для сучасних потужних трансформаторів активна складова напруги незначна і нею можна знехтувати.

Для триобмоткових силових трансформаторів та автотрансформаторів втрати потужності від протікання робочих струмів по обмотках визначають окремо для кожної обмотки за виразами:

$$\begin{aligned} \Delta P_Z &= \Delta P_{к.в} \beta_B^2 + \Delta P_{к.с} \beta_C^2 + \Delta P_{к.н} \beta_H^2; \\ \Delta Q_Z &= -\frac{S_T}{100} (u_{к.в} \beta_B^2 + u_{к.с} \beta_C^2 + u_{к.н} \beta_H^2), \end{aligned} \quad (2.9)$$

де $\Delta P_{к.в}$, $u_{к.в}$, $\Delta P_{к.с}$, $u_{к.с}$, $\Delta P_{к.н}$, $u_{к.н}$ – фіктивні характеристики дослідів короткого замкнення, віднесені до обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно; $\beta_B = S_B/S_T$, $\beta_C = S_C/S_T$, $\beta_H = S_H/S_T$ – коефіцієнти завантаження обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно; S_B , S_C , S_H – модулі потужностей навантаження обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно.

Зауважимо, що навантаження обмоток триобмоткових силових трансформаторів відрізняються. Відповідно до першого закону Кірхгофа потужність навантаження первинної обмотки високої напруги дорівнює геометричній сумі потужностей навантажень вторинних обмоток середньої та низької напруг. Тому коефіцієнт завантаження первинної обмотки зазвичай не дорівнює алгебраїчній сумі коефіцієнтів завантаження вторинних обмоток:

$$\begin{aligned} \dot{S}_B &= \dot{S}_C + \dot{S}_H; \\ \beta_B &\neq \beta_C + \beta_H. \end{aligned}$$

Якщо триобмотковий трансформатор виконаний із скороченими обмотками, то перед визначенням втрат потужностей, на попередньому етапі, характеристики дослідів короткого замкнення необхідно перерахувати до номінальної потужності трансформатора (до умов первинної обмотки трансформатора).

Втрати реактивної потужності в обмотках силового трансформатора носять індуктивний характер, тому у виразах (2.8) та (2.9) вони записані зі знаком мінус.

the power transformer secondary winding. In practice, the load of transformer windings differs from the rated load, and is determined by stochastic processes of power generation and consumption. Therefore, when determining power losses in windings of the power transformer caused by the flow of operating currents it is necessary to consider a change in losses with respect to the short-circuit test data, being proportional to the square of load current, and it is what the square of load factor of transformer windings implies.

Note that to determine the reactive power losses in power transformer windings it is necessary to preliminary find out the reactive component of impedance voltage. However, in modern high-power transformers the active component of voltage is insignificant, and can be neglected.

For three-winding power transformers and autotransformers the power losses caused by the flow of operating currents in the windings are determined separately for each of the windings by the expressions:

$$\begin{aligned}\Delta P_Z &= \Delta P_{K.B} \beta_B^2 + \Delta P_{K.C} \beta_C^2 + \Delta P_{K.H} \beta_H^2; \\ \Delta Q_Z &= -\frac{S_T}{100} (u_{K.B} \beta_B^2 + u_{K.C} \beta_C^2 + u_{K.H} \beta_H^2),\end{aligned}\tag{2.9}$$

where $\Delta P_{K.B}$, $u_{K.B}$, $\Delta P_{K.C}$, $u_{K.C}$, $\Delta P_{K.H}$, $u_{K.H}$ are fictitious characteristics of the short-circuit tests, related to high-, medium-, and low-voltage windings, respectively; $\beta_B = S_B/S_T$, $\beta_C = S_C/S_T$, $\beta_H = S_H/S_T$ are load factors of high-, medium-, and low-voltage windings, respectively; S_B , S_C , S_H are the modules of load power of high-, medium-, and low-voltage windings, respectively.

Note that loads of windings of three-winding power transformers differ. According to Kirchhoff's first law the load power of primary high-voltage winding is equal to a geometrical sum of load power of secondary windings of medium-, and low-voltage. Therefore, the load factor of the primary winding is not usually equal to an algebraic sum of load factors of secondary windings:

$$\begin{aligned}\dot{S}_B &= \dot{S}_C + \dot{S}_H; \\ \beta_B &\neq \beta_C + \beta_H.\end{aligned}$$

If a three-winding transformer is designed with split windings, before determining power losses it is necessary to preliminary convert short-circuit tests characteristics to the rated power of the transformer (i.e. to the conditions of the primary winding of the transformer).

Reactive power losses in the windings of power transformer have inductive character; therefore, in expressions (2.8) and (2.9) they are given with a minus sign.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть місця локалізації змінних втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах.
2. Наведіть місця локалізації незмінних втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах.
3. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в силових трансформаторах, обумовлених робочими струмами.
4. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в силових трансформаторах, обумовлених робочою напругою.
5. Наведіть визначення коефіцієнтів завантаження обмоток силового трансформатора.
6. Поясніть положення про те, що алгебраїчна сума коефіцієнтів завантаження вторинних обмоток триобмоткового трансформатора зазвичай не дорівнює коефіцієнту завантаження первинної обмотки.

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 99-100; [3], стор. 234-236; [4], стор. 77-78; [7], стор. 92-93; [9], стор. 114-116; [10], стор. 70-71; [14], стор. 52-53.

2.10 ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Втрати енергії в електричних мережах можна визначити як добуток втрат активної потужності на час, протягом якого електрична система працювала з відповідним навантаженням. Оскільки навантаження електричної системи постійно змінюється, то для визначення втрат енергії протягом певного періоду слід обчислити інтеграл вигляду:

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) dt, \quad (2.10)$$

де $\Delta P(t)$ – функція зміни втрат активної потужності протягом часу; T – термін часу, протягом якого визначають втрати енергії (для визначення втрат енергії протягом року $T = 8760$ год).

Як зазначалося раніше, втрати потужності поділяють на змінні та постійні. До першої групи відносять втрати, обумовлені робочими струмами, а до другої – робочою напругою.

Для визначення втрат енергії, обумовлених робочою напругою устаткування, наприклад втрат енергії на корону, умовно вважають, що робоча напруга протягом року є незмінною та дорівнює номінальній напрузі. За цих умов такі втрати енергії протягом року визначають за виразом:

$$\Delta A_{\text{рік}} = \Delta P_{\text{Y}} T_{\text{рік}},$$

CONTROL QUESTIONS

1. Describe the locations of variable power losses in power transformers and autotransformers.
2. Describe the locations of invariable power losses in power transformers and autotransformers.
3. Give the expressions for determining the power losses in power transformers caused by operating currents.
4. Give the expressions for determining the power losses in power transformers caused by operating voltage.
5. Give the definitions of load factors of power transformer windings.
6. Explain why the algebraic sum of load factors of the secondary windings of a three-winding transformer is not usually equal to the load factor of the primary winding.

REFERECNES

[2], p. 99-100; [3], p. 234-236; [4], p. 77-78; [7], p. 92-93; [9], p. 114-116; [10], p. 70-71; [14], p. 52-53.

2.10 ENERGY LOSSES IN ELECTRICAL NETWORKS

Energy losses in electrical networks can be determined as the product of active power losses and time during which the electric system was operated at an appropriate load. As the load of electric system is constantly changing, to determine energy losses during a certain period it is necessary to calculate the following integral:

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) dt, \quad (2.10)$$

where $\Delta P(t)$ is the function of active power loss changes during a certain time; T is the time during which energy losses are determined (for determination of energy losses during a year $T = 8760$).

As previously mentioned, power loss is divided into variable and invariable. The first group refers to the losses caused by operating currents, and the second one to those caused by operating voltage.

In determining the energy losses caused by operating voltage of the equipment, for example corona energy losses, it is assumed for convenience that the operating voltage during a year remains invariable, and is equal to the rated voltage. Under such conditions the energy losses during a year is determined by the expression:

$$\Delta A_{\text{pik}} = \Delta P_Y T_{\text{pik}},$$

де ΔP_Y – втрати активної потужності в гілках поперечних провідностей схем заміщення устаткування електричних мереж; $T_{\text{рік}}$ – час знаходження устаткування під напругою протягом року.

Для визначення втрат енергії, обумовлених протіканням робочого струму в устаткуванні, безпосереднє використання виразу (2.10), є не виправданим, оскільки потребує величезних обсягів розрахунків втрат активної потужності в устаткуванні електричних мереж за кожного поточного значення навантаження системи. Тому в практиці електротехнічних розрахунків зазвичай використовують інші підходи, які базуються на використанні інтегральних показників функціонування електричної системи.

Втрати потужності в поздовжніх елементах схем заміщення устаткування електричних мереж визначаються узагальненим виразом:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \left(\frac{P}{U \cos \varphi} \right)^2 R,$$

де S – модуль повної потужності; R – активний опір поздовжніх елементів схем заміщення устаткування електричних мереж.

Таким чином вираз (2.10) для визначення втрат енергії в електричній мережі набуває вигляду

$$\Delta A = \int_0^T \frac{R_i}{U^2 \cos^2 \varphi_{\text{сєр}i}} P_i^2(t) dt,$$

де i – індекс поточного елемента електричної мережі; $P_i(t)$ – поточне значення навантаження i -го елемента електричної мережі відповідно до графіку навантаження; $\cos \varphi_{\text{сєр}i}$ – середньозважене значення коефіцієнта потужності i -го елемента електричної мережі.

Графік навантаження електричної мережі за тривалістю можна перерахувати до квадратичних координат (квадрат потужності – час), як представлено на рис. 2.18. Такі графіки можуть бути безперервними, або ступінчастими.

Очевидно, що площа фігури, обмежена квадратичним графіком навантаження за тривалістю пропорційна втратам енергії протягом відповідного терміну:

$$\Delta A \equiv \int_0^T P^2(t) dt \text{ для безперервного графіку;}$$

$$\Delta A \equiv \sum_0^T P_i^2 \Delta t \text{ для ступінчастого графіку.}$$

where ΔP_Y is the active power losses in the branches of transversal conductance of the equipment of electrical networks; T_{pik} is the time the equipment is energized during a year.

For determining the energy losses caused by operating current flowing in the equipment, it is unreasonable to use expression (2.10) directly as it requires a lot of calculations of active power losses in the electrical network equipment for each of the current value of the load in the system. Therefore, in engineering calculation practice other approaches are usually used, which are based on the application of integrated parameters of electric system operation.

Power losses in longitudinal elements of equivalent circuits of the electrical network equipment are determined by the generalized expression:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \left(\frac{P}{U \cos \varphi} \right)^2 R,$$

where S is the total power module; R is the pure resistance of longitudinal elements of equivalent circuits of the electrical network equipment.

Thus, expression (2.10) for determining energy losses in the electrical network is turned into

$$\Delta A = \int_0^T \frac{R_i}{U^2 \cos^2 \varphi_{\text{cepi}}} P_i^2(t) dt,$$

where i is the index of actual element of the electrical network; $P_i(t)$ is the current value of the load of i -th element of the electrical network according to the load curve; $\cos \varphi_{\text{cepi}}$ is the weighted value of power factor of i -th element of the electrical network.

The load duration curve of electrical network can be transformed into quadratic co-ordinates (squared power versus time), as shown in Fig. 2.18. These can be continuous, or step curves.

It is obvious that the area of the figure of a quadric load duration curve is proportional to the energy losses during appropriate time period:

$$\Delta A \equiv \int_0^T P^2(t) dt \text{ – for the continuous curve;}$$

$$\Delta A \equiv \sum_0^T P_i^2 \Delta t \text{ – for the step curve.}$$

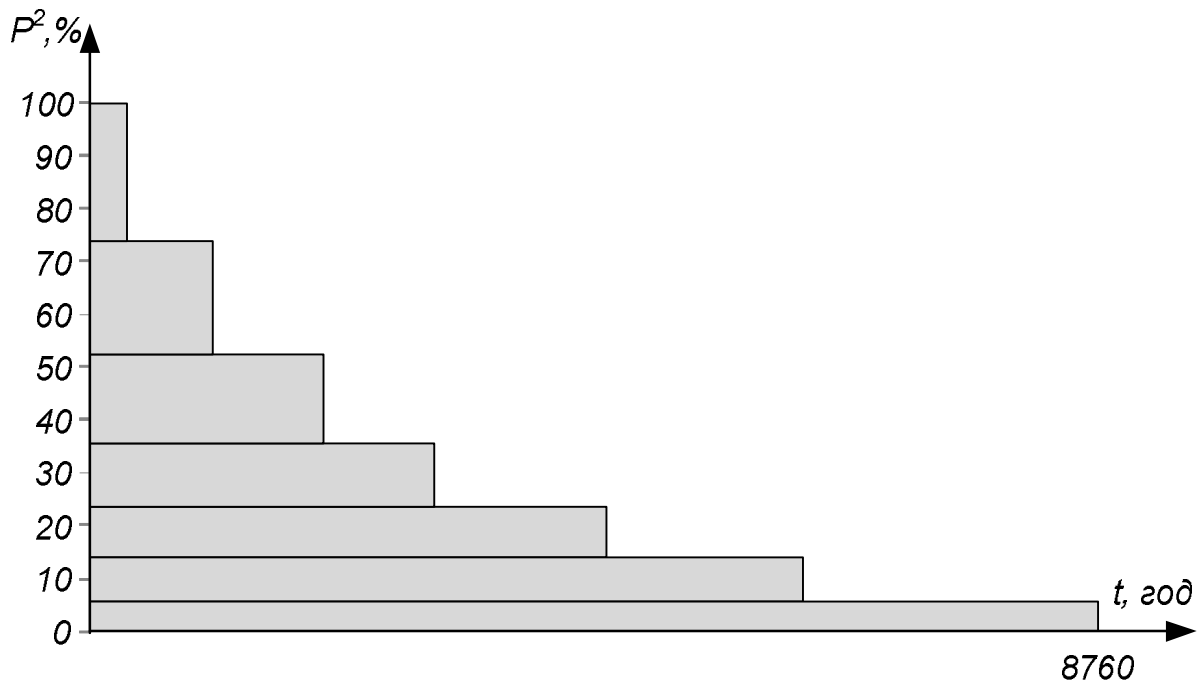


Рис. 2.18. Квадратичний графік навантаження за тривалістю

Отриманий квадратичний графік навантаження за тривалістю можна замістити прямокутним графіком, ордината якого дорівнює квадрату максимального навантаження, а площа – така само, як під реальним графіком. Абсциса такого графіку визначає час максимальних втрат (рис. 2.19).

Час максимальних втрат – це такий фіктивний час, протягом якого електрична система працює з максимальним навантаженням та втратами енергії, такими самими, що і за реальним графіком. В практиці електротехнічних розрахунків час максимальних втрат зазвичай позначають грецькою літерою τ та розраховують за формулами:

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{P_{\max}^2} \quad \text{для безперервного графіку;}$$

$$\tau = \frac{\sum_0^{8760} P_i^2 \Delta t}{P_{\max}^2} \quad \text{для ступінчастого графіку.}$$

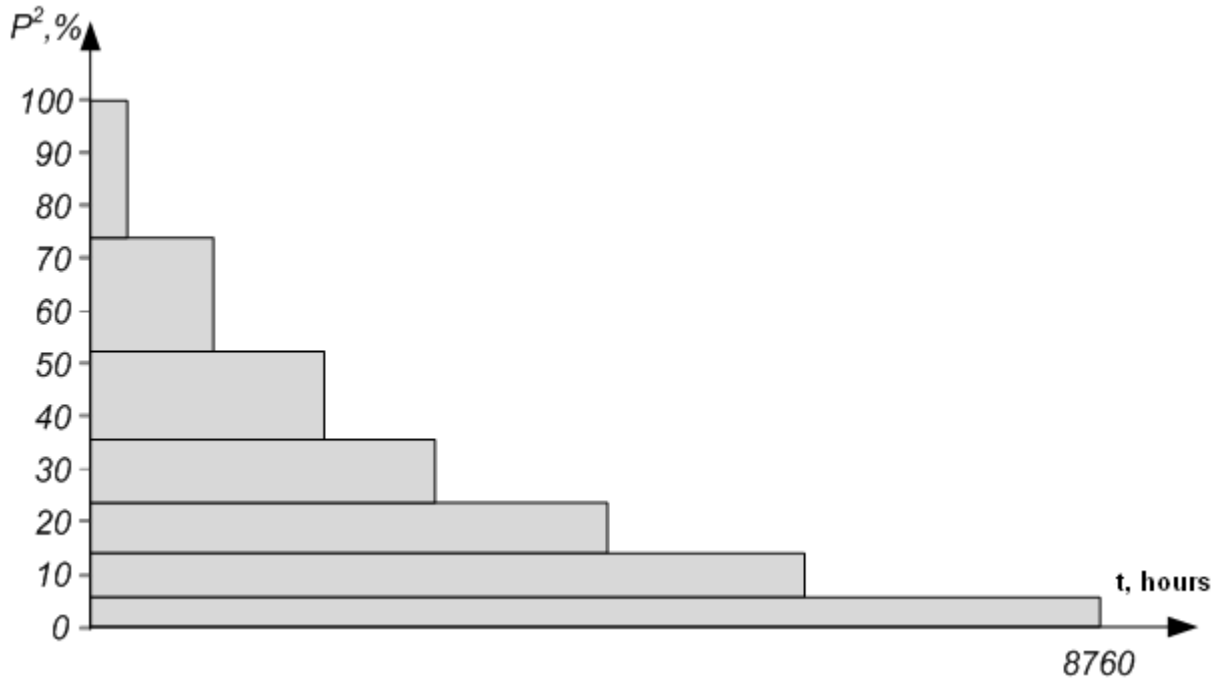


Fig. 2.18. Quadric load duration curve

The quadric load duration curve obtained can be replaced by the rectangular curve, whose ordinate is equal to the squared peak load, and the area is as that of an actual curve. The x-coordinate of this curve determines the time of maximum losses (Fig. 2.19).

The time of maximum losses is a fictitious time during which the electric system is operated at the maximum load and with maximum energy losses, which are the same as in an actual curve. In engineering calculation practice the time of maximum losses is usually indicated by the Greek letter τ , and calculated by the formulas:

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{P_{\max}^2} \quad \text{- for the continuous curve;}$$

$$\tau = \frac{\sum_0^{8760} P_i^2 \Delta t}{P_{\max}^2} \quad \text{- for the step curve.}$$

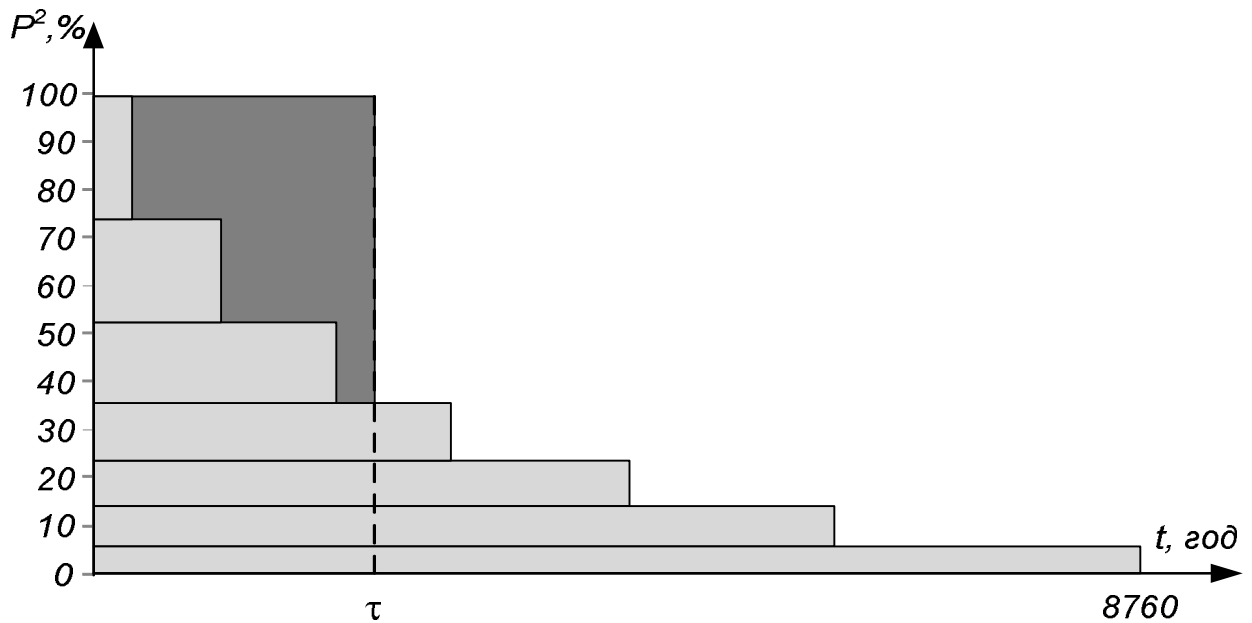


Рис. 2.19. Графічна інтерпретація часу максимальних втрат

У свою чергу втрати енергії протягом року визначають за виразом

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \tau,$$

де ΔP_{\max} – сумарні втрати активної потужності в режимі максимальних навантажень.

Таким чином використання часу максимальних втрат дозволяє суттєво скоротити обсяг розрахунків, оскільки відпадає необхідність розрахунків втрат потужності за різних навантажень згідно графіку та приводити розрахунок лише для режиму максимальних навантажень.

Часто графіки навантаження відсутні, а відомі лише максимальні навантаження та час максимального навантаження. Тут час максимальних втрат визначають за емпіричною формулою:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 8760 \quad (2.11)$$

Формула (2.11) дає наближені, але досить прийнятні результати.

В устаткуванні електричних мереж для визначення втрат енергії при відсутності графіка навантаження використовують також підхід на основі середньоквадратичної потужності навантаження. Квадратичний графік навантаження за тривалістю заміщують прямокутним графіком тієї самої площі, абсциса якого дорівнює 8760 год. Ордината такого прямокутного графіку визначає середньоквадратичну потужність навантаження (рис. 2.20).

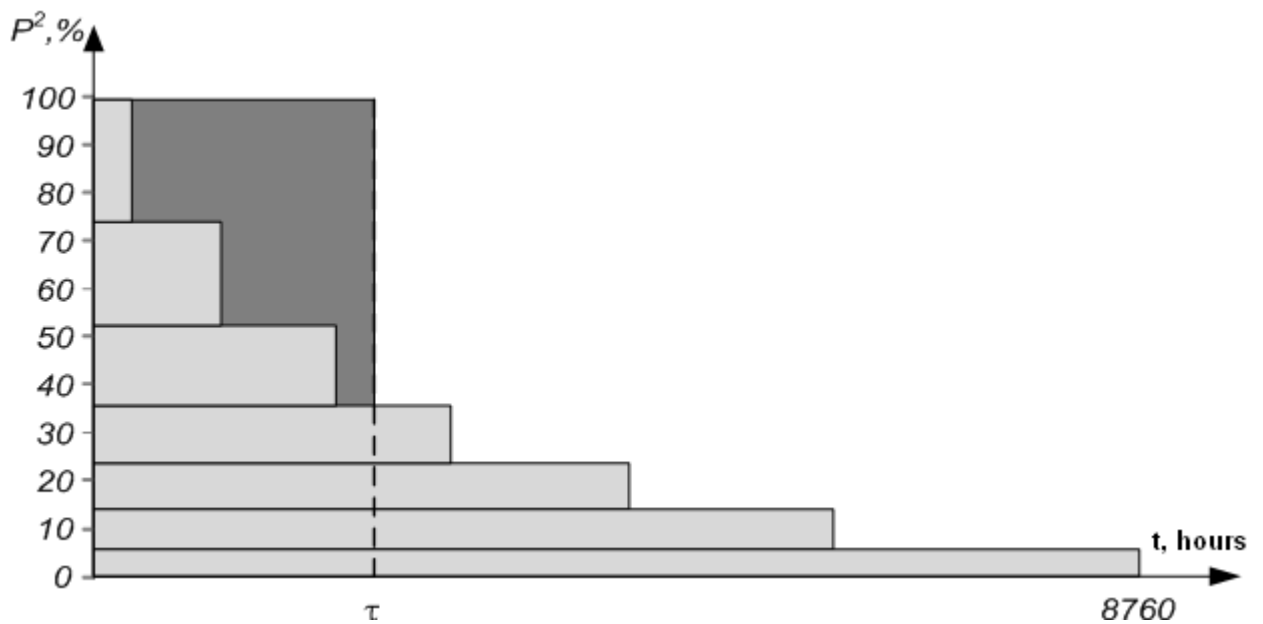


Fig. 2.19. Graphical interpretation of the time of maximum loss

Further, energy loss over a year is determined by the expression

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \tau,$$

where ΔP_{\max} is the total active power loss under peak-load conditions.

Thus, using the time of maximum losses allows you to reduce greatly the calculations as it eliminates the necessity for calculating power losses at different loads according to the curve, and to do calculations only for peak-load conditions.

Load curves are often unavailable, and what is known is the peak load, and the time of maximum load. Here, the time of maximum losses is determined by the empirical formula:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 8760 \quad (2.11)$$

Formula (2.11) gives approximate, but quite acceptable results.

For determination of energy losses in the electrical network equipment without a load curve it is also possible to use the approach based on root-mean-square power of the load. A quadric load duration curve is replaced by a rectangular curve of the same area, whose x-coordinate equals 8,760 hours. The Y-coordinate of this rectangular curve determines root-mean-square power of the load (Fig. 2.20).

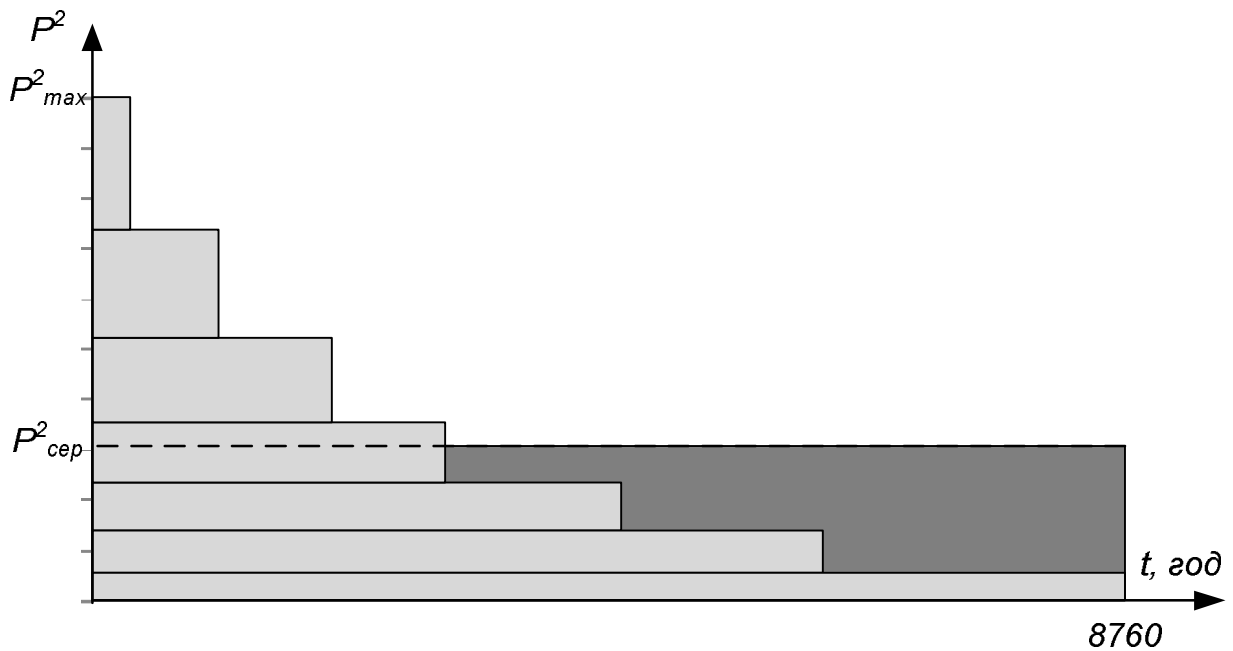


Рис. 2.20. Графічна інтерпретація середньоквадратичного навантаження

Середньоквадратичне навантаження устаткування електричних мереж – це таке навантаження з яким устаткування працює протягом року з втратами енергії, такими самими, що й за реальним графіком.

$$P_{\text{сер}} = \sqrt{\frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{8760}} \quad \text{для безперервного графіку;}$$

$$P_{\text{сер}} = \sqrt{\frac{\sum_0^{8760} P_i^2 \Delta t}{8760}} \quad \text{для ступінчастого графіку.}$$

Тут втрати енергії протягом року визначають за виразом

$$\Delta A = \left(\frac{P_{\text{сер}}}{U_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{сер}}} \right)^2 R \cdot 8760$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга устаткування; $\cos \varphi_{\text{сер}}$ – середньозважене значення коефіцієнта потужності.

Таким чином для визначення сумарних втрат енергії необхідно скласти втрати енергії в поперечних і повздовжніх елементах схеми заміщення. Так, для визначення втрат енергії в лінії електропередач, яка була ввімкнена під напругу протягом всього року необхідно скористатися виразами:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{к}} l \cdot 8760 + \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U^2} \cdot r_0 l \cdot \tau \cdot 10^3$$

або

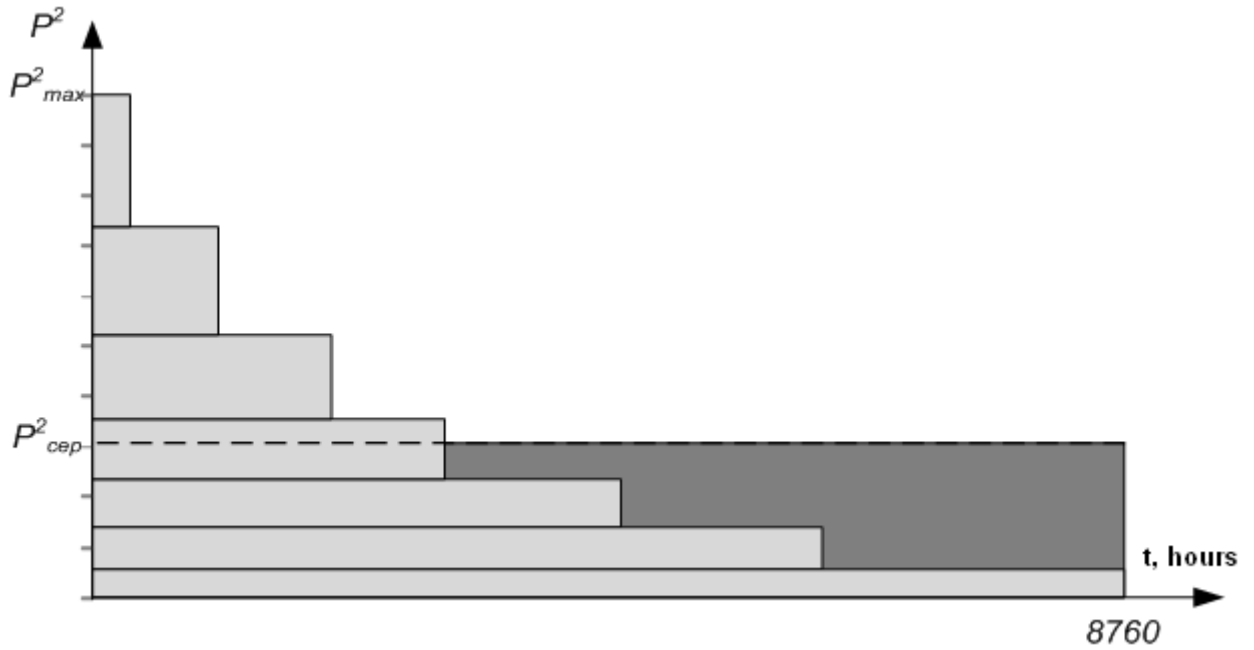


Fig. 2.20. Graphical interpretation of root-mean-square load

The **root-mean-square load** of the equipment of electrical network equipment s is the load at which the equipment operates over a year with energy losses which are the same as that of an actual curve.

$$P_{cep} = \sqrt{\frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{8760}} \quad \text{- for the continuous curve;}$$

$$P_{cep} = \sqrt{\frac{\sum_0^{8760} P_t^2 \Delta t}{8760}} \quad \text{- for the step curve.}$$

Here, the energy losses over a year are determined by the expression

$$\Delta A = \left(\frac{P_{cep}}{U_H \cos \varphi_{cep}} \right)^2 R \cdot 8760$$

where U_H is the rated voltage of the equipment; $\cos \varphi_{cep}$ is the weighted value of power factor.

Thus, to determine the total energy losses it is necessary to sum up energy losses in the transversal and longitudinal elements of an equivalent circuit. Thus, to determine the energy losses in a power transmission line which is energized all year long it is necessary to use the expressions:

$$\Delta A = \Delta P_K l \cdot 8760 + \frac{P_{max}^2 + Q_{max}^2}{U^2} \cdot r_0 l \cdot \tau \cdot 10^3$$

Or

$$\Delta A = \left(\Delta P_k l + \frac{S_{\text{сер}}^2}{U_H^2} r_0 l \cdot 10^3 \right) 8760$$

де ΔP_k – питомі втрати активної потужності на корону; r_0 – питомий активний опір лінії; l – довжина лінії.

Множник 10^3 в другій складовій формули призначений для переведення втрат активної потужності з МВт до кВт.

Для двообмоткового трансформатора втрати енергії визначають за виразами:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{н.х}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{к.з}} \beta^2 \cdot \tau$$

або

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.з}} \beta_{\text{сер}}^2 \right) \cdot 8760$$

де $\beta_{\text{сер}} = \frac{S_{\text{сер}}}{S_T}$ – коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора за середньоквадратичного навантаження.

Для триобмоткового трансформатора маємо такі вирази:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{н.х}} \cdot 8760 + \left(\Delta P_{\text{к.в}} \beta_{\text{в}}^2 + \Delta P_{\text{к.с}} \beta_{\text{с}}^2 + \Delta P_{\text{к.н}} \beta_{\text{н}}^2 \right) \cdot \tau$$

або

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.в}} \beta_{\text{сер.в}}^2 + \Delta P_{\text{к.с}} \beta_{\text{сер.с}}^2 + \Delta P_{\text{к.н}} \beta_{\text{сер.н}}^2 \right) \cdot 8760$$

де $\beta_{\text{сер.в}} = \frac{S_{\text{сер.в}}}{S_T}$, $\beta_{\text{сер.с}} = \frac{S_{\text{сер.с}}}{S_T}$, $\beta_{\text{сер.н}} = \frac{S_{\text{сер.н}}}{S_T}$ – коефіцієнти завантаження обмоток високої, середньої та низької напруги трансформатора за середньоквадратичних навантажень відповідних обмоток.

У ряді випадків може виявитися доцільним визначати роздільно втрати електроенергії від потоків активної та реактивної потужностей:

$$\Delta A = \frac{P_{\text{макс}}^2}{U_{\text{макс}}^2} R \tau_a + \frac{Q_{\text{макс}}^2}{U_{\text{макс}}^2} R \tau_p$$

де τ_a і τ_p визначаються відповідно через час використання максимуму T_a і T_p відповідно активної та реактивної складових потоку потужності; число годин використання максимуму реактивної складової потоку потужності повинно визначатися по площі річних графіків реактивної потужності. Для мереж 35 кВ та 110 кВ у більшості випадків $T_p = (0,7 \div 0,8) T_a$. При цьому слід мати на увазі, що зменшення T_p означає підвищення середнього за рік рівня напруги на приймальних кінцях ліній і приводить до деякого зниження втрат від потоків активної потужності, що у величині τ_a не враховується.

Втрати електроенергії в загальній кількості втрат в мережах загального користування приблизно розподіляються так, як представлено в таблиці 2.1.

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\kappa} l + \frac{S_{\text{cep}}^2}{U_{\text{H}}^2} r_0 l \cdot 10^3 \right) 8760$$

where ΔP_{κ} is the specific corona active power loss; r_0 is the specific pure resistance of the line; l is the length of the line.

The multiplier 10^3 in the second part of the formula is needed to transform active power loss from MW to kW.

For two-winding transformers energy losses are determined by the expressions:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{H.X}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{K.3}} \beta^2 \cdot \tau$$

or

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{H.X}} + \Delta P_{\text{K.3}} \beta_{\text{cep}}^2 \right) \cdot 8760$$

where $\beta_{\text{cep}} = \frac{S_{\text{cep}}}{S_{\text{T}}}$ is the load factor of transformer windings in case of root-mean-square load.

For a three-winding transformer there are the expressions:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{H.X}} \cdot 8760 + \left(\Delta P_{\text{K.B}} \beta_{\text{B}}^2 + \Delta P_{\text{K.C}} \beta_{\text{C}}^2 + \Delta P_{\text{K.H}} \beta_{\text{H}}^2 \right) \cdot \tau$$

or

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{H.X}} + \Delta P_{\text{K.B}} \beta_{\text{cep.B}}^2 + \Delta P_{\text{K.C}} \beta_{\text{cep.C}}^2 + \Delta P_{\text{K.H}} \beta_{\text{cep.H}}^2 \right) \cdot 8760$$

where $\beta_{\text{cep.B}} = \frac{S_{\text{cep.B}}}{S_{\text{T}}}$, $\beta_{\text{cep.C}} = \frac{S_{\text{cep.C}}}{S_{\text{T}}}$, $\beta_{\text{cep.H}} = \frac{S_{\text{cep.H}}}{S_{\text{T}}}$ are load factors of transformer windings of high-, medium-, and low-voltage of the transformer in case of root-mean-square load of appropriate windings.

In some cases it may be practicable to determine energy losses apart from flow of active and reactive power:

$$\Delta A = \frac{P_{\text{МАКС}}^2}{U_{\text{МАКС}}^2} R \tau_{\alpha} + \frac{Q_{\text{МАКС}}^2}{U_{\text{МАКС}}^2} R \tau_{\rho}$$

where τ_{α} and τ_{ρ} are determined by the time of using maximum T_{α} and T_{ρ} according to the active and reactive components of power flow; the number of hours of using the maximum of a reactive component of power flow must be determined by the area of annual reactive power curves. In most of the cases for 35 kV and 110 kV networks $T_{\rho} = (0,7 \div 0,8) T_{\alpha}$. Thus, it is necessary to take into account that a decrease in T_{ρ} means an increase in the average annual voltage level at the receiving ends of the lines, and leads to some reduction of losses caused by active power flow, which are not considered in quantity τ_{α} .

Energy losses in the total amount of losses in networks of general application are roughly distributed in the manner presented in Table 2.1.

Втрати енергії в трансформаторах і автотрансформаторах становлять близько 30% сумарних втрат у мережі відповідного ступеня напруги.

Таблиця 2.1. Структура втрат електроенергії по класам напруг

Електроустановки та процеси	Втрати електроенергії, %
ЛЕП 330-750 кВ	11
ЛЕП 220 кВ	15
ЛЕП 35-150 кВ	41
ЛЕП 0,4-20 кВ	2
Втрати на корону	2
Інші елементи мережі (реактори, генератори, що працюють у режимі синхронного компенсатора, вимірювальні прилади, трансформатори струму та напруги)	3
Власні потреби підстанції	2

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть загальний вираз для визначення втрат енергії в електричній мережі.
2. Наведіть вираз для визначення втрат енергії, обумовлених дією робочої напруги.
3. Що являють собою квадратичні графіки навантаження за тривалістю?
4. У чому полягає основна властивість квадратичних графіків навантаження?
5. Наведіть визначення часу максимальних втрат.
6. Наведіть вираз для визначення втрат енергії протягом року із застосуванням часу максимальних втрат.
7. Наведіть вираз емпіричної формули для визначення часу максимальних втрат.
8. Наведіть визначення середньоквадратичного навантаження.
9. Наведіть вираз для визначення втрат енергії протягом року із застосуванням середньоквадратичного навантаження.
10. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в лінії електропередавання.
11. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в силовому двообмотковому трансформаторі.
12. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в силовому триобмотковому трансформаторі.

Energy losses in transformers and autotransformers make about 30% of the total losses in the network of appropriate voltage level.

Table 2.1. Structure of energy losses depending on voltage level

Electrical installations and processes	Energy losses, %
330-750 kV power transmission line	11
220 kV power transmission line	15
35-150 kV power transmission line	41
0.4-20 kV power transmission line	2
corona losses	2
other elements of the network (reactors; generators operating in the mode of synchronous capacitor; measuring instruments, current and voltage transformers)	3
auxiliaries of substations	2

CONTROL QUESTIONS

1. Give the general expression for determining energy losses in the electrical network.
2. Give the expression for determining the energy losses caused by the effect of operating voltage.
3. What do quadric load duration curves represent?
4. What is the key characteristic of quadric load duration curves?
5. Give the definition of time of maximum losses.
6. Give the expression for determining energy losses over a year by using the time of maximum losses.
7. Give the expression of empirical formula for determining the time of maximum losses.
8. Give the definition of root-mean-square load.
9. Give the expression for determining energy losses over a year by using root-mean-square load.
10. Give the expressions for determining energy losses over a year in the power transmission line.
11. Give the expressions for determining energy losses over a year in a two-winding power transformer.
12. Give the expressions for determining energy losses over a year in a three-winding power transformer.

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 100-106; [3], стор. 71-75; [4], стор. 73-78; [6], стор. 182-186; [7], стор. 237-244; [8], стор. 168-173; [9], стор. 116-128; [10], стор. 73-79; [14], стор. 55-60; [15], стор. 405-407; [16], стор. 285-288; [17], стор. 362-367.

Тема 10 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

2.11 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ ПІДСТАНЦІЙ ТА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА ШИНАХ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

У наближених (оціночних) розрахунках режимів роботи електричних мереж, для скорочення обсягу обчислень у розрахункових схемах можна не враховувати параметри схем заміщення силових трансформаторів. У цьому випадку задані навантаження, прикладені до шин СН і НН підстанції, слід перенести на шини високої напруги підстанції з урахуванням втрат потужності в поздовжніх опорах і поперечних провідностях схем заміщення силових трансформаторів.

Таким чином, на шинях ВН підстанції формується **приведене** навантаження, що являє собою алгебраїчну суму заданих навантажень, прикладених до шин СН і НН підстанції та втрат потужності в поздовжніх опорах і поперечних провідностях силових трансформаторів (рис. 2.21)

$$\dot{S}_{п/ст}^{прив} = \dot{S}_{сн} + \dot{S}_{нн} + \Delta\dot{S}_{tz} + \Delta\dot{S}_{ty}, \quad (2.12)$$

де $\Delta S_{tz} = \Delta P_{tz} + j\Delta Q_{tz}$ - втрати потужності в поздовжніх опорах обмоток одного (або блоку) силових трансформаторів; $\Delta S_{ty} = \Delta P_{ty} + j\Delta Q_{ty}$ - втрати потужності в поперечних провідностях одного (або блоку) силових трансформаторів.

Для блоку з n паралельно працюючих дво- або триобмоткових трансформаторів втрати активної та реактивної потужностей у поперечних провідностях блоку визначають за однаковими виразами:

$$\Delta P_{ty} = n\Delta P_{нх}; \quad \Delta Q_{ty} = -(nS_T/100)I_{нх} \% , \quad (2.13)$$

де n – число паралельно включених трансформаторів на підстанції; $\Delta P_{нх}$, $S_{нх}$, $I_{нх} \%$ - паспортні дані одного із силових трансформаторів блоку, в якому паралельно працюють силові трансформатори одного типу і відповідно однакової номінальної потужності.

REFERENCES

[2], p. 100-106; [3], p. 71-75; [4], p. 73-78; [6], p. 182-186; [7], p. 237-244; [8], p. 168-173; [9], p. 116-128; [10], p. 73-79; [14], p. 55-60; [15], p. 405-407; [16], p. 285-288; [17], p. 362-367.

Chapter 10. CALCULATION OF OPERATION MODES OF OPEN ELECTRICAL NETWORKS

2.11 LOAD CALCULATION FOR SUBSTATIONS AND HIGH-VOLTAGE BUS POWER PLANTS

In the approximate calculations of operation modes of electrical networks it is possible to neglect the parameters of power transformer equivalent circuits in order to reduce the amount of calculations to be done. In this case the stated load, applied to medium-, and low-voltage substation buses, must be moved to the of high-voltage substation buses, taking into account the power losses in the longitudinal resistance and transversal conductance of power transformer equivalent circuits.

Thus, on high-voltage substation buses the reduced load is produced, which represents an algebraic sum of the stated loads applied to medium-, and low-voltage substation buses, and power losses in the longitudinal resistance and transversal conductance of power transformers (Fig. 2.21)

$$\dot{S}_{\text{п/сг}}^{\text{прив}} = \dot{S}_{\text{сн}} + \dot{S}_{\text{нн}} + \Delta\dot{S}_{\text{тз}} + \Delta\dot{S}_{\text{ты}}, \quad (2.12)$$

where $\Delta S_{\text{тз}} = \Delta P_{\text{тз}} + j\Delta Q_{\text{тз}}$ is the power loss in the longitudinal resistance of windings of one or a block of power transformers; $\Delta S_{\text{ты}} = \Delta P_{\text{ты}} + j\Delta Q_{\text{ты}}$ is the power loss in transversal conductance of one or a block of power transformers.

For the block of n operating in parallel two- or three-winding transformers the active and reactive power losses in transversal conductance are determined by the same expressions:

$$\Delta P_{\text{ты}} = n\Delta P_{\text{нх}}; \quad \Delta Q_{\text{ты}} = -(nS_{\text{T}}/100)I_{\text{нх}} \% , \quad (2.13)$$

where n is the number of parallel transformers at a substation; $\Delta P_{\text{нх}}$, $S_{\text{н}}$, $I_{\text{нх}}\%$ are nameplate (rating) data of one or the block of power transformers, in which power transformers of similar type are connected in parallel, and thus of the same rated power.

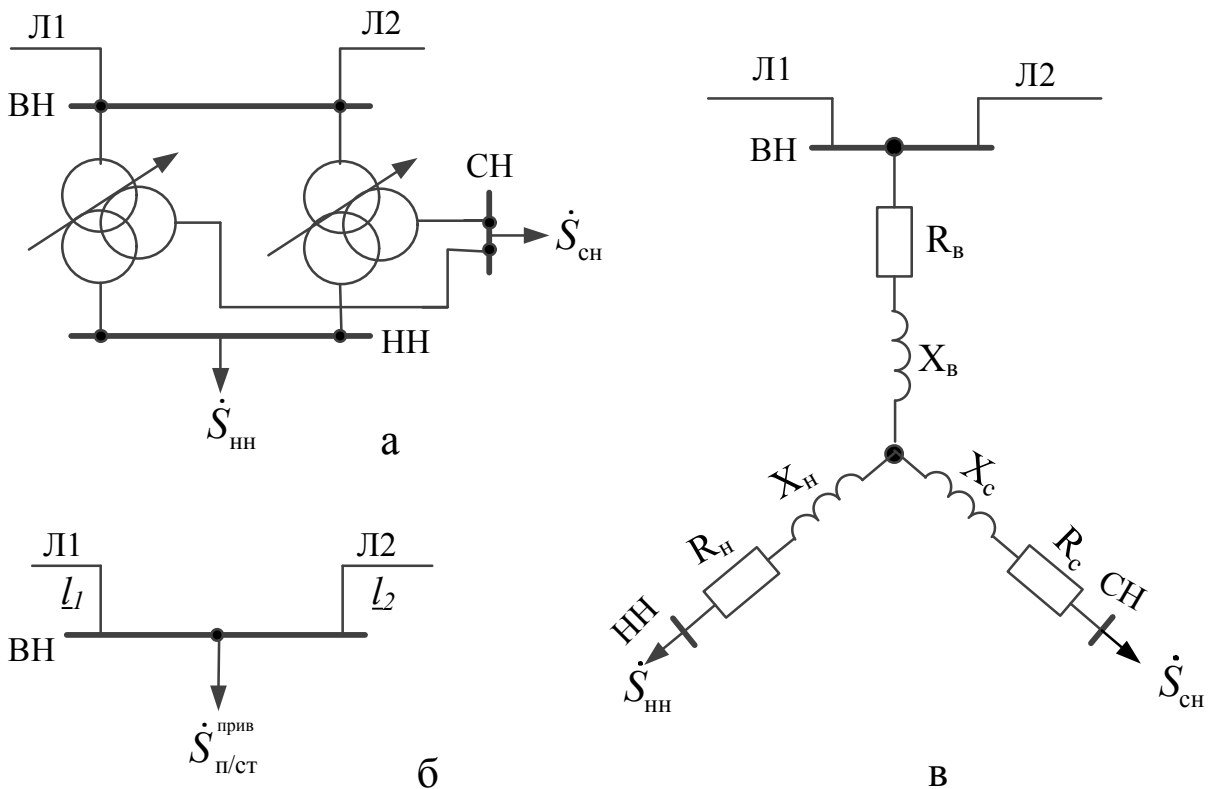


Рис.2.21. Приведене навантаження підстанції: а - схема електрична принципова; б - схема розрахункова; в - схема заміщення

Втрати потужності в поздовжніх опорах схеми заміщення трансформатора залежать від його конструктивного виконання. Зокрема, для блоку з n паралельно працюючих двообмоткових трансформаторів використовують залежність

$$\Delta P_{\text{ТЗ}} = n \Delta P_{\text{КЗ}} \beta^2,$$

де $\beta = S / nS_{\text{T}}$ - коефіцієнт завантаження блоку силових двообмоткових трансформаторів; S – модуль повної потужності, що проходить через блок n паралельно включених двообмоткових трансформаторів.

При наявності одного силового трансформатора його коефіцієнт завантаження β визначають за виразом

$$\beta = \frac{S}{S_{\text{T}}},$$

де S – модуль повної потужності, що проходить по обмотках ВН і НН двообмоткового трансформатора.

Втрати реактивної потужності в обмотках блоку двообмоткових трансформаторів дорівнюють

$$\Delta Q_{\text{ТЗ}} = -\frac{nS_{\text{T}}}{100} \beta^2 U_{\text{КЗ}} \%$$

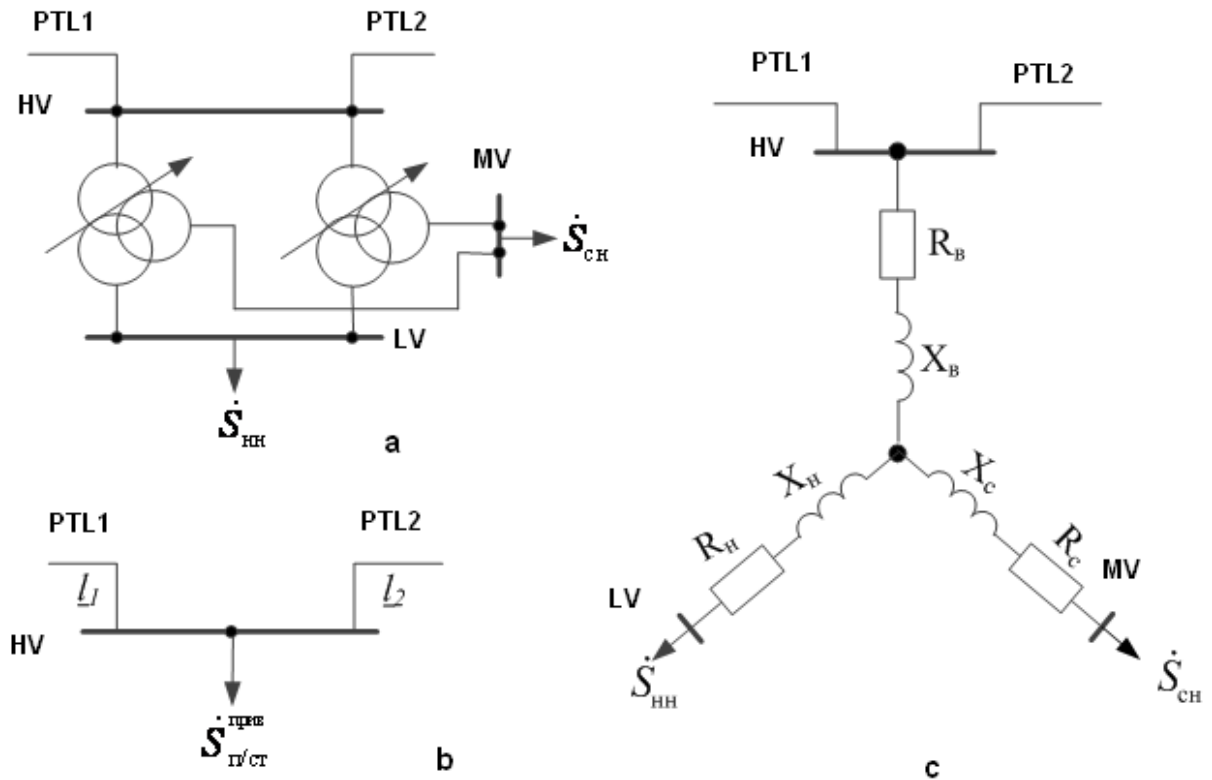


Fig. 2.21. Reduced load of a substation: a) the basic electric circuit; b) the design diagram; c) the equivalent circuit

Power losses in the longitudinal resistance of a transformer equivalent circuit depend on the design. In particular, for the block with n two-winding transformers operating in parallel the following relation is used:

$$\Delta P_{TZ} = n \Delta P_{K3} \beta^2,$$

where $\beta = S / nS_T$ is the load factor of a block of two-winding power transformers; S is the module of the total power passing through the block of n two-winding transformers connected in parallel.

In the presence of one power transformer the load factor β is determined by the expression

$$\beta = \frac{S}{S_T},$$

where S is the module of total power passing in high-, and low-voltage windings of a two-winding transformer.

The reactive power losses in the windings of a block of two-winding transformers are equal to

$$\Delta Q_{TZ} = -\frac{nS_T}{100} \beta^2 U_{K3} \%.$$

Для блоку з n паралельно працюючих силових триобмоткових трансформаторів для розрахунку втрат потужності в їхніх обмотках використовують співвідношення

$$\Delta P_{TZ} = \frac{n\Delta P_{кз}}{2} (\beta_1^2 + \beta_2^2 + \beta_3^2) \quad (2.14)$$

де $\beta_1, \beta_2, \beta_3$ – коефіцієнти завантаження обмоток ВН, СН і НН блоку силових триобмоткових трансформаторів, які визначають згідно виразів:

$$\begin{aligned} \beta_1 = \beta_{ВН} &= \frac{S}{nS_T} = \frac{\sqrt{(P_{СН} + P_{НН})^2 + (Q_{СН} + Q_{НН})^2}}{nS_T}, \\ \beta_2 = \beta_{СН} &= \frac{\sqrt{P_{СН}^2 + Q_{СН}^2}}{nS_T}, \\ \beta_3 = \beta_{НН} &= \frac{\sqrt{P_{НН}^2 + Q_{НН}^2}}{nS_T}. \end{aligned} \quad (2.15)$$

Коефіцієнти завантаження обмоток силових трансформаторів завжди дійсні величини.

Втрати реактивної потужності ΔQ_{TZ} в обмотках блоку триобмоткових трансформаторів визначають згідно виразу

$$\Delta Q_{TZ} = -\frac{nS_T}{100} (\beta_1^2 U_{1кз} \% + \beta_2^2 U_{2кз} \% + \beta_3^2 U_{3кз} \%) \quad (2.16)$$

де $U_{1кз} \%, U_{2кз} \%, U_{3кз} \%$ - фіктивні значення напруг короткого замикання в %, що визначаються за виразами для кожної з обмоток блоку паралельно працюючих трансформаторів.

Приведене навантаження електростанції являє собою алгебраїчну суму потужностей всіх її генераторів ($\dot{S}_{\Sigma Г}$), навантаження власних потреб ($\dot{S}_{в\text{лп}}$), навантаження місцевого району енергопостачання (\dot{S}_i) і втрат потужності в поздовжніх опорах і поперечних провідностях підвищувальних силових трансформаторів, тобто

$$\dot{S}_{\dot{a}/\dot{n}\dot{o}}^i = \dot{S}_{\Sigma \dot{A}} + \dot{S}_{\dot{a}\dot{e}\dot{i}} + \dot{S}_i + \Delta \dot{S}_{\dot{o}z} + \Delta \dot{S}_{\dot{o}y}, \quad (2.17)$$

де величину $\dot{S}_{в\text{лп}}$, як правило, приймають у межах 8-12% від установленної потужності електростанції.

Розрахункове навантаження підстанції (електростанції) представляє собою алгебраїчну суму приведенного навантаження підстанції (електростанції) і половини втрат потужностей у поперечних провідностях всіх ліній, що відходять від шин ВН даної підстанції (електростанції).

For a block with n three-winding transformers operated in parallel calculations of power losses in the windings involve the relation

$$\Delta P_{TZ} = \frac{n\Delta P_{K3}}{2} (\beta_1^2 + \beta_2^2 + \beta_3^2) \quad (2.14)$$

where $\beta_1, \beta_2, \beta_3$ are load factors of high-, medium-, and low-voltage windings of a block of three-winding power transformers, determined by the expressions:

$$\begin{aligned} \beta_1 = \beta_{BH} &= \frac{S}{nS_T} = \frac{\sqrt{(P_{CH} + P_{HH})^2 + (Q_{CH} + Q_{HH})^2}}{nS_T}, \\ \beta_2 = \beta_{CH} &= \frac{\sqrt{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}}{nS_T}, \\ \beta_3 = \beta_{HH} &= \frac{\sqrt{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}}{nS_T}. \end{aligned} \quad (2.15)$$

Load factors of the windings of power transformers are always *real* values.

Reactive power losses ΔQ_{TZ} in the windings of a block of three-winding transformers are determined by the expression

$$\Delta Q_{TZ} = -\frac{nS_T}{100} (\beta_1^2 U_{1K3} \% + \beta_2^2 U_{2K3} \% + \beta_3^2 U_{3K3} \%) \quad (2.16)$$

where $U_{1K3} \%$, $U_{2K3} \%$, $U_{3K3} \%$ are fictitious values of impedance voltage in %, determined by the expressions for each of the windings of a block of transformers operating in parallel.

The **reduced load** of a power plant represents an algebraic sum of power of all the generators ($\dot{S}_{\Sigma\Gamma}$), load of auxiliaries ($\dot{S}_{B.ПП}$), load of local area of power supply (\dot{S}_i), and power losses in the longitudinal resistance and transversal conductance of step-up transformers, i.e.

$$\dot{S}_{\frac{\partial}{\partial \bar{n}0}}^{\partial \bar{a}} = \dot{S}_{\Sigma\bar{A}} + \dot{S}_{\bar{a}\bar{e}\bar{i}} + \dot{S}_i + \Delta\dot{S}_{\partial z} + \Delta\dot{S}_{\partial y}, \quad (2.17)$$

where the quantity $\dot{S}_{B.ПП}$ is usually accepted within the limits of 8-12 % of power plant installed capacity.

The **design load** of a substation (power plant) represents an algebraic sum of the reduced load of substation (power plant), and half of the power losses in the transversal conductance of all the lines coming from high-voltage buses of this substation (power plant).

У мережах напругою до 220 кВ включно поперечною активною провідністю ліній нехтують і тому в таких випадках до приведеного навантаження підстанції (електростанції) слід алгебраїчно додавати лише половину суми зарядних потужностей всіх ліній, що відходять у схему від шин ВН конкретної підстанції (електростанції).

Таким чином, **розрахункове** навантаження підстанції визначають виразом

$$\dot{S}_{п/ст}^{розр} = \dot{S}_{п/ст}^{прив} + j0,5Q_{зар} = \dot{S}_{п/ст}^{прив} + j0,5B_{л}U_{н}^2 = \dot{S}_{п/ст}^{прив} + j0,5\sum_i b_{0i}l_iU_{н}^2, \quad (2.18)$$

де $B_{л}$ – ємнісна поперечна провідність всіх i -х ліній, що відходять у схему від шин ВН підстанції; b_{0i} – погонна ємнісна провідність i -ої лінії, яка характеризується довжиною l_i ; $\dot{S}_{п/ст}^{прив}$ – приведене навантаження підстанції, що розраховують згідно виразу (2.12).

Для електростанції **розрахункове** навантаження визначають по аналогічному виразу

$$\dot{S}_{е/ст}^{розр} = \dot{S}_{е/ст}^{прив} + j0,5Q_{зар} = \dot{S}_{е/ст}^{прив} + j0,5\sum_i b_{0i}l_iU_{н}^2,$$

де $\dot{S}_{е/ст}^{прив}$ – приведене навантаження електростанції (2.12).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Як знаходиться розрахункове навантаження підстанції?
2. Як знаходиться приведене навантаження підстанції?
3. Як визначається приведене навантаження електростанції?
4. Що таке розрахункове навантаження електростанції?
5. Чим відрізняються втрати активної (реактивної потужностей) у поперечних провідностях дво- або триобмоткових трансформаторів і як вони визначаються?
6. Як визначається розрахункове навантаження підстанції з лініями напругою вище 220 кВ?

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 119-121; [15], стор. 173-174; [16], стор. 170-175; [36], стор. 45-48.

In the networks of up to 220 kV inclusive the transversal conductance of the lines is neglected so that in this case to the reduced load of a substation (power plant) it is necessary to add only half of the sum of charging capacity of all the lines that come to the circuit from high-voltage buses of a certain substation (power plant).

Thus, the design load of a substation is determined by the expression

$$\dot{S}_{п/ст}^{розр} = \dot{S}_{п/ст}^{прив} + j0,5Q_{зар} = \dot{S}_{п/ст}^{прив} + j0,5B_{л}U_{н}^2 = \dot{S}_{п/ст}^{прив} + j0,5\sum_i b_{0i}l_iU_{н}^2, \quad (2.18)$$

where $B_{л}$ is the capacitive transversal conductance of all i -x lines that come to the circuit from high-voltage buses of the substation; b_{0i} is the capacitive susceptance per unit length of i -lines, which is characterised by length l_i ; $\dot{S}_{п/ст}^{прив}$ is the reduced load of the substation, calculated according to expression (2.12).

For a power plant the design load is determined by similar expressions

$$\dot{S}_{е/ст}^{розр} = \dot{S}_{е/ст}^{прив} + j0,5Q_{зар} = \dot{S}_{е/ст}^{прив} + j0,5\sum_i b_{0i}l_iU_{н}^2,$$

where $\dot{S}_{е/ст}^{прив}$ is the reduced load of the power plant (2.12).

CONTROL QUESTIONS

1. *How can we obtain the design load of a substation?*
2. *How can we obtain the reduced load of a substation?*
3. *How is the reduced load of a power plant determined?*
4. *What is the design load of a power plant?*
5. *What is the difference between active (reactive) power in transversal conductance of two-, or three-winding transformers? How are they determined?*
6. *How is the design load of a substation with the lines of above 220 kV determined?*

REFERENCE

[2], p. 119-121; [15], p. 173-174; [16], p. 170-175; [36], p. 45-48.

2.12 ПОТУЖНОСТІ ПОЧАТКІВ, КІНЦІВ ТА СЕРЕДНЬОЛІНІЙНА ПОТУЖНІСТЬ ДІЛЯНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

При передачі по i -й ділянці схеми мережі деякої потужності \dot{S}_i завжди мають місце повні втрати потужності на цій ділянці $\Delta\dot{S}_i$. Саме тому розрізняють **потужність початку** i -ої ділянки $\dot{S}_{i\bar{i}}$, **потужність кінця** ділянки $\dot{S}_{i\kappa}$ і її **середньо-лінійну потужність** \dot{S}_i (рис. 4.2).

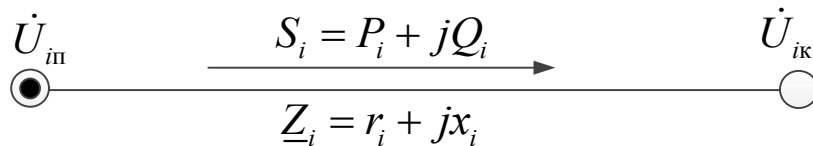


Рис. 2.22. Середньолінійна потужність i -ої ділянки

Потужності початку і кінця ділянки відрізняються одна від одної тільки на величину повних втрат потужності $\Delta\dot{S}_i$ на цій ділянці:

$$\dot{S}_{i\bar{i}} = \dot{S}_{i\kappa} + \Delta\dot{S}_i, \quad (2.19)$$

$$\dot{S}_{i\kappa} = \dot{S}_{i\bar{i}} - \Delta\dot{S}_i. \quad (2.20)$$

Середньолінійна потужність ділянки \dot{S}_i відрізняється від потужностей початку та кінця i -ої ділянки мережі тільки на половину повних втрат потужності на цій ділянці, тобто:

$$\dot{S}_i = \dot{S}_{i\bar{i}} - 0,5\Delta\dot{S}_i,$$

$$\dot{S}_i = \dot{S}_{i\kappa} + 0,5\Delta\dot{S}_i.$$

Потужності початків ділянок $\dot{S}_{i\bar{i}}$ завжди визначаються напругами початків ділянок $U_{i\bar{i}}$, а потужності кінців ділянок $\dot{S}_{i\kappa}$ – напругами кінців ділянок $U_{i\kappa}$. Для середньолінійної потужності ділянки, що є фіктивною розрахунковою величиною, вводять поняття фіктивної напруги середини i -ої ділянки, модуль якої визначають згідно виразу середньоквадратичного значення напруги

$$U_{ic} = \sqrt{0,5(U_{i\bar{i}}^2 + U_{i\kappa}^2)}. \quad (2.21)$$

Потокорозподіл потужностей по ділянках схеми мережі, знайдений по заданих електричних навантаженнях пунктів схеми (тобто без врахування втрат потужності в поздовжніх елементах схеми заміщення) можна розглядати як потокорозподіл середньолінійних потужностей.

2.12 POWER OF THE SENDING END, RECEIVING END, AND MIDDLE SECTIONS OF ELECTRICAL NETWORK

In transmitting power \dot{S}_i over i -th section of the network diagram there is always overall power loss in this section $\Delta\dot{S}_i$. For this reason, we distinguish between the power at the beginning of i -th section $\dot{S}_{i\bar{r}}$, the power at the end of the section $\dot{S}_{i\bar{k}}$, and the power of the middle section \dot{S}_i (Fig. 4.2).

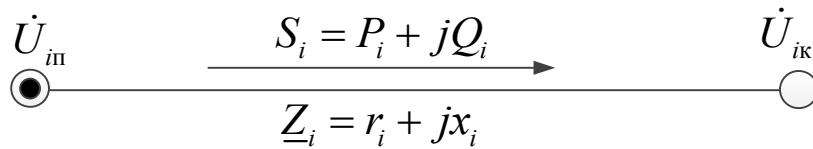


Fig. 2.22. Power of the middle line of i -th section

The power of the sending end and that of receiving end of the section differ from each other only in the value of overall power loss $\Delta\dot{S}_i$ in this section:

$$\dot{S}_{i\bar{r}} = \dot{S}_{i\bar{e}} + \Delta\dot{S}_i, \quad (2.19)$$

$$\dot{S}_{i\bar{e}} = \dot{S}_{i\bar{r}} - \Delta\dot{S}_i. \quad (2.20)$$

The power of the middle line section \dot{S}_i differs from the power of the sending end and the power of the receiving end of i -th section of the network only in half of overall power loss in this section, in other words:

$$\dot{S}_i = \dot{S}_{i\bar{r}} - 0,5\Delta\dot{S}_i,$$

$$\dot{S}_i = \dot{S}_{i\bar{k}} + 0,5\Delta\dot{S}_i.$$

The power of the sending ends of the sections $\dot{S}_{i\bar{r}}$ is always determined by the voltage at the beginning of the sections $\dot{U}_{i\bar{r}}$, and the power of the receiving ends of the sections $\dot{S}_{i\bar{k}}$ is determined by the voltage at the ends of the sections $\dot{U}_{i\bar{k}}$. For the power of middle line section, which is a fictitious design value, the concept of fictitious voltage of the middle line i -th section is introduced, and its module is determined by the expression of root-mean-square voltage

$$U_{ic} = \sqrt{0,5(U_{i\bar{r}}^2 + U_{i\bar{k}}^2)}. \quad (2.21)$$

Power flow in the sections of network diagram, determined by stated electric loads at the points of the diagram (that is without taking into account the power losses in longitudinal elements of equivalent circuit) can be considered to be the flow of power of the middle line section.

2.12 РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

Розрізняють розрахунки режиму напруги в пунктах схеми *за умовами початку або кінця*. При розрахунку за умовами початку або кінця ділянки мережі завжди відомі рівні напруги на початку \dot{U}_{in} або кінці \dot{U}_{ik} ділянки. Визначенню підлягають рівні напруги, відповідно, на кінці \dot{U}_{ik} або початку \dot{U}_{in} ділянки мережі (рис. 2.23 і рис.2.24).

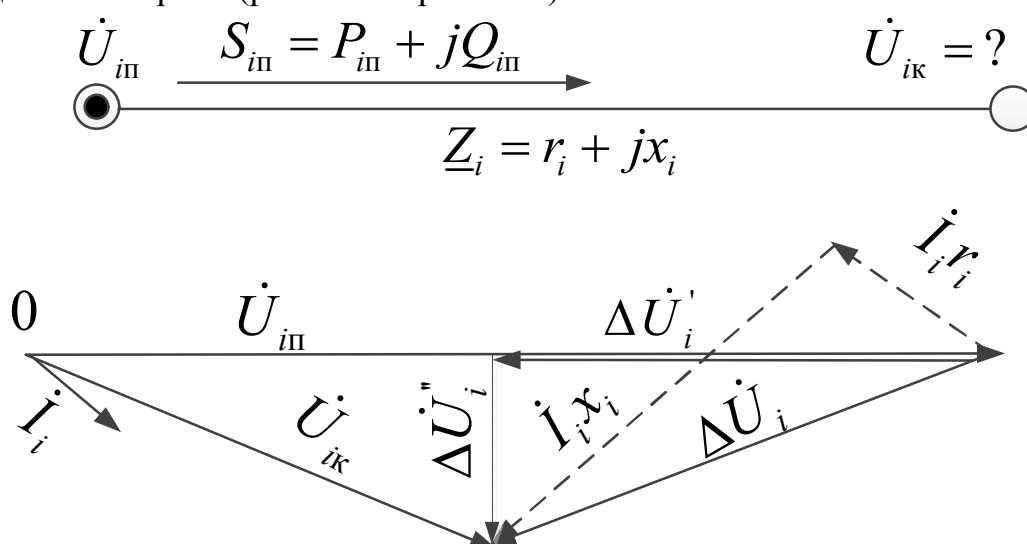


Рис. 2.23. Векторна діаграма розрахунку напруги за умовами початку. При розрахунку за умовами початку (припустимо, що вектор напруги U_{in} збігається з віссю дійсних значень величин), отримуємо (рис. 2.23)

$$\begin{aligned} \dot{U}_{ik} &= U_{in} - \Delta \dot{U}_i = U_{in} - \sqrt{3} \dot{I}_i z_i = U_{in} - \frac{\dot{S}_i}{U_{in}} z_i = \\ &= U_{in} - \frac{P_{in} r_i - Q_{in} x_i}{U_{in}} - j \frac{P_{in} x_i + Q_{in} r_i}{U_{in}} = U_{in} - \Delta U_i' - j \Delta U_i'' \end{aligned} \quad (2.22)$$

де P_{in} , Q_{in} – активна (МВт) і реактивна (МВАр) потужності на початку i -ої ділянки мережі.

Вираз (2.22) інтерпретують векторною діаграмою, що представлена на рис.2.23. Тут величина $\Delta U_i' = (P_{in} r_i - Q_{in} x_i) / U_{in}$ (кВ) представляє собою *поздовжню* складову падіння напруги на i -й ділянці мережі; $\Delta U_i'' = (P_{in} x_i + Q_{in} r_i) / U_{in}$ (кВ) – *поперечну* складову падіння напруги на i -й ділянці мережі; $\Delta \dot{U}_i$ – падіння напруги на i -й ділянці мережі, що являє собою *геометричну різницю* векторів напруги на початку та в кінці i -ої ділянки мережі, тобто геометрична різниця напруги на початку та кінці лінії є падіння напруги. Алгебраїчну різницю напруги на початку та кінці лінії називають втратою напруги падіння напруги

2.13 CALCULATION OF VOLTAGE CHARACTERISTICS IN THE ELECTRICAL NETWORK

One distinguishes between calculation of voltage characteristics at points in the network diagram under conditions of sending or receiving ends of the line. In calculating under conditions of sending or receiving ends of a network section the voltage levels at the sending end \dot{U}_{in} or receiving end \dot{U}_{ik} of the section are always known. Thus, one can determine the voltage levels at the receiving end \dot{U}_{ik} or at the sending end \dot{U}_{in} of a network section (Fig. 2.23 and Fig. 2.24).

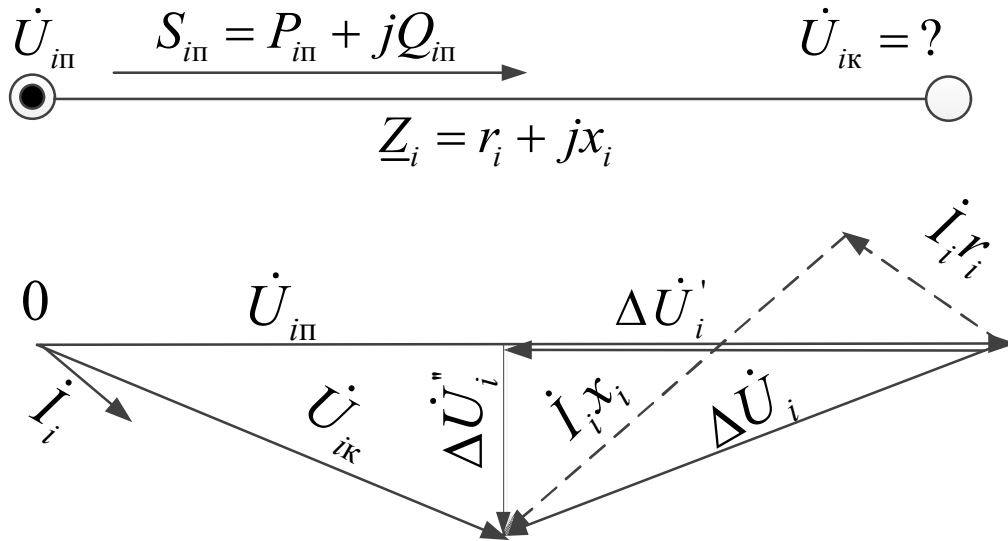


Fig. 2.23. Vector diagram of calculating the voltage under conditions of sending end of a line section

Calculating under conditions of the sending end of a section (assuming that the voltage vector U_{in} coincides with the axis of real values), we obtain (Fig. 2.23)

$$\begin{aligned} \dot{U}_{ik} &= U_{in} - \Delta\dot{U}_i = U_{in} - \sqrt{3}\dot{I}_i \underline{Z}_i = U_{in} - \frac{\dot{S}_i}{U_{in}} \underline{Z}_i = \\ &= U_{in} - \frac{P_{in}r_i - Q_{in}x_i}{U_{in}} - j \frac{P_{in}x_i + Q_{in}r_i}{U_{in}} = U_{in} - \Delta U'_i - j\Delta U''_i \end{aligned} \quad (2.22)$$

where P_{in} , Q_{in} are active power (MW), and reactive power (MVar) at the sending end of i-th section of the network.

Expression (2.22) is interpreted with the vector diagram, presented in Fig. 2.23. Here, $\Delta U'_i = (P_{in}r_i - Q_{in}x_i)/U_{in}$ (kV) represents the *longitudinal* component of the voltage drop in i-th section of the network; $\Delta U''_i = (P_{in}x_i + Q_{in}r_i)/U_{in}$ (kV) is the *transversal* component of the voltage drop in i-th section of the network; and $\Delta\dot{U}_i$ is the voltage drop in i-th section of the network, representing a *geometrical difference* of voltage vectors at the sending and receiving ends of i-th section of the network; in other words, the voltage drop is geometrical difference of voltage at the sending and receiving ends of the line. The algebraic difference of voltage at the sending and receiving ends of the line is called voltage loss of voltage drop.

При розрахунку за умовами кінця (припустимо, що вектор напруги $U_{ік}$ збігається з віссю дійсних значень величин), одержуємо (рис. 2.24)

$$\begin{aligned} \dot{U}_{ін} &= U_{ік} + \Delta \dot{U}_i = U_{ік} + \sqrt{3} \dot{I}_i \underline{Z}_i = \\ &= U_{ік} + \frac{P_{ік} r_i - Q_{ік} x_i}{U_{ік}} + j \frac{P_{ік} x_i + Q_{ік} r_i}{U_{ік}} = U_{ік} + \Delta U'_i + j \Delta U''_i \end{aligned} \quad (2.23)$$

де $P_{ік}$, $Q_{ік}$ – активна (МВт) і реактивна (МВАр) потужності в кінці i -ої ділянки мережі.

Вираз (2.23) інтерпретують за допомогою векторної діаграми, що представлена на рис. 2.24. Тут аналогічно величина $\Delta U'_i = (P_{ік} r_i - Q_{ік} x_i) / U_{ік}$ (кВ) – *поздовжня* складова падіння напруги на i -й ділянці мережі; $\Delta U''_i = (P_{ік} x_i + Q_{ік} r_i) / U_{ік}$ (кВ) – *поперечна* складова падіння напруги на i -й ділянці мережі; $\Delta \dot{U}_i$ – падіння напруги на i -й ділянці мережі, що також представляє собою *геометричну різницю* векторів на початку та в кінці ділянки мережі.

При розрахунку за середньолінійними потужностями i -ої ділянки за умовами початку або кінця вирази (2.22) і (2.23) набувають вигляду:

$$\dot{U}_{ік} = U_{ін} - \frac{P_i r_i - Q_i x_i}{U_{іс}} - j \frac{P_i x_i + Q_i r_i}{U_{іс}} \quad \text{- за умовами початку,}$$

$$\dot{U}_{ін} = U_{ік} + \frac{P_i r_i - Q_i x_i}{U_{іс}} + j \frac{P_i x_i + Q_i r_i}{U_{іс}} \quad \text{- за умовами кінця,}$$

де величину $U_{іс}$ визначають згідно виразу (2.21); P_i , Q_i – середньолінійна активна (МВт) і реактивна (МВАр) потужності i -ої ділянки мережі.

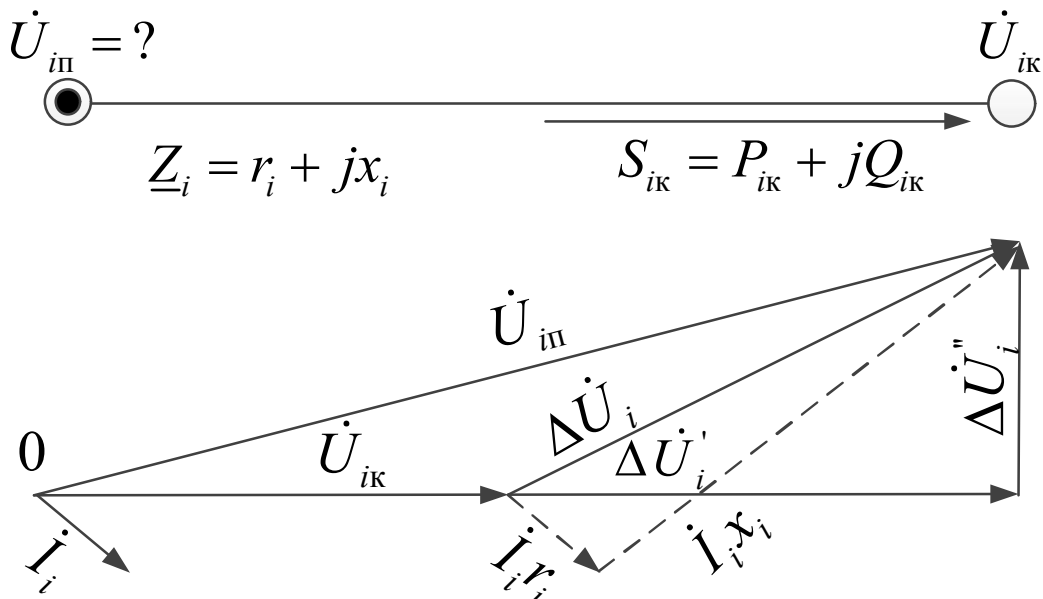


Рис. 2.24. Векторна діаграма розрахунку напруги за умовами кінця

Calculating under conditions of the receiving end of a section (assuming that the voltage vector U_{ik} coincides with the axis of real values), we obtain (Fig. 2.24)

$$\begin{aligned} \dot{U}_{in} &= U_{ik} + \Delta\dot{U}_i = U_{ik} + \sqrt{3}\dot{I}_i z_i = \\ &= U_{ik} + \frac{P_{ik}r_i - Q_{ik}x_i}{U_{ik}} + j\frac{P_{ik}x_i + Q_{ik}r_i}{U_{ik}} = U_{ik} + \Delta U'_i + j\Delta U''_i \end{aligned} \quad (2.23)$$

where P_{ik} , Q_{ik} is the active power (MW), and reactive power (MVar) at the receiving end of i-th section of the network.

Expression (2.23) is interpreted with the vector diagram, presented in Fig. 2.24. Similarly, $\Delta U'_i = (P_{ik}r_i - Q_{ik}x_i) / U_{ik}$ (kV) is the *longitudinal* component of the voltage drop in i-th section of the network; $\Delta U''_i = (P_{ik}x_i + Q_{ik}r_i) / U_{ik}$ (kV) is the *transversal* component of the voltage drop in i-th section of the network; and $\Delta\dot{U}_i$ is the *voltage drop* in i-th section of the network, also representing a geometrical difference of vectors at the sending and receiving end of a network section.

Calculating the power of the middle line of i-th section under conditions of the sending or receiving ends of a section expression (2.22) and (2.23) are turned into:

$$\dot{U}_{ik} = U_{in} - \frac{P_i r_i - Q_i x_i}{U_{ic}} - j\frac{P_i x_i + Q_i r_i}{U_{ic}} \quad \text{- under conditions of the sending end,}$$

$$\dot{U}_{in} = U_{ik} + \frac{P_i r_i - Q_i x_i}{U_{ic}} + j\frac{P_i x_i + Q_i r_i}{U_{ic}} \quad \text{- under conditions of the receiving end,}$$

where U_{ic} is determined by expressions (2.21); P_i , Q_i are middle line section active power (MW) and reactive power (MVar) of i-th section of the network.

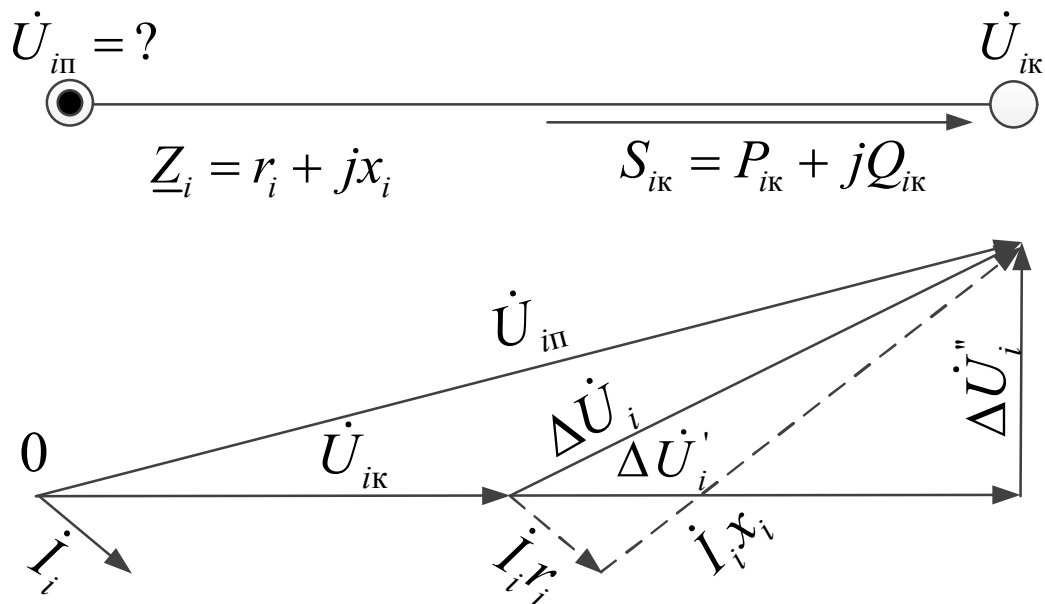


Fig. 2.24. Vector diagram of calculating the voltage under conditions of receiving end of a line section

Після перетворень приведених виразів (2.22) і (2.23), записаних для умов початку та кінця, для розрахунку *модулів* напруги (кВ) у кожному f -му пункті схеми мережі або в середині ділянки мережі, що примикає до f -го пункту схеми (при переміщенні від ДЖ до кінця мережі), одержуємо наступні вирази:

- для умов початку у f -му пункті

$$|\dot{U}_f| = \sqrt{U_{дж}^2 - 2 \sum_{дж}^f (P_{ін} r_i - Q_{ін} x_i)}, \quad (2.24)$$

- для умов кінця у f -му пункті

$$|\dot{U}_f| = \sqrt{U_{дж}^2 + 2 \sum_{дж}^f (P_{ік} r_i - Q_{ік} x_i)}, \quad (2.25)$$

- для умов початку в середині ділянки

$$|\dot{U}_{fc}| = \sqrt{U_{ін}^2 - (P_i r_i - Q_i x_i)}, \quad (2.26)$$

- для умов кінця в середині ділянки

$$|\dot{U}_{fc}| = \sqrt{U_{ік}^2 + (P_i r_i - Q_i x_i)}, \quad (2.27)$$

де $\sum_{дж}^f (\dots)$ - алгебраїчна сума величин, зазначених у дужках, взята по трасі мережі від джерела живлення до f -го пункту схеми, $U_{дж}$ - заданий рівень напруги на шинах джерела живлення, кВ. Індекс fc характеризує середину ділянки мережі, що примикає до f -го пункту схеми. Таким чином вирази (2.26) і (2.27) використовують для розрахунку значень модулів фіктивних величин напруг U_{fc} у середині i -х ділянок мережі.

У всіх виразах (2.24)-(2.27) під символом букви Q розуміють числову величину відповідної реактивної потужності разом з її знаком.

При використанні всіх приведених вище виразів потужності $P_{ін}$, $Q_{ін}$, $P_{ік}$, $Q_{ік}$, і P_i , Q_i , - це потужності початків, кінців і середньолінійні потужності, що протікають в ділянках мережі і їх поточкорозподіл обов'язково слід визначити перед початком розрахунку режиму напруги в пунктах схеми мережі.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Як знаходиться фіктивне значення напруги середини i -ої ділянки мережі?
2. За якими умовами розрізняють розрахунки режиму напруги в пунктах схеми?
3. Що таке втрати напруги?
4. Як визначається падіння напруги?

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 119-121; [15], стор. 174-180; [36], стор. 52-55.

After transformations of the reduced expressions (2.22) and (2.23), written for sending and receiving end conditions, in order to calculate the modules of voltage (kV) in every f-th point of the network diagram, or in the middle of a network section which borders on f-th point of the diagram (when moving from the power source to the end of the network), we obtain the following expressions:

- for sending end conditions at f-th point

$$|\dot{U}_f| = \sqrt{U_G^2 - 2 \sum_G^f (P_{i\bar{i}} r_i - Q_{i\bar{i}} x_i)}, \quad (2.24)$$

- for receiving end conditions at f-th point

$$|\dot{U}_f| = \sqrt{U_G^2 + 2 \sum_G^f (P_{i\hat{i}} r_i - Q_{i\hat{i}} x_i)}, \quad (2.25)$$

- for conditions of the beginning in the middle line of a section

$$|\dot{U}_{fc}| = \sqrt{U_{in}^2 - (P_i r_i - Q_i x_i)}, \quad (2.26)$$

- for conditions of the end in the middle line of a section

$$|\dot{U}_{fc}| = \sqrt{U_{ik}^2 + (P_i r_i - Q_i x_i)}, \quad (2.27)$$

where $\sum_G^f (\dots)$ is an *algebraic* sum of the quantities specified in brackets, taken over the path of the network from the power supply to f-th point of the circuit design, $U_{\text{дк}}$ is the set voltage level on buses of the power supply (kV). Index *fc* characterises the middle line of a network section, which borders on f-th point of the network diagram. Thus, expressions (2.26) and (2.27) are used to calculate the modules of fictitious values of voltage U_{fc} in the middle line of *i*th network sections.

In expressions (2.24)-(2.27) letter Q stands for numerical value of appropriate reactive power, together with its sign.

In using all the above expressions of power $P_{i\bar{i}}$, $Q_{i\bar{i}}$, $P_{i\hat{i}}$, $Q_{i\hat{i}}$, and P_i , Q_i , are the power quantities of the sending end, receiving end, and middle line of a section, flowing in network sections, and this power flow must be determined before starting to calculate the voltage characteristics at point in the network diagram.

CONTROL QUESTIONS

1. How can we obtain the fictitious value of voltage of the middle line of *i*-th section of the network?
2. Under what conditions are voltage characteristics calculated at point of the network diagram?
3. What is voltage loss?
4. How is voltage drop is determined?

REFERENCES

[2], p. 119-121; [15], p. 174-180; [36], p. 52-55.

2.14 ВИЗНАЧЕННЯ НАПРУГИ НА ДІЛЯНКАХ СХЕМИ МЕРЕЖІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ РОЗРАХУНКАХ

Розглянемо практичне застосування виразів для визначення зниження напруги на ділянках схеми мережі в найпоширеніших оціночних електротехнічних розрахунках. Наприклад, якщо потужності, що протікають в ділянках схеми мережі, задані не в мегаодиницях, а у кВт і кВАр, то вирази для розрахунку поздовжніх та поперечних складових падіння напруги набувають вигляду:

$$\begin{aligned}\Delta U'_i &= \frac{(P_{ik}r_i - Q_{ik}x_i)10^{-3}}{U_{ik}}, \\ \Delta U''_i &= \frac{(P_{i\bar{i}}x_i + Q_{i\bar{i}}r_i)10^{-3}}{U_{i\bar{i}}}, \\ \Delta U'''_i &= \frac{(P_ix_i + Q_ir_i)10^{-3}}{U_{i\bar{i}}}.\end{aligned}\quad (2.28)$$

У наближених розрахунках у приведених виразах (2.28) величини $U_{i\bar{i}}$, U_{ik} і U_{ic} замінюють на величину номінальної напруги мережі U_H .

Якщо ж величини $\Delta U'_i$ і $\Delta U''_i$ необхідно оцінити у відсотковому відношенні від номінальної напруги U_H мережі, то слід використовувати наступні вирази:

$$\begin{aligned}\Delta U'_i[\%] &= \frac{\Delta U'_i}{U_H}100 = \frac{1}{10U_H^2}(P_ir_i - Q_ix_i), \\ \Delta U''_i[\%] &= \frac{\Delta U''_i}{U_H}100 = \frac{1}{10U_H^2}(P_ix_i + Q_ir_i).\end{aligned}\quad (2.29)$$

Якщо ж потужності ділянок, задані в мегаодиницях, вирази (2.29) набувають вигляду:

$$\begin{aligned}\Delta U'_i[\%] &= \frac{100}{U_i^2}(P_ir_i - Q_ix_i), \\ \Delta U''_i[\%] &= \frac{100}{U_i^2}(P_ix_i + Q_ir_i).\end{aligned}\quad (2.30)$$

При розрахунку електричної мережі, виконаної на всіх ділянках проводами однієї марки, *однакового* перетину та з *однаковим* розташуванням проводів на опорах, тобто при дотриманні умов $r_{0i} = \text{const}$ і $x_{0i} = \text{const}$, вирази (2.28) і (2.30) можна записати як:

2.14 DETERMINATION OF VOLTAGE IN NETWORK DIAGRAM SECTIONS BY ELECTRICAL ENGINEERING CALCULATIONS

Let us consider the practical application of expressions for determining voltage reduction in sections of a network diagram in the most common electric engineering calculations. For example, if the power flowing in sections of a network diagram is set not in megaunits, but in kW and kilovars, the expressions for calculating longitudinal and transversal components of voltage reduction assume the following form:

$$\begin{aligned}\Delta U'_i &= \frac{(P_{ik}r_i - Q_{ik}x_i)10^{-3}}{U_{ik}}, \\ \Delta U''_i &= \frac{(P_{i\bar{l}}x_i + Q_{i\bar{l}}r_i)10^{-3}}{U_{i\bar{l}}}, \\ \Delta U'''_i &= \frac{(P_ix_i + Q_ir_i)10^{-3}}{U_{i\bar{n}}}.\end{aligned}\tag{2.28}$$

In approximate calculations of reduced expressions (2.28) the values of U_{ik} , $U_{i\bar{l}}$ and $U_{i\bar{n}}$ are replaced by the values of network rated voltage U_H .

If the values of $\Delta U'_i$ and $\Delta U''_i$ are to be found in percentage terms of the network rated voltage U_H , it is necessary to use the following expressions:

$$\begin{aligned}\Delta U'_i[\%] &= \frac{\Delta U'_i}{U_H}100 = \frac{1}{10U_H^2}(P_ir_i - Q_ix_i), \\ \Delta U''_i[\%] &= \frac{\Delta U''_i}{U_H}100 = \frac{1}{10U_H^2}(P_ix_i + Q_ir_i).\end{aligned}\tag{2.29}$$

If the power of sections is set in megaunits, expressions (2.29) assume the following form:

$$\begin{aligned}\Delta U'_i[\%] &= \frac{100}{U_i^2}(P_ir_i - Q_ix_i), \\ \Delta U''_i[\%] &= \frac{100}{U_i^2}(P_ix_i + Q_ir_i).\end{aligned}\tag{2.30}$$

In calculating the electrical network where wires in all the sections are of the same type, the same cross-section, and located on the poles in the same position, that is under conditions $r_{0i} = \text{const}$ and $x_{0i} = \text{const}$, expressions (2.28) and (2.30) can be written down in the following form:

$$\Delta U'_i = \frac{1}{U_{ik}} (r_{0i} P_{ik} - x_{0i} Q_{ik}) l_i 10^{-3} ;$$

$$\Delta U'_i = \frac{1}{U_{i\bar{i}}} (r_{0i} P_{i\bar{i}} - x_{0i} Q_{i\bar{i}}) l_i 10^{-3}$$

у відсотковому відношенні від номінальної напруги U_H

$$\Delta U'_i [\%] = \frac{1}{10U_H^2} (r_{0i} P_i - x_{0i} Q_i) l_i ; \quad (2.31)$$

$$\Delta U''_i [\%] = \frac{1}{10U_H^2} (x_{0i} P_i + r_{0i} Q_i) l_i ;$$

при потужності ділянок, заданих в мегаодиницях

$$\Delta U'_i [\%] = \frac{100}{U_H^2} (r_{0i} P_i - x_{0i} Q_i) l_i ;$$

$$\Delta U''_i [\%] = \frac{100}{U_H^2} (x_{0i} P_i + r_{0i} Q_i) l_i .$$

Аналіз виразів (2.31) показує, що в електричних мережах, виконаних з *однаковим* перетином проводів, розрахунок режиму їхньої роботи можна проводити *безпосередньо по довжинах ділянок мережі*.

При розрахунку падіння напруги $\Delta U'_f$ до довільного f -го пункту схеми, очевидно, необхідно просумувати всі окремі падіння напруг на ділянках мережі, що входять у *трасу* від джерела живлення до f -го пункту схеми.

Таким чином, для наближеної оцінки за середньолінійними потужностями ділянок, наприклад, поздовжньої складової спаду напруги в мережі до довільного f -го пункту схеми, маємо:

$$\Delta U'_f = \frac{1}{U_i} \left(r_{0i} \sum_{\bar{a}\bar{e}}^f P_i l_i - x_{0i} \sum_{\bar{a}\bar{e}}^f Q_i l_i \right) ;$$

у відсотковому відношенні від номінальної напруги U_H

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{1}{10U_i^2} \left(r_{0i} \sum_{\bar{a}\bar{e}}^f P_i l_i - x_{0i} \sum_{\bar{a}\bar{e}}^f Q_i l_i \right) ; \quad (2.32)$$

при потужності ділянок, заданих в мегаодиницях

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{100}{U_i^2} \left(r_{0i} \sum_{\bar{a}\bar{e}}^f P_i l_i - x_{0i} \sum_{\bar{a}\bar{e}}^f Q_i l_i \right) .$$

При наявності в мережі споживачів, які характеризуються однаковими коефіцієнтами потужності ($\cos\varphi = \text{const}$), вирази (2.32) набувають вигляду:

$$\Delta U'_f = \frac{1}{U_i} (r_{0i} - x_{0i} \text{tg}\varphi) \sum_{\bar{a}\bar{e}}^f P_i l_i ;$$

у відсотковому відношенні від номінальної напруги U_H

$$\Delta U'_i = \frac{1}{U_{ik}} (r_{0i} P_{ik} - x_{0i} Q_{ik}) l_i 10^{-3};$$

$$\Delta U'_i = \frac{1}{U_{i\bar{i}}} (r_{0i} P_{i\bar{i}} - x_{0i} Q_{i\bar{i}}) l_i 10^{-3}$$

in percentage terms of the rated voltage U_H

$$\Delta U'_i [\%] = \frac{1}{10U_H^2} (r_{0i} P_i - x_{0i} Q_i) l_i; \quad (2.31)$$

$$\Delta U''_i [\%] = \frac{1}{10U_H^2} (x_{0i} P_i + r_{0i} Q_i) l_i;$$

if the power of the sections is set in megaunits

$$\Delta U'_i [\%] = \frac{100}{U_H^2} (r_{0i} P_i - x_{0i} Q_i) l_i;$$

$$\Delta U''_i [\%] = \frac{100}{U_H^2} (x_{0i} P_i + r_{0i} Q_i) l_i.$$

The analysis of expressions (2.31) shows that in the electrical networks of *the same* cross-section of wires, calculations of the operation mode can be done *directly by the lengths of network sections*.

In calculating the voltage reduction ΔU_f up to any f-th point of the circuit design it is necessary to add up all separate voltage reduction in the network sections which are included in the *path* from the power supply to f-th point of the network diagram.

Thus, for an approximate evaluation by middle line power of the sections, for example by a longitudinal component of the voltage reduction in the network up to any f-th point of the network diagram, we obtain:

$$\Delta U'_f = \frac{1}{U_i} \left(r_{0i} \sum_G^f P_i l_i - x_{0i} \sum_G^f Q_i l_i \right);$$

in percentage terms of the rated voltage U_H

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{1}{10U_i^2} \left(r_{0i} \sum_G^f P_i l_i - x_{0i} \sum_G^f Q_i l_i \right); \quad (2.32)$$

if the power of the sections is set in megaunits

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{100}{U_i^2} \left(r_{0i} \sum_G^f P_i l_i - x_{0i} \sum_G^f Q_i l_i \right).$$

If there are no electric loads in the networks which are characterised by equal power factors ($\cos \varphi = \text{const}$), expressions (2.32) assume the form:

$$\Delta U'_f = \frac{1}{U_i} (r_{0i} - x_{0i} \text{tg} \varphi) \sum_G^f P_i l_i;$$

in percentage terms of rated voltage U_H

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{1}{10U_i^2} (r_{0i} - x_{0i} \operatorname{tg}\varphi) \sum_{\text{äæ}}^f P_i l_i ;$$

при потужності ділянок, задані в мегаодиницях

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{100}{U_i^2} (r_{0i} - x_{0i} \operatorname{tg}\varphi) \sum_{\text{äæ}}^f P_i l_i$$

Для електричних мереж з чисто активним навантаження ($Q_i=0$) або мереж кабельного виконання ($x_{0i} = 0$), вирази (2.32) мають вигляд:

$$\Delta U'_f = \frac{r_{0i}}{U_i} \sum_{\text{äæ}}^f P_i l_i ;$$

у відсотковому відношенні від номінальної напруги U_n

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{r_{0i}}{10U_i^2} \sum_{\text{äæ}}^f P_i l_i ;$$

при потужності ділянок, задані в мегаодиницях

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{100r_{0i}}{U_i^2} \sum_{\text{äæ}}^f P_i l_i$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Як знаходиться поздовжні та поперечні складові падіння напруги?
2. Як знаходиться поздовжні та поперечні складові падіння напруги у відсотковому відношенні до номінальної напруги?
3. За якими умовами можливо виконати розрахунок режиму безпосередньо по довжинах ділянок мережі?
4. Як визначається падіння напруги при наявності в мережі споживачів, які характеризуються однаковими коефіцієнтами потужності?

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 119-121; [15], стор. 174-180; [36], стор. 55-57.

2.15 АЛГОРИТМ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ РОБОТИ РОЗІМКНЕНОЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Розрахунок режиму роботи будь-якої схеми електричної мережі (у тому числі, і розімкненої схеми) полягає в виконанні послідовності наступних процедур:

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{1}{10U_i^2} (r_{0i} - x_{0i} \operatorname{tg}\varphi) \sum_G^f Pl_i ;$$

if the power of the sections is set in megaunits

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{100}{U_i^2} (r_{0i} - x_{0i} \operatorname{tg}\varphi) \sum_G^f Pl_i .$$

For electrical networks with active (resistive) load ($Q_i = 0$), or networks of cable design ($x_{0i} = 0$), expressions (2.32) assume the form of:

$$\Delta U'_f = \frac{r_{0i}}{U_i} \sum_G^f Pl_i ;$$

in percentage terms of the rated voltage U_H

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{r_{0i}}{10U_i^2} \sum_G^f Pl_i ;$$

if the power of the sections is set in megaunits

$$\Delta U'_f [\%] = \frac{100r_{0i}}{U_i^2} \sum_G^f Pl_i .$$

CONTROL QUESTIONS

1. *How can we determine the longitudinal and transversal components of voltage reduction?*
2. *How can we determine the longitudinal and transversal components of voltage reduction in percentage terms of the rated voltage?*
3. *Under what conditions is it possible to calculate the operation mode directly by the lengths of network sections?*
4. *How can we determine the voltage reduction if there are electric loads in the the networks which are characterised by equal power factors?*

REFERENCES

[2], p. 119-121; [15], p. 174-180; [36], p. 55-57.

2.15 ALGORITHM OF CALCULATING THE OPERATION MODE OF OPEN NETWORK DIAGRAM

Calculation of operation mode of any electrical network diagram (including the ones of open circuit design) consists in performing the following steps:

- 1) визначення поточкорозподілу потужностей на ділянках схеми мережі по заданих або приведених навантаженнях пунктів схеми;
- 2) визначення режиму напруги в пунктах схеми мережі;
- 3) визначення сумарних втрат повних потужностей у поздовжніх опорах ділянок і поперечних провідностях пунктів схеми мережі.

Розрахунок поточкорозподілу в розімкненій схемі мережі завжди здійснюють від кінцевих пунктів мережі, послідовно переміщуючись до джерела живлення, **при строгому дотриманні вимог першого закону Кірхгофа.**

Тут необхідно враховувати наступну обставину. Якщо в пунктах схеми мережі, крім електричних навантажень пунктів (також і наведених навантажень), додатково задані поперечні провідності, то *перед початком* розрахунку поточкорозподілу потужностей необхідно визначити величини потужностей, які відтікають із пунктів мережі в ці поперечні провідності, по співвідношенню

$$\Delta \dot{S}_{sy} = \underline{Y}_s U_n^2, \quad (2.33)$$

де \underline{Y}_s - задана поперечна провідність s -го пункту мережі.

Потім здійснюють *алгебраїчне* підсумовування знайдених потужностей $\Delta \dot{S}_{sy}$ із заданими (або приведеними) значеннями потужностей навантаження s -тих пунктів і *тільки* після цієї процедури, (тобто після одержання *нових* значень потужностей s -тих пунктів), приступають до визначення поточкорозподілу потужностей на ділянках розімкненої мережі.

Розрахунок режиму напруги в розімкненій схемі мережі здійснюють, спираючись на заданий рівень напруги на шинах джерела живлення $U_{дж}$ (за умовами початку). При цьому послідовно переміщуються *від джерела живлення* до кінцевих пунктів розімкненої схеми, реалізуючи співвідношення

$$U_f = \sqrt{U_{дж}^2 - 2 \sum_{дж}^f (P_i r_i - Q_i x_i)} \quad (2.34)$$

Наближений розрахунок повних втрат потужностей у поздовжніх опорах ділянок та поперечних провідностях пунктів здійснюють за відомими залежностями (використовуючи величини U_n або U_{ic}):

$$\Delta \dot{S}_{iz} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_n^2} (r_i - jx_i) \quad (2.35)$$

$$\Delta \dot{S}_{sy} = \dot{Y}_s U_n^2$$

(у цьому випадку величини $\Delta \dot{S}_{sy}$ були розраховані нами раніше). Сумарні повні втрати потужності у всій мережі дорівнюють

- 1) *determination of power flow distribution in sections of an electrical network diagram by stated or resulted loads at points of the diagram;*
- 2) *determination of voltage characteristics at points of the electrical network diagram;*
- 3) *determination of total loss of total power in the longitudinal poles of sections, and transversal conductivity of the points of the electrical network diagram.*

Calculation of power flow distribution in the open network diagram is always carried out from the network terminal points, gradually moving to the power supply, strictly following the requirements of Kirchhoff's first law.

In this connection it is worth pointing out the following consideration. If in addition to points of electric loads in the network diagram (including the reduced loads) the transversal conductivity is stated, before starting to calculate the power flow distribution it is necessary to determine the values of the power flowing from the network into the points of transversal conductivity by the relation

$$\Delta \dot{S}_{sy} = \underline{Y}_s U_H^2, \quad (2.33)$$

where \underline{Y}_s is the stated transversal conductivity of s -th point of the network.

Further, we perform *algebraic addition* of the determined power $\Delta \dot{S}_{sy}$ with the stated (or reduced) values of electric load power of s -th points, and only after that (i.e. after receiving the new values of power of s -th points) we may get down to determining the power flow distribution in the sections of the open network.

Calculation of voltage characteristics in the open network diagram is done based on the stated level of voltage on the buses of the power supply $U_{\text{ДК}}$ (under sending end conditions). Moreover, one gradually moves *from the power supply* to the terminal points of the open network diagram, applying the relation

$$U_f = \sqrt{U_G^2 - 2 \sum_G^f (P_i r_i - Q_i x_i)}. \quad (2.34)$$

Approximate calculation of total power losses in the longitudinal poles of sections, and transversal conductivity of points is carried out by known relations

(using the values of U_H or U_{ic}):

$$\Delta \dot{S}_{iz} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_H^2} (r_i - jx_i) \quad , \quad (2.35)$$

$$\Delta \dot{S}_{sy} = \dot{Y}_s U_H^2 .$$

(in this case the values of $\Delta \dot{S}_{sy}$ have been calculated earlier).

Overall total power losses in the whole network are equal to

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{i=N} \Delta S_{iz} + \sum_{s=1}^{s=M} \Delta S_{sy}$$

де N – повна кількість ділянок схеми мережі; M – повна кількість пунктів схеми мережі (без врахування джерела живлення).

При необхідності визначення річних втрат активної енергії (МВт·год) в електричній мережі необхідно використовувати співвідношення:

$$\Delta A_{sy} = \sum_s \Delta P_{sy} \cdot 8760$$

$$\Delta A_{iz} = \sum_i \Delta P_{iz} \cdot \tau$$

де величину τ визначають по емпіричній залежності (2.11) у функції від величини T_{\max} .

Сумарні річні втрати енергії у всій мережі (МВт·год) дорівнюють

$$\Delta A_{\text{год}} = \Delta A_{sy} + \Delta A_{iz} \quad (2.36)$$

Розрахунок режиму роботи розімкненої мережі завершують визначенням потужностей початків і кінців всіх ділянок схеми мережі. При цьому необхідно враховувати, що потужності кінців ділянок, які підходять до кінцевих пунктів розімкненої мережі, повинні відповідно до першого закону Кірхгофа строго відповідати значенням відкоригованих електричних навантажень кінцевих пунктів схеми. Потужності початків кінцевих ділянок повинні визначатися відповідно до виразу (2.19), тобто шляхом алгебраїчного підсумовування повних втрат потужності на кінцевих ділянках з потужностями кінців цих ділянок. Зазначена процедура повинна бути повторена для всіх інших ділянок мережі шляхом послідовного переміщення від кінців мережі до джерела живлення при строгому дотриманні вимог першого закону Кірхгофа.

Використовуючи розрахункову величину потоку потужності на початку головної ділянки схеми $\dot{S}_{ii}^{\text{аіє}}$, яка примикає до джерела живлення, можливо перевірити правильність розрахунку сумарних втрат потужності в поздовжніх опорах схеми заміщення, враховуючи те, що втрати потужності в поперечних провідностях пунктів, які розраховані нами раніше по номінальній напрузі мережі, уведені до складу навантажень s -х пунктів мережі схеми.

Для цієї мети використовують вираз

$$\Delta \dot{S}_{iz\Sigma} = \dot{S}_{ii}^{\text{аіє}} - \sum_{s=1}^{s=M} \dot{S}_s \quad (2.37)$$

де \dot{S}_s - задане навантаження s -го пункту схеми мережі з урахуванням втрат потужності в поперечній провідності цього ж s -го пункту, знайдених раніше по номінальній напрузі мережі.

Результати режимного розрахунку наносять на однолінійну схему заміщення електричної мережі, у якій повинні бути відображені повні опори

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{i=N} \Delta S_{iz} + \sum_{s=1}^{s=M} \Delta S_{sy}$$

where N is the total number of sections of the electrical network diagram; M is the total number of points of the network diagram (except for the power supply).

If it is necessary to calculate the annual losses of active energy (MW/h) in the electrical network, one uses the relation:

$$\Delta A_{sy} = \sum_s \Delta P_{sy} \cdot 8760$$

$$\Delta A_{iz} = \sum_i \Delta P_{iz} \cdot \tau$$

where the value of τ is determined from empirical dependence (2.11) in the function of T_{max} .

The total annual energy loss (MW/h) in the whole network is equal to

$$\Delta A_{\gamma} = \Delta A_{sy} + \Delta A_{iz}. \quad (2.36)$$

Calculation of operation modes of the open network is finished by determining the power of the receiving and sending ends of all the sections of the network diagram. Also, it is necessary to take into account that according to Kirchhoff's first law the power of the ends of the sections approaching the terminal points of the open network must strictly correspond to the values of the modified electric loads of terminal points of the diagram. The power of the beginning of the final sections must be determined by expression (2.19), in other words by algebraic addition of total power losses in the final sections and the power of the ends of these sections. The procedure described above is to be repeated for all other sections of the network by moving gradually from the network ends to the power supply, strictly following the requirements of Kirchhoff's first law.

Using the estimated value of power flow at the beginning of the main sections of the network diagram \dot{S}_{ii}^m , which borders on the power supply, it is possible to test the correctness of calculations of the total power losses in the longitudinal poles of an equivalent circuit, considering that power losses in transversal conductivity of points, determined earlier by the rated voltage of the network, are included into the loads of s -th points of the network diagram.

For this purpose use expression

$$\Delta \dot{S}_{iz\Sigma} = \dot{S}_{ii}^m - \sum_{s=1}^{s=M} \dot{S}_s, \quad (2.37)$$

where \dot{S}_s is the stated load of s -th point of the network diagram, taking into account the power losses in the transversal conductivity of the same s -th point, determined earlier by the rated voltage of the network.

The results of calculating operation modes are put on a line diagram of electrical network equivalent circuit, where total resistance (impedance)

всіх ділянок у вигляді $\underline{z}_i = r_i + jx_i$ (числові величини – з точністю не більше двох знаків після коми); задані електричні навантаження пунктів (або приведені значення навантажень пунктів), потоки активних і реактивних потужностей по ділянках схеми мережі (числові величини - не більше двох знаків після коми).

Напрямок потоків потужностей по ділянках при використанні *середньолінійних потужностей* завжди вказується довгою стрілкою, яка розміщена над ділянками і спрямована від джерела живлення до кінцевого пункту схеми. Над стрілками вказують числові величини потоків активної та реактивної потужностей (не більше двох знаків після коми).

При використанні потужностей початків і кінців ділянок *короткими* стрілками, розміщеними над ділянками, вказують потужності на початку ділянок, а короткими стрілками у кінців ділянок, розміщеними під ділянками, позначають потужності в кінці цих ділянок (рис. 2.25). Вимоги до напрямків стрілок і чисельних величин потоків потужностей повністю відповідають розглянутим вище.

Потім на схемі приводять розрахункові значення модулів напруги в пунктах мережі (числова величина – з точністю не більше одного знака після коми; без вказівки символів напруги і розмірності, цифри підкреслюються знизу).

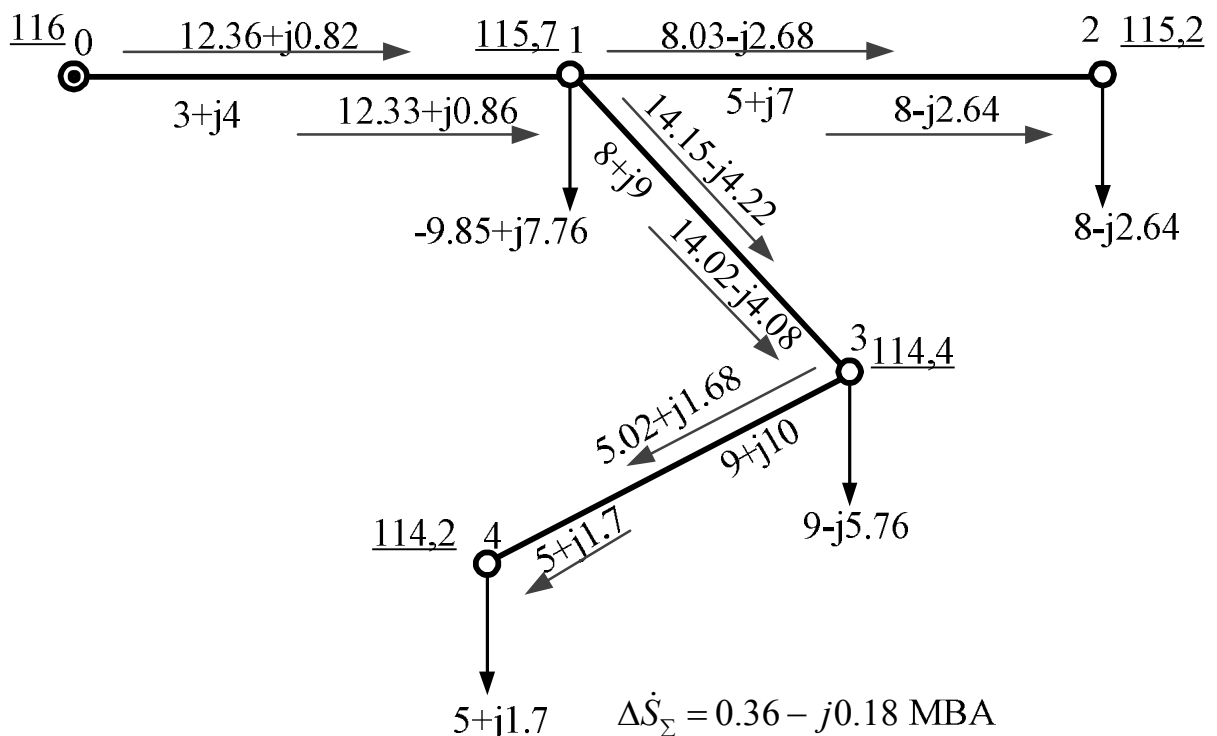


Рис. 2.25. Потужності початків і кінців ділянок схеми мережі

Унизу під однолінійною схемою вказують *комплексну* величину сумарних повних втрат активної та реактивної потужностей у всій мережі (числова

of all the sections is given as $\underline{z}_i = r_i + jx_i$ (numerical values are accurate up to two digits after decimal point); the stated electric loads of points (or reduced values of loads of points), flows of active and reactive power in sections of the electrical network diagram (numerical values are accurate up to two digits after decimal point).

When using *middle line power* the direction of power flows in sections is always indicated by a *long* arrow, located *above* the sections, and running *from the power supply to a terminal point of the diagram*. Above the arrows there are given numerical values of active and reactive power flows (up to two digits after decimal point).

When using the power of the receiving and sending ends of section the power at the beginning of the sections is indicated by *short* arrows, located *above* the sections, while the power at the end of the sections is indicated by short arrows, located *below* the sections (Fig. 2.25). The requirements for directions of the arrows, and numerical values of power flows completely coincide with the ones studied above.

Further, the estimated values of voltage modules at network points are given in the diagram (numerical values are accurate up to one digit after decimal point; without symbols of voltage and quantity dimensions, the digits are underlined).

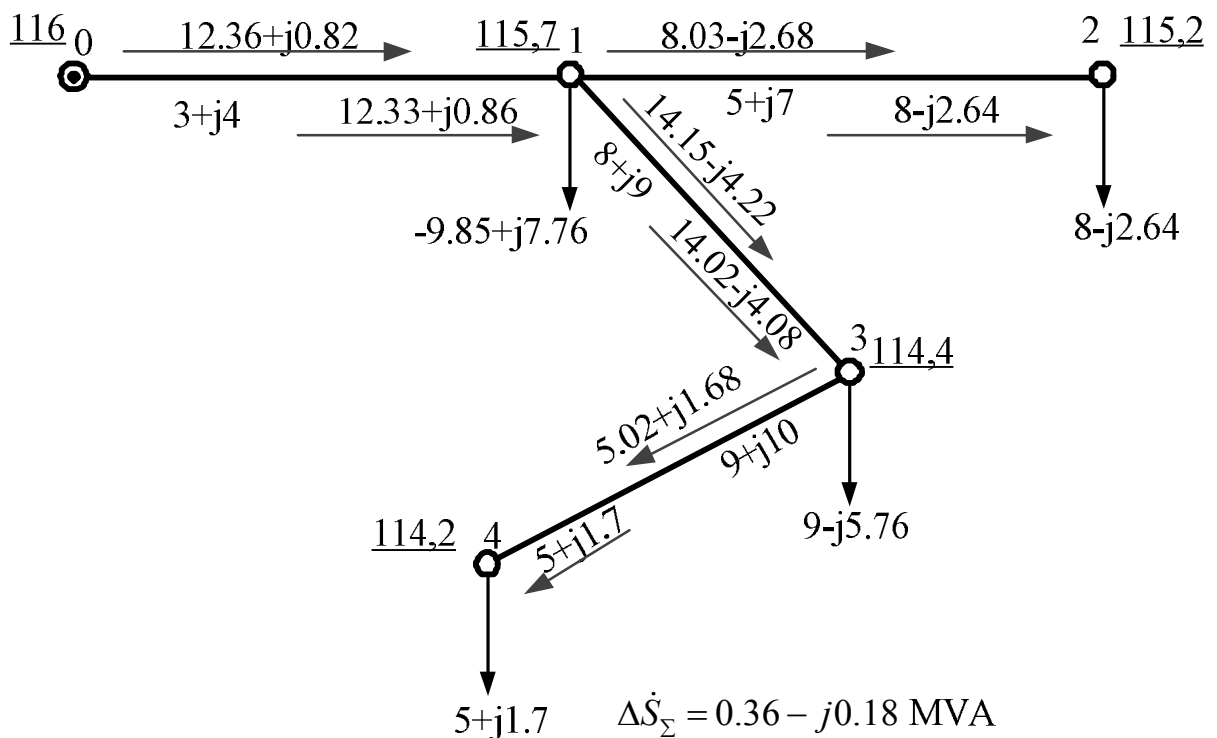


Fig. 2.25. Power of the beginning and end of sections of the network diagram

Below the line diagram a *complex* quantity of overall total losses of active and reactive power in all the network is given (the numerical

величина – не більше двох знаків після коми з обов'язковою вказівкою розмірності величини сумарних втрат потужності МВА).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Перерахуйте послідовності процедур для виконання розрахунку режиму роботи схеми електричної мережі?*
- 2. Як позначаються параметри поточкорозподілу на схемі мережі?*
- 3. Як позначається на схемі поточкорозподіл при використанні середньолінійних потужностей?*

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 119-121; [15], стор. 174-180; [36], стор. 58-61.

value is accurate up to two digits after decimal point, and the quantity dimensions of overall losses of power are to be given in MVA).

CONTROL QUESTIONS

- 1. Describe the order of steps in performing the calculation of operation modes of an electrical network diagram.*
- 2. How are parameters of power flow distribution indicated in the network diagram?*
- 3. How is power flow distribution indicated in the network diagram when middle line power is used?*

REFERENCES

[2], p. 119-121; [15], p. 174-180; [36], p. 58-61.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

Основна література

1. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1990. – 304 с. – ISBN 5-06-000448-1
2. Блок В. М. Электрические сети и системы: Учебное пособие для электроэнергет. спец. вузов / В. М. Блок. – Москва: Высш. шк., 1986. – 430 с.
3. Боровиков В. А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для техникумов / В. А. Боровиков, В. К. Косарев, Г. А. Ходот. – Москва: Энергия, 1968. – 431 с.
4. Глазунов А. А. Электрические сети и системы: Учебное пособие для вузов / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1960. – 368 с.
5. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В. И. Идельчик. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. – ISBN 5-283-01012-0.
6. Лыкин А. В. Электрические системы и сети. Учеб. пособие / А. В. Лыкин. – Москва: Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с. – ISBN 978-5-98704-055-8.
7. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для вузов / Н. А. Мельников. – Москва: Энергия, 1975. – 464 с.
8. Петренко Л. И. Электрические сети и системы: учеб. пособие для студентов вузов / Л. И. Петренко. – Киев: Вища шк., 1981. – 320 с.
9. Рябков А. Я. Электрические сети и системы / А. Я. Рябков. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1960. – 511 с.
10. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 978-966-553-602-4.
11. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы / Л. А. Солдаткина. – Москва: Энергия, 1972. – 272 с.
12. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи: підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Киев: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с. – ISBN 978-966-622-300-8.
13. Сулейманов В. Н. Электрические сети и системы: Учеб. / В. Н. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Киев: НТУУ «КПІ», 2007. – 504 с. – ISBN 978-966-622-246-9.
14. Федин В. Т. Электрические сети энергетических систем: Учеб. пособие / Лычев П. В., Федин В. Т. – Минск: Універсітэцкае, 1999. – 255 с. – ISBN 985-09-0189-6.
15. Электрические системы и сети: учеб. / Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач; под. ред. Г. И. Денисенко. – Киев: Вища шк., 1986. – 584 с.

REFERENCES

Recommended for further reading

1. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1990. – 304 с. – ISBN 5-06-000448-1
2. Блок В. М. Электрические сети и системы: Учебное пособие для электроэнергет. спец. вузов / В. М. Блок. – Москва: Высш. шк., 1986. – 430 с.
3. Боровиков В. А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для техникумов / В. А. Боровиков, В. К. Косарев, Г. А. Ходот. – Москва: Энергия, 1968. – 431 с.
4. Глазунов А. А. Электрические сети и системы: Учебное пособие для вузов / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1960. – 368 с.
5. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В. И. Идельчик. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. – ISBN 5-283-01012-0.
6. Лыкин А. В. Электрические системы и сети. Учеб. пособие / А. В. Лыкин. – Москва: Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с. – ISBN 978-5-98704-055-8.
7. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для вузов / Н. А. Мельников. – Москва: Энергия, 1975. – 464 с.
8. Петренко Л. И. Электрические сети и системы: учеб. пособие для студентов вузов / Л. И. Петренко. – Киев: Вища шк., 1981. – 320 с.
9. Рябков А. Я. Электрические сети и системы / А. Я. Рябков. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1960. – 511 с.
10. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 978-966-553-602-4.
11. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы / Л. А. Солдаткина. – Москва: Энергия, 1972. – 272 с.
12. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи: підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Киев: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с. – ISBN 978-966-622-300-8.
13. Сулейманов В. Н. Электрические сети и системы: Учеб. / В. Н. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Киев: НТУУ «КПІ», 2007. – 504 с. – ISBN 978-966-622-246-9.
14. Федин В. Т. Электрические сети энергетических систем: Учеб. пособие / Лычев П. В., Федин В. Т. – Минск: Універсітэцкае, 1999. – 255 с. – ISBN 985-09-0189-6.
15. Электрические системы и сети: учеб. / Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач; под. ред. Г. И. Денисенко. – Киев: Вища шк., 1986. – 584 с.

16. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети: Учебное пособие для электроэнергетич. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков, Л. А. Солдаткина. Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высшая школа, 1971. – 440 с.
17. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.; Под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – Москва: Высш. шк., 1998. – 511 с. – ISBN 5-06-001031-7.

Додаткова література

18. Веников В. А. Введение в специальность / В. А. Веников, Е. В. Путятин; под ред. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1973. – 294 с.
19. Глазунов А. А. Задачник по сетям электрических систем / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов, Г. М. Розанов. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1953. – 160 с.
20. Городецкий Г. М. Расчет электрических сетей / Г. М. Городецкий. – Киев: Государственное издательство технической литературы, 1953. – 334 с.
21. Имшенецкий В. Н. Сельские электрические сети / В. Н. Имшенецкий, С. М. Рожавский. – М.: Колос, 1970. – 392 с.
22. Караев Р. И. Электрические сети и энергосистемы. Учебник для вузов ж.-д. транспорта / Р. И. Караев, С. Д. Волобринский, И. Н. Ковалев. – М.: Транспорт, 1988. – 326 с. – ISBN 5-277-00012-7.
23. Костин В. Н. Электропитающие системы и электрические сети: учебно-методические комплекс (учебное пособие) / В. Н. Костин. – СПб.: Изд-во СЗТУ, 2007. – 154 с.
24. Крюков К. П., Новгородцев Б. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – Л.: Энергия, 1970. – 392 с.
25. Пелисье Рене. Энергетические системы / Рене Пелисье. Пер. с франц. – Москва: Высш. Школа, 1982. – 568 с.
26. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч; под ред. Г. Е. Поспелова. – М.: Энергоиздат, 1981. – 216 с.
27. Правила устройств электроустановок. – Харьков: Из-во «Форт», 2009. – 704 с.
28. Расчеты и анализ режимов работы сетей: Учебное пособие для вузов/ Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Энергия, 1974. – 336 с.
29. Справочник по проектированию линий электропередачи / Под ред. М. А. Реута и С. С. Рокотяна. – М.: Энергия, 1980. – 296 с.

16. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети: Учебное пособие для электроэнергетич. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков, Л. А. Солдаткина. Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высшая школа, 1971. – 440 с.
17. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.; Под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – Москва: Высш. шк., 1998. – 511 с. – ISBN 5-06-001031-7.

For further reading

18. Веников В. А. Введение в специальность / В. А. Веников, Е. В. Путятин; под ред. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1973. – 294 с.
19. Глазунов А. А. Задачник по сетям электрических систем / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов, Г. М. Розанов. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1953. – 160 с.
20. Городецкий Г. М. Расчет электрических сетей / Г. М. Городецкий. – Киев: Государственное издательство технической литературы, 1953. – 334 с.
21. Имшенецкий В. Н. Сельские электрические сети / В. Н. Имшенецкий, С. М. Рожавский. – М.: Колос, 1970. – 392 с.
22. Караев Р. И. Электрические сети и энергосистемы. Учебник для вузов ж.-д. транспорта / Р. И. Караев, С. Д. Волобринский, И. Н. Ковалев. – М.: Транспорт, 1988. – 326 с. – ISBN 5-277-00012-7.
23. Костин В.Н. Электропитающие системы и электрические сети: учебно-методические комплексы (учебное пособие) / В. Н. Костин. – СПб.: Изд-во СЗТУ, 2007. – 154 с.
24. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – Л.: Энергия, 1970. – 392 с.
25. Пелисье Рене. Энергетические системы / Рене Пелисье. Пер. с франц. – Москва: Высш. Школа, 1982. – 568 с.
26. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч; под ред. Г. Е. Поспелова. – М.: Энергоиздат, 1981. – 216 с.
27. Правила устройств электроустановок. – Харьков: Из-во «Форт», 2009. – 704 с.
28. Расчеты и анализ режимов работы сетей: Учебное пособие для вузов/ Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Энергия, 1974. – 336 с.
29. Справочник по проектированию линий электропередачи / Под ред. М.А. Реута и С.С. Рокотяна. – М.: Энергия, 1980. – 296 с.

- 30.Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.
- 31.Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
- 32.Теоретические основы электротехники. Том 2 / К. С. Демирчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин, В.Л. Чечурин. – СПб.: Питер, 2006. – 576 с.
- 33.Электрические сети: сборник задач / Л. И. Петренко. – Киев: Вища шк., 1985. – 271 с.
- 34.Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. / В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др.; Под ред. В. А. Строева. – Москва: Высш. шк., 1999. – 352 с. – ISBN 5-06-003329-5.
- 35.Электрические системы. Т.3. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1972. – 368 с.
- 36.Електричні мережі та системи [Текст]: Метод. вказівки до викон. контрольних робіт з дисципліни для студ. усіх форм навчання і студ.-іноземців напрямку підготов. 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.О. Гижа, М.М. Лутчин. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – Ч.І. – 68 с.
- 37.Das D. Electrical power systems. – New Delhi: New Age International Publishers, 2006. – 470 pp. – ISBN 978-81-224-2515-4.
- 38.El-Hawary M.Electrical energy systems. – CRC Press, 2000. – 364 p. – ISBN 0-8493-2191-3.
- 39.El-Hawary M. Introduction to electrical power systems. – John Wiley & Sons, 2008. – 394 p. – ISBN 978-0470-40863-6.
- 40.GrigsbyL.L. Electric power generation. Transmission and distribution / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 502 p. – ISBN 978-0-8493-9292-4.
- 41.GrigsbyL.L.Power systems / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 452 p. – ISBN 978-0-8493-9288-7.
- 42.GrigsbyL.L. The electric power engineering. Handbook / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2001. – 950 p. – ISBN 0-8493-8578-4.
- 43.Iliadis N. Handbook of power systems I / Iliadis N., Pardalos P., Pereira M., Rebennack S. – Springer, 2010. – 494 pp. – ISBN 978-3-642-02492-4.
- 44.Iliadis N. Handbook of power systems II / Iliadis N., Pardalos P., Pereira M., Rebennack S. – Springer, 2010. – 492 p. – ISBN 978-3-642-12685-7.
- 45.Kirtley J. Electric power principles. – John Wiley & Sons, 2010. – 391 p. – ISBN 978-0-470-68636-2.
- 46.Martinez-VelascoJuan A. Power system transients. Parameter determination / Juan A. Martinez-Velasco. – CRC Press, 2010. – 633 p. – ISBN 978-1-4200-6529-9.
- 47.Rofalsky K-H. Power system engineering / K-H Rofalsky, J.Schlabbach. – Wiley-VCH, 2008. – 337 p. – ISBN 978-3-527-40759-0.
- 48.Yoshihide HaseHandbook of power system engineering / Yoshihide Hase. – John Wiley & Sons, 2007. – 548 p. – ISBN 978-0-470-02742-4.

30. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.
31. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
32. Теоретические основы электротехники. Том 2 / К. С. Демирчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин, В.Л. Чечурин. – СПб.: Питер, 2006. – 576 с.
33. Электрические сети: сборник задач / Л. И. Петренко. – Киев: Вища шк., 1985. – 271 с.
34. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: Учеб.пособие для электроэнерг. спец. / В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др.; Под ред. В. А. Строева. – Москва: Высш. шк., 1999. – 352 с. – ISBN 5-06-003329-5.
35. Электрические системы. Т.3. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1972. – 368 с.
36. Електричні мережі та системи [Текст]: Метод. вказівки до викон. контрольних робіт з дисципліни для студ. усіх форм навчання і студ.-іноземців напрямку підготов. 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.О. Гижа, М.М. Лутчин. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – Ч.І. – 68 с.
37. Das D. Electrical power systems. – New Delhi: New Age International Publishers, 2006. – 470 pp. – ISBN 978-81-224-2515-4.
38. El-Hawary M. Electrical energy systems. – CRC Press, 2000. – 364 p. – ISBN 0-8493-2191-3.
39. El-Hawary M. Introduction to electrical power systems. – John Wiley & Sons, 2008. – 394 p. – ISBN 978-0470-40863-6.
40. Grigsby L.L. Electric power generation. Transmission and distribution / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 502 p. – ISBN 978-0-8493-9292-4.
41. Grigsby L.L. Power systems / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 452 p. – ISBN 978-0-8493-9288-7.
42. Grigsby L.L. The electric power engineering. Handbook / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2001. – 950 p. – ISBN 0-8493-8578-4.
43. Iliadis N. Handbook of power systems I / Iliadis N., Pardalos P., Pereira M., Rebennack S. – Springer, 2010. – 494 p. – ISBN 978-3-642-02492-4.
44. Iliadis N. Handbook of power systems II / Iliadis N., Pardalos P., Pereira M., Rebennack S. – Springer, 2010. – 492 p. – ISBN 978-3-642-12685-7.
45. Kirtley J. Electric power principles. – John Wiley & Sons, 2010. – 391 p. – ISBN 978-0-470-68636-2.
46. Martinez-Velasco Juan A. Power system transients. Parameter determination / Juan A. Martinez-Velasco. – CRC Press, 2010. – 633 p. – ISBN 978-1-4200-6529-9.
47. Rofalsky K-H. Power system engineering / K-H Rofalsky, J. Schlabbach. – Wiley-VCH, 2008. – 337 p. – ISBN 978-3-527-40759-0.
48. Yoshihide Hase Handbook of power system engineering / Yoshihide Hase. – John Wiley & Sons, 2007. – 548 p. – ISBN 978-0-470-02742-4.