

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ



ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
щодо виконання самостійної роботи

СУМИ – 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
щодо виконання самостійної роботи

для здобувачів 4 та 2 с.т. курсів освітньої програми
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної та заочної форм здобуття освіти
ступеня вищої освіти «Бакалавр»

СУМИ 2025

УДК 621.311
Е50

Укладачі: **Савойський О.Ю.**, к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Козін Віктор Миколайович, к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Шашков С.В., к.е.н., ст. викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем
Сіренко Ю.В., PhD, доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Лисенко В.В., завідувач навчально-методичним кабінетом кафедри енергетики та електротехнічних систем

Е50 Науково-методичне забезпечення навчального процесу:
Електричні мережі та системи. Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи / укл.: Савойський О.Ю., Козін В.М., Шашков С.В., Сіренко Ю.В., Лисенко В.В.- Суми, 2025. - 83 с.

Конспект лекцій складається з 10 тем, починаючи з першої «Електроенергетичні системи України» до заключної «Розрахунок втрат потужності та енергії при експлуатації мереж». В кінці кожній теми наведені питання для самоконтролю та література.

Рецензенти:

Чепіжний А.В. – к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ;

Шуляк М.Л. – д.т.н., професор, зав. кафедри агроінжинірингу СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А.В. к.т.н., доцент, зав. кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету СНАУ.

Протокол № 4 від „28” січня 2025 року.

ЗМІСТ

1. Тема 1. Електроенергетичні системи України.	5
2. Тема 2. Системи передачі та розподілу електричної енергії	8
3. Тема 3. Загальна характеристика систем передачі й розподілу.	11
4. Тема 4. Електричні навантаження підприємств та населених пунктів.	15
5. Тема 5. Лінії електропередач	19
6. Тема 6. Реактивна потужність.	23
7. Тема 7. Електричний розрахунок замкнених електричних мереж	28
8. Тема 9. Розрахунок втрат потужності та енергії при експлуатації мереж.	44
9. Тема 1. Електроенергетичні системи України.	51
Список використаних джерел.	57

ВСТУП

Метою даного освітнього компонента «Електричні системи та мережі» є формування інтегральних, загальних та фахових компетенцій для формування у здобувачів уявлень про: процеси передавання, перетворення, розподіл та споживання електричної енергії; конструктивне виконання та технологічне устаткування електричних мереж; робочі режими, регулювання та планування режимів роботи електричних систем; проєктування електричних мереж.

Завданням освітнього компонента «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.

Вивчення компонента «Електричні мережі та системи» ґрунтується на знаннях, отриманих здобувачами під час вивчення освітніх компонентів: «Вища математика», «Теоретичні основи електротехніки», «Основи електропостачання», «Монтаж електрообладнання та систем керування». Разом з тим освітній компонент «Електричні мережі та системи» тісно пов'язана з іншими компонентами професійно-технічної підготовки, які опираються на нього та вивчаються паралельно «Електротехнології та електроосвітлення», «Релейний захист» або після вивчення даного компоненту «Підготовка та захист (бакалаврського) проєкту».

В процесі вивчення освітнього компоненту здобувачі освітньої програми «Електроенергетика, електромеханіка та електромеханіка» набудуть наступні програмні результати навчання:

- розв'язувати складні спеціалізовані задачі з проєктування і технічного обслуговування електромеханічних систем, електроустаткування електричних станцій, підстанцій, систем та мереж;

- застосовувати придатні емпіричні та теоретичні методи для зменшення втрат електричної енергії при її виробництві, транспортуванні, розподіленні та використанні;
- розв'язувати практичні задачі, які пов'язані з передачею та розподілом електричної енергії в аграрному виробництві.

ТЕМА 1.«ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ УКРАЇНИ»

План

1.1. Функції та задачі державного підприємства «Енергоринок».

Рекомендовані джерела.

1. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж : навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології” / уклад. В. В. Кирик. Київ : НТУУ «КПІ», 2014. 130 с.

2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. - Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. - 488 с.

Основи функціонування оптового ринку електроенергії України

- Заснування Оптового ринку електричної енергії (ОРЕ) України було розпочато у 1995 році з розбудови ринкових відносин у електроенергетичному комплексі України. Відповідно до Указу Президента України від 4 квітня 1995 року № 282/95 "Про структурну перебудову в електроенергетичному комплексі України" відбулося розділення функцій з виробництва, постачання та передачі електричної енергії в Україні.

- 19 лютого 1996 р. Кабінетом Міністрів України прийнято постанову №207 "Про забезпечення роботи оптового ринку електричної енергії України", у якій вперше окреслено засади утворення в державі конкурентного ринку електричної енергії. В цей же період Національною комісією регулювання електроенергетики (НКРЕ) було розроблено Умови та Правила ліцензійної діяльності з певних видів діяльності в електроенергетиці виробництва, передачі та постачання електричної енергії - та розпочато видачу енергетичним підприємствам відповідних ліцензій на ці види виробничої діяльності. 15 листопада 1996 року вперше проведено Загальні Збори учасників Оптового ринку електричної енергії України. На Загальних

зборах було прийнято та підписано багатосторонню угоду -ДЧОРЕ. Цим Договором регулюються відносини між учасниками ринку, визначаються основні принципи та механізм його функціонування, права та обов'язки його учасників та інфраструктури.

Головними завданнями функціонування ринку електричної енергії в Україні є:

- упорядкування торгівлі електроенергією;
- створення умов цивілізованої конкуренції між виробниками та між постачальниками електроенергії;
- запровадження ринкових відносин в операціях купівлі-продажу електроенергії;
- формування цін на електроенергію за ринковими принципами;
- утворення прозорої системи розрахунків за електроенергію у всіх торгових операціях між членами ОРЕ та забезпечення права самостійного вибору споживачем постачальника електроенергії;
- утворення бази для ефективного фінансового менеджменту в енергетичних компаніях з метою залучення стратегічних інвесторів;
- збереження єдиної енергетичної системи України;
- забезпечення фінансової стабільності електроенергетичної галузі держави.

ДП “Енергоринок”

Оператором ОРЕ є державне підприємство „Енергоринок”, предметом діяльності якого є:

- купівля електричної енергії у її виробників;
- укладення угод про передачу та постачання електричної енергії з суб'єктами підприємницької діяльності, які отримали ліцензію на передачу та (або) постачання за регульованим або нерегульованим тарифом;
- організаційне та матеріально-технічне забезпечення функціонування оптового ринку електричної енергії;

- виконання функцій розпорядника системи розрахунків, а також коштів оптового ринку електричної енергії.

Утворення ДП «Енергоринок»

Для забезпечення функціонування ОРЕ в жовтні 1998 року у складі Державного підприємства "Національна енергетична компанія (НЕК) "Укренерго", як перший крок на шляху створення державного підприємства "Енергоринок", було створено спеціалізований відокремлений підрозділ (СВП) "Енергоринок". Основною функцією цього об'єднання декількох структурних підрозділів НЕК "Укренерго" було забезпечення діяльності

Оптового ринку електричної енергії України згідно з вимогами Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України (ДЧОРЕ).

На виконання Указів Президента України від 04.04.95 № 282/95 та від 19.08.97 № 853/97, згідно з постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.2000 №755 "Про утворення державного підприємства "Енергоринок" та відповідно до чинного ДЧОРЕ відбулася передача функцій від зазначеного підрозділу утвореному Державному підприємству (ДП) "Енергоринок".

Головною метою цього заходу є оптимізація та вдосконалення механізмів організації ОРЕ та поліпшення стану справ із розрахунками за електроенергією.

Наказом ДП "Енергоринок" №1 від 1 липня 2000 р. були введені в дію організаційна структура та штатний розпис підприємства. Фактично з цієї дати відбулася передача функцій від СВП "Енергоринок" до ДП "Енергоринок". Підприємство розпочало свою діяльність як самостійна юридична особа.

Контрольні питання

1. Надайте визначення електроенергетичним системам.
2. Надайте визначення системі електропостачання.
3. Скільки електроенергетичних систем існує в Україні?

4. Надайте стислу характеристику кожної із електроенергетичних систем України.
5. Що таке об'єднана енергетична система?

ТЕМА 2.«СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ТА РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ»

План

- 2.1. Принципи роботи ПЗВ, ДГР.**
- 2.2. Фазова симетрія в мережах.**
- 2.3. Системи передачі і розподілу електричної енергії.**
- 2.4. Системи електропостачання.**
- 2.5. Види електричних схем для електричних систем і мереж та основні умовні позначки.**

Рекомендовані джерела.

1. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж : навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології” / уклад. В. В. Кирик. Київ : НТУУ «КПІ», 2014. 130 с.

2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. - Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. - 488 с.

2.1. Пристрій захисного відключення (ПЗВ).

Поняття, призначення, будова та принцип дії пристрою захисного відключення (ПЗВ).

Пристрій захисного відключення ПЗВ - це швидкодіючий захисний вимикач, що реагує на диференційний (різницевий) струм в провідниках, які підводять електроенергію до електроустановки, що захищається. Тобто, пристрій відключить споживача від живлячої мережі,

якщо відбудеться витік струму на заземлюючий провідник РЕ («землю») або просто витік струму не обов'язково на заземлення з одного із провідників.

ПЗВ - це електромеханічний комутаційний апарат, призначений вмикати, проводити та відмикати струми при нормальних умовах роботи, а також приводити до розмикання контактів, коли різницевий (диференційний) струм за визначених умов доходить до заданого значення. Такі апарати різницевих струмів забезпечують ефективний захист від непрямих дотиків, вони також забезпечують захист й від прямих дотиків, на що не здатний будь-який інший апарат

На рисунку 2.1 показана його «внутрішня» принципова схема ПЗВ:

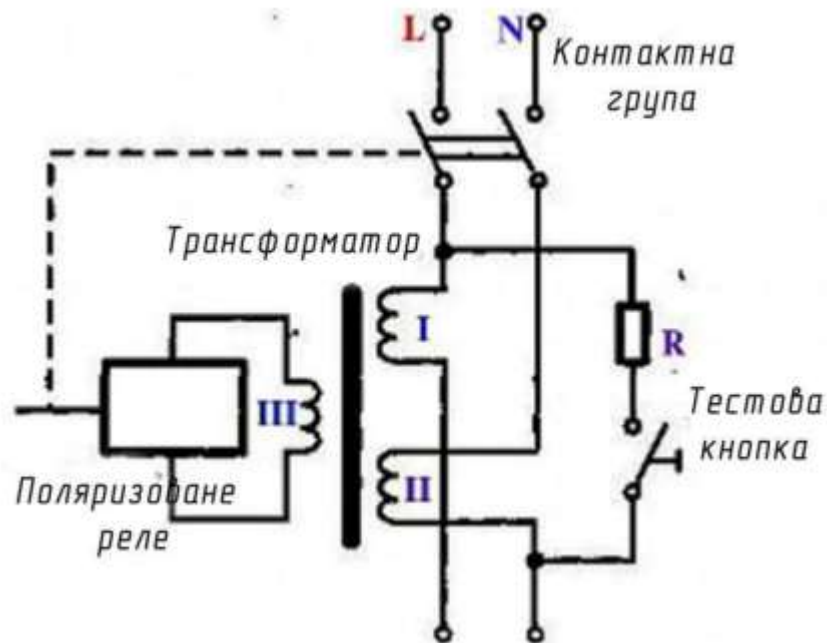


Рисунок 2.1. – Принципова схема ПЗВ.

Основним вузлом ПЗВ є диференційний трансформатор струму. По іншому його називають трансформатор струму нульової послідовності. Що б було простіше і не заплутатися в термінах, назовемо цей вузол просто трансформатор струму.

Як видно з рисунку 2.2, в даному випадку він має три обмотки. Первинні і вторинні обмотки включені у фазний і нульовий дріт відповідно, а третя обмотка – до пускового органу, який виконується на чутливих реле або

електронних компонентах. Залежно від цього розрізняють електромеханічні і електронні ПЗВ. Пусковий орган зв'язаний з виконавчим пристроєм, який включає силову контактну групу з механізмом приводу. Тестова кнопка служить для перевірки і контролю справності ПЗВ. Зараз уявимо, що до виходу нашої схеми підключили навантаження. Природно, в колі відразу виникне струм, який протікатиме через обмотки I і II. Для подальшого розгляду принципу роботи ПЗВ перейдемо до наочної схеми:

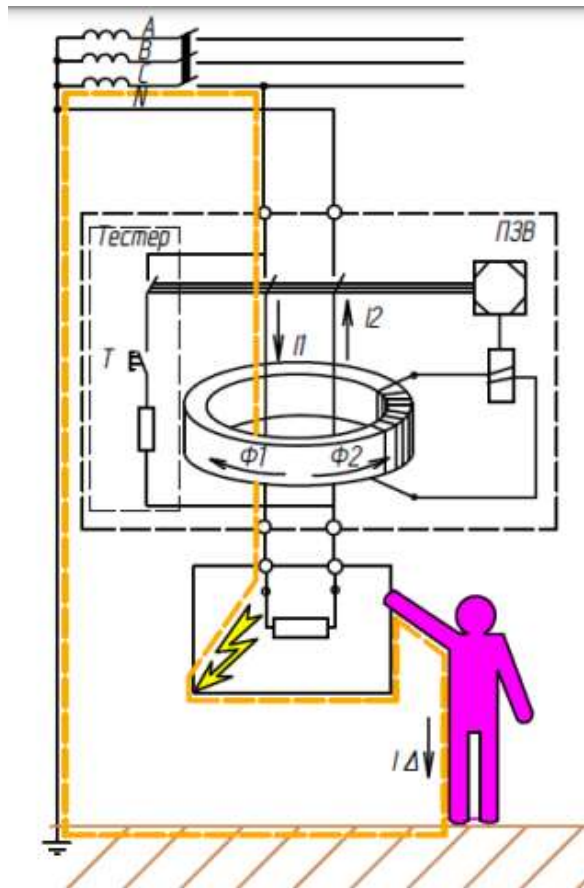


Рисунок 2.2. – Принцип дії ПЗВ.

У нормальному режимі, за відсутності струму витоку, в колі по провідниках, що проходять крізь вікно магнітопроводу трансформатора струму протікає робочий струм навантаження. Саме ці провідники утворюють зустрічно включені первинну і вторинну обмотки трансформатора струму. Дані струми будуть рівні по величині і протилежні по напрямку: $I_1 = -I_2$. Вони наводять в магнітному сердечнику трансформатора струму рівні, але зустрічно направлені магнітні потоки Φ_1 і Φ_2 . Виходить, що

результуючий магнітний потік дорівнює нулю, струм в третій обмотці диференційного трансформатора також дорівнює нулю і пусковий орган 2 знаходиться в цьому випадку в стані спокою і ПЗВ функціонує в нормальному режимі.

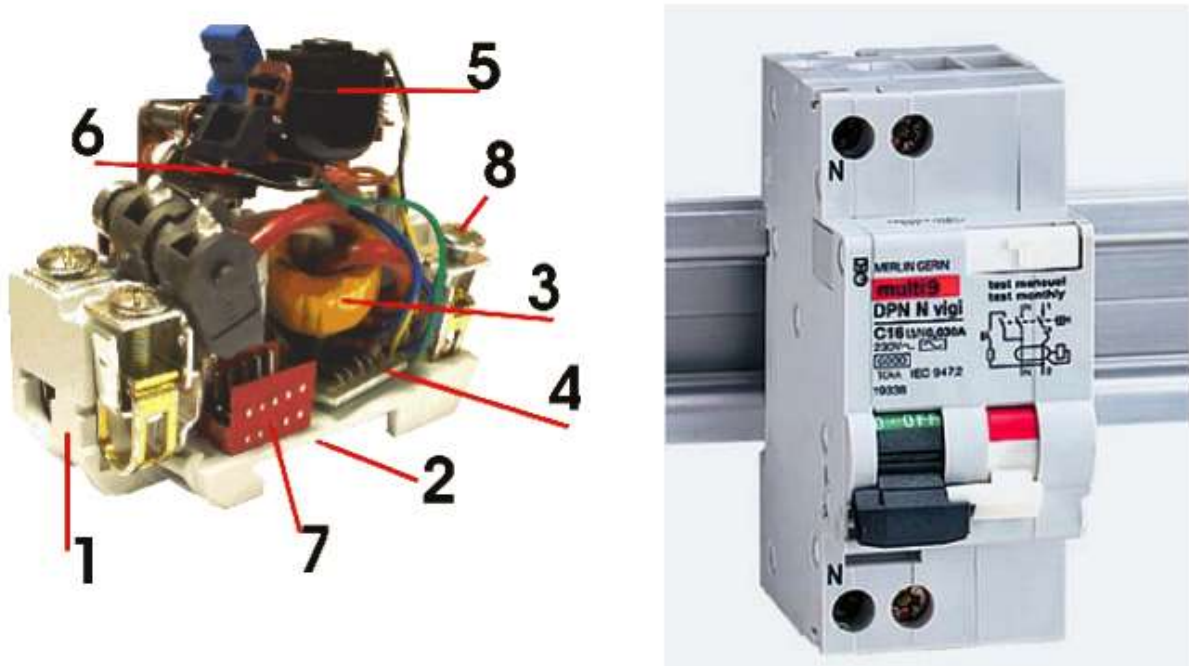


Рисунок 2.3. - Будова ПЗВ:

1 - корпус, 2 - замки для монтажу на DIN -рейку, 3 - диференційний трансформатор струму, 4 – електронна плата, в якій підвищується струм дисбалансу $I\Delta$ на вторинній обмотці трансформатора і подається на поляризоване реле, 5 – поляризоване реле (пусковий орган), 6 - струмовий розчіплювач (виконавчий механізм), 7 - дугогасна камера, 8 - комбіновані затиски з анодованої сталі для підключення провідників.

При дотику людини до відкритих струмопровідних частин або до корпусу електропристрою, на який відбувся пробій ізоляції по фазній або нульовій (первинній) обмотці трансформатора струму, окрім струму навантаження I_1 протікає додатковий струм - струм витоку (на схемі позначений $I\Delta$), що є для трансформатора струму диференційним (різницеvim: $I_1 - I_2 = I\Delta$).

Виходить, що струми у нас нерівні, отже, нерівні і магнітні потоки, які вже не компенсують один одного. Через це в третій обмотці виникає струм. Якщо цей струм перевищує встановлене значення, то спрацьовує пусковий орган (поляризоване реле), який впливає на виконавчий механізм 3.

Виконавчий механізм, що складається з пружинного приводу, спускового механізму і групи силових контактів, розмикає електричне коло, внаслідок чого установка відключається від мережі. Для здійснення періодичного контролю справності (працездатності) ПЗВ передбачена кнопка тестування 4. Вона включена послідовно з резистором. Номінал резистора підібраний таким чином, що б різницевий струм дорівнював паспортному струму витоку спрацьовування ПЗВ (про параметри ПЗВ поговоримо пізніше). Якщо при натисненні на цю кнопку ПЗВ спрацьовує, значить, воно справне. Як правило, ця кнопка позначається «TEST».

Трифазні пристрої захисного відключення працюють приблизно за таким же принципом, як і однофазні. У трифазних ПЗВ через вікно сердечника проходять чотири дроти - три фазних і нульовий. Принципова електрична схема простого трифазного ПЗВ приведена на рисунку 2.4:

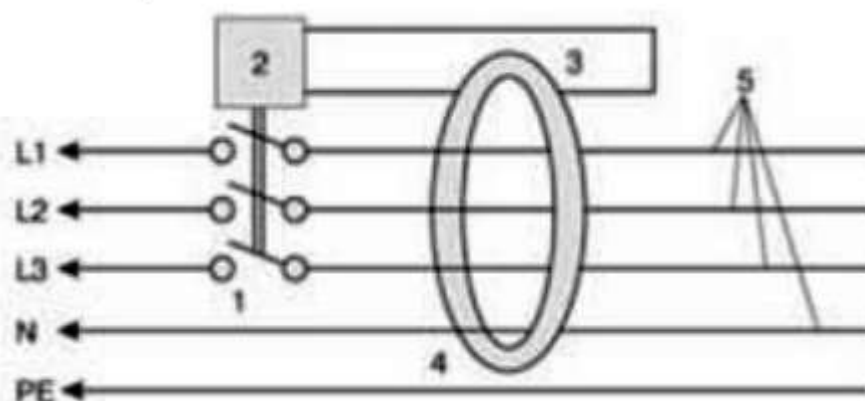


Рисунок 2.4. – Принципова електрична схема простого трифазного ПЗВ

Трифазне ПЗВ вмикає вимикач 1, яким управляє елемент 2, який отримує сигнал на відключення з вторинної обмотки 3 трансформатора струму 4, крізь вікно якого проходять нульовий робочий дріт N і фазні дроти

L1, L2 і L3 (5). При рівному навантаженні в нульовому і фазному (або в трьох фазних) дротах їх геометрична сума дорівнює нулю (струм у фазному дроті однофазного ПЗВ тече в одному напрямі, а струм в нульовому дроті такого самого значення тече в протилежному напрямі). Тому струму у вторинній обмотці трансформатора немає.

При витоку струму на заземлений корпус електроприймача, а також при випадковому дотику людини, що стоїть на землі або на струмопровідній підлозі до фазного або нульового дроту електричної мережі, рівність струмів в первинній обмотці трансформатора струму порушиться, оскільки по фазному дроту, окрім струму навантаження, проходитиме струм витоку, і в його вторинній обмотці з'явиться струм – точно так, як і в описі роботи однофазного ПЗВ, що розглядається вище. Струм, що протікає у вторинній обмотці трансформатора, впливає на елемент, що управляє, 2, який через вимикач 1 відключає споживача від живлячої мережі. Зовнішній вигляд трифазного ПЗВ показаний на рисунку 2.5:

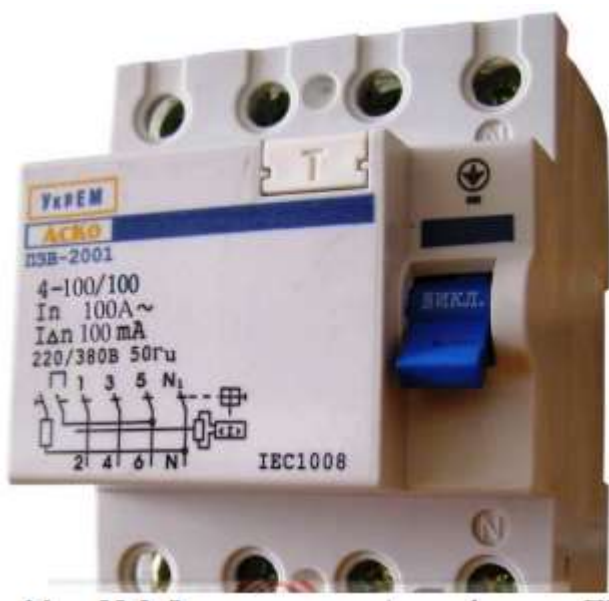


Рисунок 2.5.- Зовнішній вигляд трифазного ПЗВ

ПЗВ мають наступні основні параметри:

тип мережі – однофазна (трипровідна) або трифазна (п'ятипровідна)

номінальна напруга -220/230 – 380/400 В

номінальний струм навантаження – 16, 20, 25, 32, 40, 63, 80, 100 А
номінальний відключаючий диференціальний струм – 10, 30, 100, 300
мА

тип диференціального струму – АС (змінний синусоїдальний струм, що виник раптово або поволі наростаючий), А (як і АС, додатково - випрямлений пульсуючий струм), В (змінний і постійний), S (затримка часу спрацьовування, селективне), G (як і селективне, тільки час затримки менший).

Номінальний струм навантаження, нанесений на корпусі пристрою, приймають за такий же параметр, як і в автоматичному вимикачі. Проте цей параметр в ПЗВ характеризує тільки його «пропускну струмову спроможність».

Струм навантаження ПЗВ обмежити неможливо і його необхідно захищати від струмових перевантажень і струмів короткого замикання автоматичними вимикачами, які якраз і забезпечують захист і від перевантаження по струму, і від струмів короткого замикання. Струм навантаження ПЗВ слід вибирати так, щоб він був на ступінь (номінального ряду струмів) більше номінала струму автоматичного вимикача лінії, що захищається. Тобто, якщо є навантаження, захищене автоматичним вимикачем на струм 16 Ампер, то ПЗВ слід вибирати на струм навантаження 25 Ампер.

2.2. Системи передачі й розподілу електричної енергії.

На електростанціях України генерується трифазна змінна напруга частотою 50 Гц. Генератори потужних електростанцій виробляють електроенергію напругою 6,3...24 (6,3; 10,5; 11,0; 13,8; 15,75; 21,0; 24,0) кВ. Напруга основних споживачів електроенергії не перевищує 380...660 В. Електропостачання споживачів здійснюється через електричні мережі, які

живляться від енергосистеми (об'єднаної енергосистеми), що об'єднує велику кількість електростанцій та електричних мереж різних класів напруги.

Електроенергія від енергосистеми до споживача передається на значні відстані, що супроводжується втратою потужності:

$$\Delta P = I^2 \cdot r_0 \cdot \ell, \quad (1.1)$$

де I – струм трифазної системи, А;

r_0 – опір одного кілометра проводу, Ом;

ℓ – довжина лінії електропередачі, км.

Струм трифазної системи:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}, \quad (1.2)$$

де P – потужність, кВт;

U – напруга мережі, кВ;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності.

Як видно із виразу (1.2), підвищуючи напругу в мережі, можна збільшувати потужність, що передається при незмінному струмі; а при незмінній потужності із збільшенням напруги – зменшується сила струму. З цього випливає, що при збільшенні напруги лінії, без збільшення втрати потужності, можна значно збільшити довжину ліній електропередачі.

Згідно із сказаним вище, при передачі електроенергії на значні відстані доводиться підвищувати напругу на підвищувальних трансформаторних підстанціях, що розташовані на електричних станціях. На сьогодні в Україні від електростанцій електрична енергія передається лініями напругою 110, 150, 220, 330, 500 та 750 кВ.

Для живлення споживачів на зниженій напрузі споруджують ряд знижувальних підстанцій.

Знижувальні трансформаторні підстанції розділяють на районні та споживчі. На районних підстанціях електрична енергія з напруги 35...500 кВ знижується до напруги 6...110 кВ і передається в розподільні мережі.

Трансформаторні підстанції, розміщені безпосередньо біля споживачів, на яких електроенергія трансформується до напруги споживачів, називаються споживчими.

Електростанції в будь-який момент часу виробляють стільки електричної енергії, скільки її використовують споживачі у той самий момент. Баланс виробництва і споживання електроенергії підтримується регулюванням напруги і частоти струму в мережі.

Необхідно забезпечити таку організацію виробництва, передачі, розподілу і споживання електроенергії, при якій кількість електроенергії, що виробляється, буде дорівнювати кількості електроенергії, що споживається.

2.3. Вимоги до електричних мереж

Є п'ять основних вимог до електричних мереж.

Надійність електропостачання споживачів

Надійним вважається електропостачання, за якого у разі аварійних пошкоджень елементів електричної мережі живлення відновлюється впродовж часу, необхідного для виробництва ручних перемикань без виконання ремонту пошкодженого елемента. Безперебійним вважають електропостачання, якщо за аварійних пошкоджень живлення електроприймача не порушується або відбувається перерва в подачі електроенергії на час роботи автоматичних пристроїв (1 – 3 с).

Згідно з діючими Правилами налаштування електроустановок (ПНЕ) усі електроприймачі за необхідним ступенем надійності поділяють на три категорії.

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити за собою:

- небезпеку для життя людей, значної шкоди народному господарству, пошкодження дорогого основного обладнання;
- масовий брак продукції;

- розлад складного технологічного процесу;
- порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

До споживачів I категорії надійності належать:

- 1) шахти;
- 2) залізниці;
- 3) доменні та електролізні цехи;
- 4) метро;
- 5) стадіони;
- 6) міські споживачі загальним навантаженням понад 10 МВ А.

Електроприймачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємно резервуючих джерел живлення, і перерва їх електропостачання при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення.

Серед споживачів I категорії надійності виділяють особливу групу електроприймачів. До неї відносять електроприймачі, для яких безперебійне електропостачання необхідне для безаварійного зупинення виробництва, пов'язаного з можливістю виникнення пожеж, вибухів, загибелі людей. Для них необхідно передбачити три незалежних джерела живлення. Це – операційні лікарень, хімічне виробництво. Перерва в електропостачанні споживачів I категорії надійності допускається на час автоматичного перемикання на резервне живлення.

Для електроприймачів II категорії при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких призводить:

- 1 – до масового недовідпущення продукції;

2 – масових простоїв:

а – робочих;

б – механізмів;

в – промислового транспорту;

3 – порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

До споживачів II категорії надійності відносять:

- 1) великі магазини;
- 2) підприємства легкої промисловості;
- 3) будівлі висотою понад 5 поверхів;
- 4) багатоквартирні будинки з електроплитами;
- 5) навчальні заклади;
- 6) групи споживачів із загальним навантаженням від 300 до 1000 кВ А.

Електроприймачі II категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаємно резервувальних джерел живлення.

Електроприймачі III категорії – всі інші електроприймачі, що не підходять під визначення I і II категорій.

До них належать:

- 1) усі невідповідальні споживачі;
- 2) невеликі житлові селища;
- 3) будівлі до п'яти поверхів.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищують 1 доби.

2.4. Структура системи електропостачання

Спрощена схема електропостачання об'єкта включає:

- джерело живлення (ДЖ);

- лінії електропередачі (ЛЕП), що транспортують електроенергію від ДЖ до підприємства;
- пункту прийому електроенергії (ППЕ);
- розподільчі мережі;
- приймачі електроенергії (ЕП).

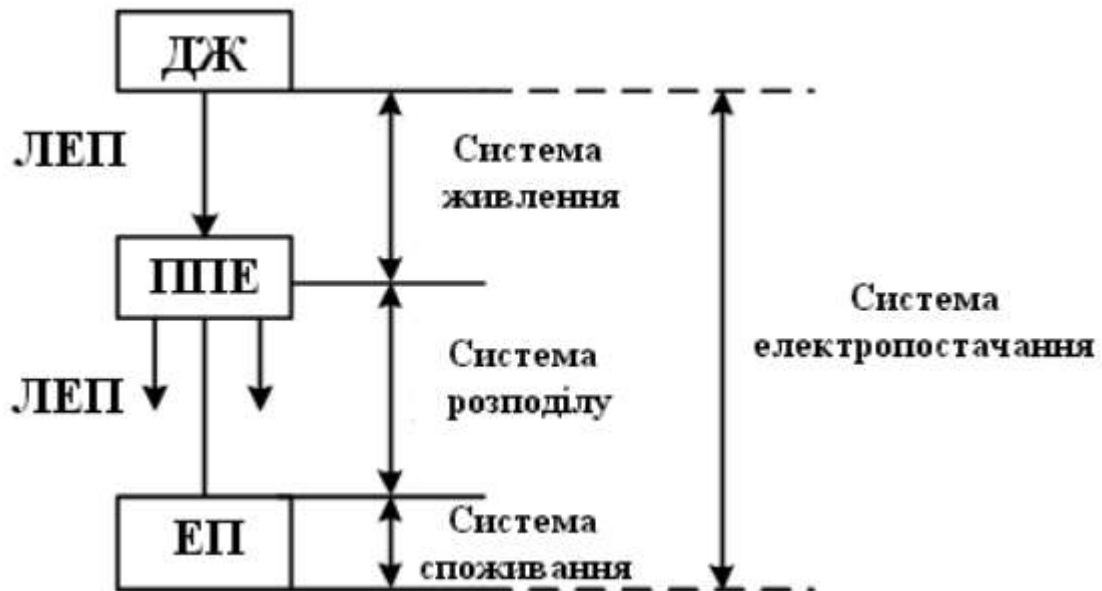


Рисунок 2.6. – Структура електропостачання об'єкта

СЕП підприємства розбито на три частини:

- систему живлення;
- систему розподілу;
- систему споживання.

У якості ДЖ можуть бути:

- електрична станція або підстанція енергосистеми;
- електрична станція підприємства.

При виборі ДЖ необхідно враховувати:

- ознаки якості електропостачання (надійність, напруга, частота й припустимі межі їхнього відхилення);
- величину потужності й напруги живлення споживачів.

Електропостачання промислового підприємства від енергосистеми здійснюється повітряними або кабельними лініями

У якості ППЕ може бути:

- вузлова розподільча підстанція (ВРП);
- підстанція глибокого вводу (ПГВ);
- головна понижувальна підстанція (ГПП);
- центральний розподільчий пункт (ЦРП), якщо електроенергія передається на напрузі 10 кВ.

Схеми з одним ППЕ варто застосовувати при відсутності спеціальних вимог до надійності живлення ЕП і компактному їхньому розташуванні на території підприємства.

Схеми із двома й більше ППЕ варто застосовувати у випадку:

- наявності спеціальних вимог до надійності електропостачання;
- наявності на підприємствах двох і більше потужних ізольованих груп споживачів;
- у всіх випадках, коли застосування кількох ППЕ доцільне з економічних міркувань;
- при поетапному розвитку підприємства.

Пункти прийому електроенергії зазвичай зв'язуються один з одним і з власними електростанціями заводу окремими зв'язками або через розподільну мережу.

Система розподілу електроенергії містить:

- високовольтну розподільчу мережу (ВВРМ);
- трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ (ТП);
- низьковольтну розподільчу мережу (НВРМ).

Високовольтна розподільна мережа (ВВРМ) виконує функцію передачі і розподілу електроенергії від ППЕ до підстанцій 10/0,4 кВ та високовольтних електроприймачів (якщо такі є).

Трансформаторні підстанції (ТП) 10/0,4 кВ перетворюють електроенергію, отриману від ВВРС, на напругу 0,4 кВ та розподіляють її в низьковольтну розподільну мережу.

Низьковольтна розподільна мережа (НВРС) виконує функцію передачі і розподілу електроенергії до електроприймачів споживача на напругу 380/220 В.

В СЕП підприємства виділяють: системи зовнішнього, внутрішньооб'єктного та внутрішньоцехового електропостачання.

Система внутрішнього електропостачання - сукупність електротехнічних пристроїв, що належать до СЕП споживача.

Система зовнішнього електропостачання - частина мережі енергосистеми, що забезпечує передачу електроенергії до ППЕ від точки приєднання до ЕЕС.

У систему зовнішнього електропостачання входять електростанції, підстанції і лінії електропередачі, що зв'язують підприємства з джерелами живлення та знаходяться у віданні енергосистеми, аж до ГПП (ПГВ) або ЦРП.

У систему внутрішнього електропостачання підприємства входять ГПП, ЦРП, РП, власні електростанції підприємства, споживчі ТП і лінії електропередачі, що зв'язують підстанції та РП між собою, тобто, розподільні мережі на території підприємства.

Живлення ППЕ при наявності ЕП першої категорії здійснюється від двох незалежних взаємно резервуючих джерел живлення.

При цьому живлення ППЕ здійснюється по двох одноколових повітряних лініях або по двох кабельних лініях, прокладеним по різних трасах.

Особливості виконання СЕП об'єктів

Якщо підприємство споживає значну (більше 40 МВА) потужність, а джерело живлення віддалене, то енергія підводиться на напругу 35, 110 або 220 кВ, а на дуже великих підприємствах - від електромереж 330 і 500 кВ.

Тобто прийом електроенергії здійснюється на головних понижувальних підстанціях (ГПП) або вузлових розподільчих підстанціях (ВРП).

Головна понижувальна підстанція - підстанція, яка отримує живлення безпосередньо від районної енергосистеми і розподіляє енергію на низькій напрузі (10 або 6 кВ) по всьому підприємству або його окремих районах.

Вулова розподільча підстанція - центральна підстанція підприємства, яка отримує електроенергію від енергосистеми і розподіляє її по підстанціях глибоких введів (ПГВ) на території підприємства.

При живленні на напрузі 35-220 кВ вулові підстанції є розподільними, а при напрузі 330-500 кВ крім транзитних ліній з'являється трансформація на напругу 110 кВ для розподілу енергії всередині підприємства.

У деяких випадках ВРП поєднується з найближчої районної підстанцією, якщо основна частина енергії споживається даним підприємством.

При високій густині навантаження СЕП виконують за принципом глибокого вводу, коли електроенергія з енергосистеми на напрузі 35 кВ і вище доводиться до підстанцій глибокого вводу (ПГВ), завдання яких полягає у виключенні однієї або декількох ступенів трансформації.

Глибокий ввід (ГВ) - СЕП з наближенням вищої напруги до електроустановок споживачів з найменшою кількістю рівнів проміжної трансформації й апаратів.

Підстанція глибокого вводу - підстанція, яка отримує електроенергію безпосередньо від енергосистеми або від ВРП, перетворює і розподіляє електроенергію на низькій напрузі (6-10кВ) по окремих районах підприємства і розташована поблизу основних навантажень об'єкта безпосередньо на території підприємства.

ПГВ виконують за спрощеними схемами комутації на первинній напрузі. Коли джерело живлення близьке і необхідна потужність порівняно невелика, то електроенергія підводиться по лініях 6 або 10 кВ до центральних розподільчих пунктів (ЦРП), які служать для прийому і розподілу електроенергії без її перетворення або трансформації.

ПГВ або ГПП виконує дві функції: перетворює електроенергію на напругу 10 кВ і розподіляє електроенергію в високовольтній розподільчій мережі.

Центральний розподільчий пункт виконує тільки розподіл електроенергії.

Іноді розподільчий пункт поєднується з однією з цехових трансформаторних підстанцій (ЦТП), яка обслуговує найближчих споживачів.

Від РП електроенергія розподіляється по цехових підстанціях (ЦТП) і підводиться до електроприймачів високої напруги (електродвигунів електропечей).

Напруга мережі живлення і розподільчої мережі збігаються і не потрібна проміжна трансформація енергії, що підводиться.

Цеховими ТП називаються підстанції, що перетворюють електроенергію на знижену напругу і безпосередньо живлять споживачів одного або декількох

прилеглих цехів або частина великого цеху.

Інколи від цих же підстанцій живляться близько розташовані споживачі високої напруги.

На невеликих підприємствах енергія приймається безпосередньо на трансформаторну підстанцію (ТП) з трансформацією 6-10/0,4 кВ.

Контрольні питання

1. Чому необхідно передавати (транспортувати) електроенергію?
2. Які елементи входять до системи передачі й розподілу електроенергії?
3. Що спільного в поняттях «електропередача» і «електрична мережа» і чим вони відрізняються?
4. Чим відрізняються поняття «система електропостачання» та «електроенергетична система»?
5. Яким вимогам повинна задовольняти система передачі й розподілу ЕЕ?

ТЕМА 3.«ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ПЕРЕДАЧІ ТА РОЗПОДІЛУ»

План

- 3.1. Якість електричної енергії.**
- 3.2. Властивості електроенергії.**
- 3.3. Номінальні напруги мереж.**
- 3.4. Втрати електричної енергії.**
- 3.5. Безпека персоналу енергосистем.**

Рекомендовані джерела.

1. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж : навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології” / уклад. В. В. Кирик. Київ : НТУУ «КПІ», 2014. 130 с.

2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. - Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. - 488 с.

3.1. Якість електричної енергії.

Тривалий час розвиток енергетики України супроводжувався недооцінкою, а часто і ігноруванням проблем якості електричної енергії, що призвело до появи електромагнітної несумісності електричних мереж, споживачів і енергосистем. Зазначена сумісність визначається як здатність електротехнічного пристрою задовільно функціонувати у електромагнітному оточенні, до якого належать й інші електроустановки. Якість електричної енергії з року в рік погіршується, тоді як вимоги щодо неї зростають.

Зараз виникло складне становище, коли багато технологічних процесів, наприклад, біотехнології, автоматичні лінії, обчислювальна, вакуумна, мікропроцесорна техніка, телемеханіка, електровимірювальні системи і т. ін. при існуючій якості електричної енергії вже надійно (без

порушень) працювати не можуть. Отже настав час, коли електричну енергію (ЕЕ) необхідно розглядати як товар, який при будь-якій системі господарювання характеризується певними (специфічними) показниками, перелік і значення яких визначають його споживчу якість.

Під якістю електроенергії (ЯЕЕ) розуміють відповідну сукупність її параметрів, які описують особливості процесу передачі ЕЕ для її використання в нормальних умовах експлуатації, визначають безперервність електропостачання (відсутність тривалих чи короточасних перерв електропостачання) і характеризують напругу живлення (величину, несиметрію, частоту, форму хвилі). До цього визначення потрібно додати ще дві особливості. По-перше: ЯЕЕ в цілому виражається ступенем задоволеності споживача умовами електропостачання, що важливо з практичної точки зору.

По-друге: ЯЕЕ залежить не тільки від умов електропостачання, але й від особливостей електрообладнання, яке застосовується (його чутливості до електромагнітних перешкод (ЕМП), а також можливості їх генерування) і умов експлуатації. Останньою особливістю визначається той факт, що відповідальність за ЯЕЕ повинні нести не тільки організації постачальники, але і споживачі електроенергії та виробники електрообладнання.

Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК) розробляє та затверджує норми ЯЕЕ трьох типів:

- визначальні, які містять опис електромагнітного середовища, термінологію, вказівки щодо обмеження рівнів генерування ЕМП та вимірювання і тестування засобів для визначення показників якості електроенергії (ПЯЕЕ), рекомендації щодо виготовлення електрообладнання;
- загальні норми, в яких приводяться допустимі рівні ЕМП при генеруванні чи в електричних мережах побутового та промислового призначення;
- детальні норми (предметні), які містять вимоги щодо окремих виробів і пристроїв з точки зору ЯЕЕ.

Головною організацією в Європі, яка займається координацією робіт щодо стандартизації в електротехніці, електроніці і суміжних областях знань є Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК).

Слід назвати ще й такі міжнародні організації, як Міжнародна Рада по великим електричним системам високої напруги (CIGRE) та Міжнародний Союз виробників і дистриб'юторів ЕЕ (UNIPED).

Впливовою регіональною організацією, яка займається нормалізацією в області ЯЕЕ для країн Євросоюзу (ЄС), є CENELEC ((фр. Comité Européen de Normalisation Électrotechnique) — Європейський комітет електротехнічної стандартизації). Існує ще ряд міжнародних професійних організацій і національних комітетів, які розробляють національні стандарти на ЯЕЕ, як правило, на основі норм МЕК. Прийняття норм відбувається, головним чином, методом експертних оцінок, шляхом голосування.

Нормування значень ПЯЕЕ відноситься до головних питань проблеми ЯЕЕ. Систему ПЯЕЕ утворюють кількісні характеристики повільних (відхилення) і швидких (коливання) змін діючого значення напруги, його форми і симетрії в трифазній системі, а також змін частоти. Персонал енергетичних служб підприємств не може впливати на рівень частоти у мережі. Виняток складають випадки живлення від автономних джерел, які на практиці зустрічаються порівняно рідко.

Принципи нормування ПЯЕЕ щодо напруги базуються на техніко-економічних передумовах і полягають у наступному:

- ПЯЕЕ щодо напруги мають енергетичне значення, тобто характеризують потужність (енергію) спотворення кривої напруги, ступінь негативної дії цієї енергії на електрообладнання, а ефективність технологічних процесів порівнюється зі значеннями зазначених спотворень ПЯЕЕ;

- гранично допустимі значення ПЯЕЕ обираються з техніко-економічних міркувань;

– ПЯЕЕ нормуються з заданою вірогідністю на протязі певного інтервалу часу щоб отримані конкретні значення могли співставлятися між собою.

Система ПЯЕЕ, що базується на цих передумовах, може застосовуватися починаючи з проектних робіт. Вона дозволяє здійснити масове метрологічне забезпечення контролю ЯЕЕ за допомогою відносно простих і недорогих приладів, а також реалізувати заходи і технічні засоби нормалізації ЯЕЕ.

В Україні з 1 січня 2000 року введено у дію міждержавний стандарт ГОСТ 13109-97 – «Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії у системах загального електропостачання».

ГОСТ 13109-97 встановлює показники і норми ЯЕЕ в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змінного трифазного і однофазного струму частотою 50 Гц у вузлах, до яких приєднуються електричні мережі, що знаходяться у власності різних споживачів ЕЕ, або приймачі ЕЕ (у вузлах загального приєднання). При дотриманні визначених цим стандартом норм забезпечується електромагнітна сумісність електричних мереж систем електропостачання загального призначення і електричних мереж споживачів ЕЕ (приймачів ЕЕ).

Норми, встановлені зазначеним стандартом (ГОСТ 13109-97), є обов'язковими у всіх режимах роботи систем електропостачання загального призначення, крім тих, що визначені наступним:

- винятковими погодними умовами і стихійними лихами (ураган, повінь, землетрус та ін.);
- не передбачуваними ситуаціями, які викликані діями сторони, що не є енергопостачаючою організацією чи споживачем ЕЕ (пожежа, вибух, військові дії та ін.);
- умовами, що регламентовані державними органами управління, а також пов'язаними з ліквідацією наслідків вище зазначених негараздів.

Якість електроенергії при живленні електроприймачів від енергосистеми визначається стабільністю і рівнями частоти, струму і напруги, а також ступенем несиметрії і несинусоїдальності напруги.

Норми, встановлені цим стандартом, підлягають обов'язковому включенню їх у технічні умови на приєднання споживачів ЕЕ і у договори на користування ЕЕ між останніми та електропостачальниками.

Згідно ГОСТ 13109-97 основними показниками ЯЕЕ є:

- стале відхилення напруги δU_y ;
- розмах зміни напруги δU_t ;
- доза флікера P_t ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги K_U ;
- коефіцієнт n-ої гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$;
- коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності K_{2U} ;
- коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності K_{0U} ;
- відхилення частоти Δf ;
- тривалість провалу напруги Δt_n ;
- імпульсна напруга U_{imp} ;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{перU}$.

Слід зазначити, що розглядаються два види норм на ЯЕЕ: нормально допустимі і гранично допустимі. Оцінка відповідності ПЯЕЕ вказаним нормам проводиться за розрахунковий період, що дорівнює 24 год.

Більшість явищ, що погіршують якість електричної енергії в електричних мережах, відбуваються у зв'язку з особливостями спільної роботи останніх з електроприймачами, їх електромагнітної сумісності. ПЯЕЕ в основному обумовлені втратами (падінням) напруги на ділянці електричної мережі, що живить споживачів. Вони визначаються за виразом:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{ном}}.$$

Зазначені тут активний (R) і реактивний (X) опір ділянки мережі вважаються постійними, а відповідні їм P і Q потужності, що передаються по

ділянці мережі, змінними. Характер цих змін, зазвичай, буває різним, що й викликало необхідність прийняття декількох визначень втрат напруги:

- при повільній зміні навантаження відповідно до його графіка – відхилення напруги;
- при різко змінному характері навантаження – коливання напруги;
- при несиметричному розподілі навантаження по фазах електричної мережі – несиметрія напруги в трифазній системі;
- при нелінійному навантаженні – несинусоїдність форми кривої напруги.

Від тих явищ, на які споживач електричної енергії впливати не може, йому залишається тільки захищати своє устаткування спеціальними засобами, наприклад, пристроями швидкодійного захисту або гарантованого живлення.

Відповідальність за підтримання напруги в межах норм, встановлених ГОСТ 13109-97, покладається на енергопостачальну організацію.

Відхилення частоти в першу чергу впливає на навантаження представлене електродвигунами – змінюється їх частота обертання, струм, момент та інтенсивність нагрівання.

В електричних мережах України прийнята частота змінної напруги 50 Гц. У системі електропостачання допускається **відхилення частоти** (різниця між фактичним та номінальним значенням) не більше ніж на $\pm 0,2$ Гц (допускається тимчасове відхилення до $\pm 0,4$ Гц). Для електроприймачів, які приєднані до автономних електростанцій потужністю до 1000 кВт допустиме відхилення частоти становить $\pm 0,5$ Гц, а для приймачів, які приєднані до електростанцій потужністю до 250 кВт – допустиме відхилення частоти лежить в межах ± 2 Гц.

Підтримання частоти в заданих межах не є основною задачею електропостачання галузей народного господарства, яке займається лише розподіленням електричної енергії, а не її виробництвом.

Рівень напруги – важливий параметр, що характеризує будь-який елемент електричної мережі. Підтримання необхідного рівня напруги – одна із основних задач електропостачання.

Номінальною (U_n) називається така напруга приймачів електроенергії, генераторів і трансформаторів, при якій вони нормально і найбільш економічно працюють, вона вказується в паспорті машини або апарату. Для установок трифазного струму за номінальну напругу приймають значення міжфазної (лінійної) напруги.

Відхилення напруги (стале відхилення напруги) – це алгебраїчна різниця між напругою в будь-якій точці мережі та номінальною напругою мережі. Відхилення напруги – це повільна плавна зміна напруги, зумовлена зміною навантаження.

Напруга в мережі змінюється поступово при зміні навантаження на протязі доби, місяця, року. Відхилення напруги вимірюється у вольтах або у відсотках.

Відхилення напруги δU на початку та в кінці лінії можна визначити за наступними виразами:

$$\delta U = \frac{U_y - U_n}{U_{ном}} 100\% .$$

де U_y – усереднене значення напруги за одну хвилину.

Коливання напруги – це швидка стрибкоподібна зміна напруги, яка викликана, наприклад, включенням потужного асинхронного електродвигуна.

Коливання напруги характеризується розмахом (δU_t) та частотою зміни напруги ($F_{\delta U_t}$) й інтервалом часу між змінами напруги (Δt).

Збільшення напруги на 5% зменшує термін служби ламп розжарювання в 2 рази, але підвищує світловий потік. Зменшення напруги на 5% збільшує термін служби лам розжарювання в 2 рази.

Для асинхронних електродвигунів момент на валу змінюється прямопропорційно квадрату напруги, тому при зниженні напруги нормально завантажені електродвигуни «перекидаються».

При відхиленні напруги в будь-яку сторону від номінального значення збільшується струм в електродвигуні, що веде до підвищеного нагріву обмотки.

За встановленими нормами, відхилення напруги на затискачах у споживача повинне бути не більше $\pm 5\%$.

Максимально допустиме короткочасне відхилення напруги до $\pm 10\%$.

Номінальна напруга генераторів на 5...10% вища за номінальну напругу мережі і становить (для потужних електростанцій): 6,3; 10,5; 11; 13,8; 15,75; 21,0 та 24,0 кВ.

Вторинна напруга підвищувальних та знижувальних трансформаторів також на 5% вища за номінальну напругу мережі.

Напруга первинної обмотки знижувальних трансформаторів, так як вони є споживачами електроенергії, рівна номінальній напрузі мережі: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 400, 500 та 750 кВ.

Для підтримання необхідних рівнів напруги у споживачів в системі сільського електропостачання використовують спеціальні пристрої: відгалуження обмоток трансформаторів, пристрої регулювання напруги під навантаженням, автотрансформатори, мережні регулятори, конденсаторні установки.

ТЕМА 4. «ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПІДПРИЄМСТВ ТА НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ».

План.

4.1. Визначення навантажень за допомогою коефіцієнту одночасності.

4.2. Прогнозування зростання навантажень.

4.3. Навантаження комплексів з промислового виробництва.

4.4. Розрахунок електричних навантажень повітряних ліній напругою 6...35 кВ.

4.5. Втрати електричної енергії.

4.6. Прогнозування електроспоживання та коефіцієнту зростання навантажень.

Рекомендовані джерела.

1. Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. – Кам'янське: ДДТУ, 2019, 196 стор.

2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с. 4. Кирик В. В. Електричні мережі: підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2024. – 280с.

4.1. Визначення розрахункових навантажень

Визначення розрахункових навантажень виконують від нижчих до вищих ступенів напруги системи електропостачання по окремих групах електроприймачів та вузлів схеми на рівні розподільних пунктів РП та розподільних пристроїв ГПП з боку нижчої (НН) напруги. За розрахунковими навантаженнями окремих ЕП, груп приймачів та вузлів схеми електропостачання добирають переріз ліній живлених і розподільних мереж, кількість і потужність трансформаторів підстанцій, переріз шин РП і ГПП комутаційних апаратів та засобів захисту.

На різних стадіях проектування в залежності від цілі розрахунку та бази вихідних даних використовують наступні методи визначення розрахункових навантажень: метод коефіцієнта попиту; метод питомих показників виробництва; метод упорядкованих діаграм. При дослідженнях електричних навантажень застосовують ймовірно-статистичні методи.

Метод коефіцієнта попиту

Для групи однорідних за режимом електроприймачів (кількістю не менше $n \geq 3$) розрахункове навантаження визначають за встановленою потужністю групи $P_{ном} = \sum_1^n P_{ном.i}$, і коефіцієнтом попиту K_p за співвідношеннями (2.21)

$$P_p = K_p P_{ном} = K_p \sum_1^n p_{ном.i}, \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \tan \varphi, \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = P_p / \cos \varphi_{сзб}, \text{ кВА}$$

Розрахункове навантаження вузла системи електропостачання (на шинах РП цеха, ділянки підприємства) визначають за сумою розрахункових навантажень i -тих груп ЕП, що складають даний вузол, з урахуванням коефіцієнта одночасності:

$$S_{п.в.уз.} = K_{одн.} \sqrt{\left(\sum_1^n P_{п.i}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{п.i}\right)^2}, \text{ кВА}$$

де $K_{одн.}$ - коефіцієнт одночасності, значення якого приймають в межах 0,85-1 у напрямку від віддалених РП-6(10) до джерела живлення.

Метод коефіцієнта попиту в основному застосовується для визначення розрахункових навантажень на всіх ступенях системи електропостачання шахт кар'єрів, метробуду, нафто- і газопроводів, та для орієнтованої оцінки розрахункових навантажень вузлів системи, що

включають значну кількість споживачів електроенергії, інших галузей промисловості.

Метод питомого споживання енергії на одиницю продукції

Метод базується на відомих даних про питомі витрати електроенергії на одиницю продукції у натуральному виразі $\omega_{\text{пит}}$ та річний обсяг продукції $M_{\text{річ.}}$ цеха, дільниці або підприємства в цілому. Розрахункове навантаження визначається за співвідношенням:

$$P_p = W_{\text{річ.}} / T_{\text{м}}, \text{ кВт}$$

де $T_{\text{м}}$ - кількість годин використання активної потужності.

Метод застосовується для розрахунків навантажень по підприємствах з вузькою номенклатурою та середнім або масовим типом виробництва.

Метод питомої густини навантажень

Цей метод застосовується на перших стадіях проектування електропостачання цехів малосерійного, поточного та іншого виробництва з рівномірним застосуванням на виробничій праці великої кількості електроприймачів малої потужності. Розрахункове навантаження визначається за співвідношенням:

$$P_p = p_{\text{пит}} F, \text{ кВт},$$

де $p_{\text{пит}}$ - питома розрахункова потужність на 1 м виробничої площі, кВт/м (середня по цеху аналогічного виробництва; F – виробнича площа цеха, м).

Метод упорядкованих діаграм

За цим методом розрахункове навантаження (30-хвилинний максимум) визначається на усіх ступенях системи електропостачання за середньою потужністю і коефіцієнтом максимуму за формулами:

$$P_p = K_m P_{cm} = K_m K_v P_{ном}$$

$$Q_p = 1,1 Q_{cm} = 1,1 P_{cm} \operatorname{tg} \varphi, \text{ якщо } n_{пр} \leq 10$$

$$Q_p = Q_{cm} = P_{cm} \operatorname{tg} \varphi, \quad \text{якщо } n_{пр} > 10$$

Коефіцієнт максимуму K_m для тривалості осереднення потужності $T_{ос} = 3\tau_0 = 3 \cdot 10 = 30$ хв., визначають за залежністю $K_m = f(n_{пр})$ для відомих значень коефіцієнта використання K_v та $n_{пр}$ ($n_{пр} \geq 4$) Стала нагріву $\tau_0 = 10$ хв. Прийнята для провідників малих перерізи в (до 25 мм^2). Для перерізів $35-70 \text{ мм}$ $\tau_0 = 20$ хв., $70-150 \text{ мм}$ $\tau_0 = 30$ хв., вище 150 мм $\tau_0 = 40$ хв. Отже K_m , що прийнятим для сталої нагріву $\tau_0 = 10$ хв. ($T_{вс} = 30$ хв.) має бути приведений до відповідної сталої нагріву розрахункового перерізу за формулою:

$$K'_m = 1 + \frac{K_m - 1}{\sqrt{\alpha}}$$

де α - кратність збільшення сталої нагріву провідників більших перерізи τ_0 і відносно сталої $\tau_{0(10)} = 10$ хв. провідників малих перерізи в (до 25 мм^2). Тоді розрахункове навантаження буде дорівнюватиме:

$$P_p = K'_m P_c, \text{ кВт}$$

де $Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi$, де $\operatorname{tg} \varphi$ визначається за $\cos \varphi$ вузла.

Розрахункове реактивне навантаження приймають рівним

$$Q_p = 1,1 Q_c, \text{ для } n_{пр} \leq 10$$

$$Q_p = Q_c, \text{ для } n_{пр} > 10$$

Повне розрахункове навантаження вузла

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА}$$

ТЕМА 5. «ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ»

План

5.1.Віди розрахунків ЛЕП.

5.2.Розрахунок ЛЕП – по припустимому струму нагріву.

5.3.Розрахунок ЛЕП по припустимим втратам напруги.

5.4.Розрахунок ЛЕП по надійності спрацьовування захисту.

5.5.Розрахунок ЛЕП по економічній щільності струму.

5.6.Річні втрати електроенергії в ЛЕП.

5.7.Наведені витрати електроенергії.

Рекомендовані джерела.

1. Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. – Кам'янське: ДДТУ, 2019, 196 стор.

2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с. 4. Кирик В. В. Електричні мережі: підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2024. – 280с.

5.1. Конструкції кабелів та влаштування кабельних ліній

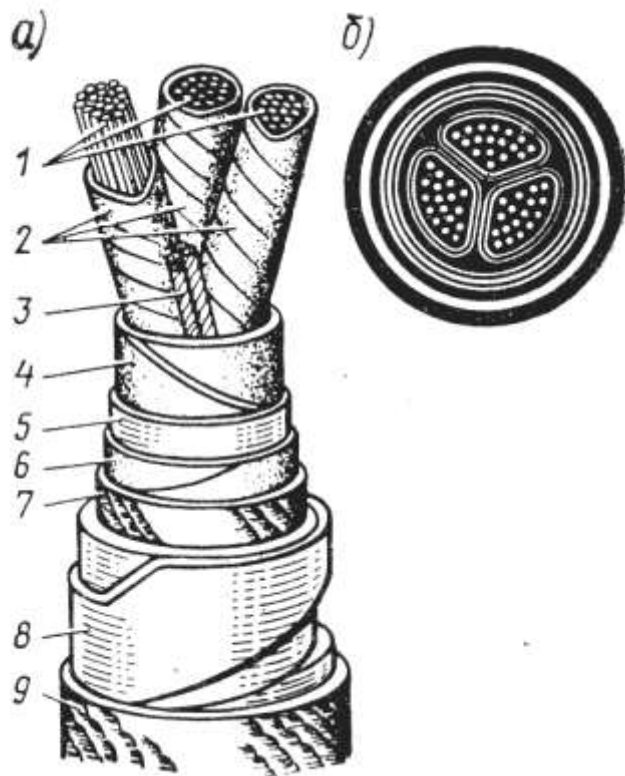
Кабельні лінії прокладають в землі, воді та повітрі. Вони значно дорожчі від повітряних, однак у багатьох випадках – це єдиний можливий спосіб передачі електроенергії споживачам, розташованим на територіях густої забудови (міста, селища, промислові підприємства). Перетин із залізницями та водоймами також зручніше виконувати кабельними лініями.

За кількістю струмопровідних жил кабелі бувають: одно-, дво-, три-, чотири- та п'ятижильні.

Одножильні кабелі застосовують, головним чином у лініях змінного струму 110 – 500 кВ, а також як лінії відсмоктування від рейкових кіл постійного струму на електрифікованих залізницях.

Двожильні – виключно в лініях постійного струму. Області застосування трижильних кабелів широка: трифазні лінії до 35 кВ включно. Чотирижильні використовують у мережах 380/220 В, п'ятижильні – з додатковою жилою для заземлення.

Кабелі до 10 кВ випускають переважно з алюмінієвими жилами. Трижильний кабель складається з сегментоподібних струмопровідних жил, звитих з окремих дротиків (рис. 5.1).



1 – струмопровідні жили; 2 – фазова ізоляція; 3 – наповнювач (джгут); 4 – поясна ізоляція; 5 – свинцева або алюмінієва оболонка; 6 – шар кабельного паперу; 7 – шар джгутового покриття; 8 – сталевий панцир; 9 – зовнішнє покриття (джгутове або асфальтове)

Рисунок 5.1. - Трижильний панцерований кабель (а) та його переріз (б)

Жили кабелю мають фазову ізоляцію, поверх котрої накладена загальна поясна ізоляція з просоченого оливою паперу. Крім того, застосовують джгутові наповнювачі. Свинцева або алюмінієва оболонка герметизує кабель, запобігає висиханню його ізоляції. Від механічних пошкоджень кабель захищають панциром зі сталеві стрічки, на котру для захисту від корозії наносять просочене джгутове покриття. Кабелі напругою 110, 220 кВ і вище виготовляють газо- або маслонаповненими, одножильними з покриттям сталевим панциром або асфальтованими.

5.2. Визначення перетинів проводів по припустимій втраті напруги

Методи вибору перетинів по припустимій втраті напруги розроблені для провідників, виконаних з кольорового металу в мережі напругою до 35 кВ включно. Методи розроблені виходячи з допущень, прийнятих у мережах такої напруги, тобто в місцевих мережах.

Місцеві мережі по довжині значно перевершують довжину мереж районного значення. Витрата провідникового матеріалу значно перевершує його потреби в мережах районного значення. Ця обставина вимагає відповідально підходити до проектування мереж місцевого значення.

Передача електроенергії від джерел живлення до електроприймачів супроводжується втратою напруги в лініях і трансформаторах. Тому напруга в споживачів не зберігає постійного значення. Розрізняють відхилення і коливання напруги.

Відхилення напруги обумовлені процесами зміни навантажень, що повільно протікають в окремих елементах мережі, зміною режимів напруги на джерелах живлення. У результаті таких змін напруга в окремих точках мережі змінюється за величиною, відхиляючись від номінального значення.

Відхилення напруги виражаються у відсотках стосовно номінальної напруги мережі:

$$\Delta U = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100\%$$

Коливання напруги – це що швидко протікають (зі швидкістю не менш 1% у хвилину) короточасні зміни напруги. Виникають при включеннях або відключеннях потужних споживачів, коротких замиканнях.

Коливання напруги розраховуються в такий спосіб:

$$V_t = \frac{U_{\text{max}} - U_{\text{мін}}}{U_{\text{ном}}} 100\%$$

де U_{max} , $U_{\text{мін}}$ - найбільше і найменше значення напруги в одній точці мережі.

Схему мережі, номінальну напругу, перетини проводів вибирають таким чином, щоб втрата напруги не перевищувала припустимого значення. Припустима втрата напруги $U_{\text{доп}}$ встановлюється з деяким ступенем точності, виходячи з нормованих значень відхилень напруги на шинах електроприймачів.

Втрата напруги припустима наступна:

- 1) Для мереж напругою 220-380 В на всьому протязі від джерела живлення до останнього електроприймача 5-7 %.
- 2) Для живильної мережі напругою 6-35 кВ це є від 6 до 8 % у нормальному режимі; від 10 до 12 % у післяаварійному режимі.
- 3) Для сільських мереж напругою 6-35 кВ – до 10 % у нормальному режимі.

Приймаються наступні допущення:

- 1) Не враховується зарядна потужність ЛЕП.
- 2) Не враховується поперечна складова спадання напруги, тобто не враховується зрушення напруги по фазі між вузлами схеми.
- 3) Розрахунок втрат напруги ведеться по номінальній напрузі, а не по реальній напрузі у вузлах мережі.

В основу методів визначення перетину по припустимій втраті напруги покладена та обставина, що величина реактивного опору проводів X_0 практично не залежить від перетину проводу F :

- для повітряних ЛЕП $X_0 = 0,36 - 0,46 \text{ Ом/км}$;
- для кабельних ЛЕП напругою 6-10 кВ $X_0 = 0,06 - 0,09 \text{ Ом/км}$;
- для кабельних ЛЕП напругою 35 кВ $X_0 = 0,11 - 0,13 \text{ Ом/км}$.

Величина припустимої втрати напруги в ЛЕП розраховується по потужностях і опорам ділянок за формулою:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i l_i r_{0i}}{U_{\text{ном}}} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_i l_i X_{0i}}{U_{\text{ном}}} = \Delta U_{\text{допа}} + \Delta U_p.$$

У формулі дві складові $\Delta U_{\text{допа}}$ - втрати напруги в активних опорах; ΔU_p - втрата напруги в реактивних опорах.

Оскільки X_0 практично не залежить від перетину проводу, величину ΔU_p розраховують, задавшись середнім значенням реактивного опору $X_{0\text{ср}}$ в зазначених діапазонах його зміни.

$$\Delta U_p = \frac{X_{\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n Q_i l_i.$$

$$\Delta U_{\text{допа}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p.$$

З формули $\Delta U_{\text{доп}}$ знаходять припустиму втрату напруги, обумовлену активним опором.

Тут ΔU_p розраховали, $\Delta U_{\text{допа}}$ задалися з припустимого діапазону значення. У такий спосіб знаходять $\Delta U_{\text{допа}}$, що залежить тільки від активного опору проводів, по якому далі і визначають перетин лінії.

Тема 6. «РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ.»

План.

6.1. Засоби компенсації реактивних струмів.

6.2. Розрахунок потрібних засобів компенсації.

Рекомендовані джерела.

1. Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141

– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. – Кам'янське: ДДТУ, 2019, 196 стор.

2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с. 4. Кирик В. В. Електричні мережі: підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2024. – 280с.

6.1. Вибір місця розташування конденсаторних батарей

Компенсація реактивної потужності, в системі електропостачання підприємства може бути: індивідуальна (рис. 6.1.а), групова (Рис. 6.1.б), централізована (рис. 6.1.в).

Схема (а) має сенс для потужних ЕП з незмінним тривалим режимом роботи, інакше Q_{KB} використовується неефективно. В схемі групової компенсації (б) використання краще, але недостатнє, оскільки кількість ЕП групи обмежена.

Найбільш раціональним є централізована компенсація реактивної потужності на шинах РУ-ВН ГПП в мережі 6-10кВ (схема «в»). Це пояснюється наступним:

1. максимальне використання Q_{KB} ;
2. більш ефективне використання конденсаторів, реактивна потужність яких збільшується при високих напругах у квар. $Q_{KBmin}=400\text{квар}$ при приєднанні до мережі через вимикач.

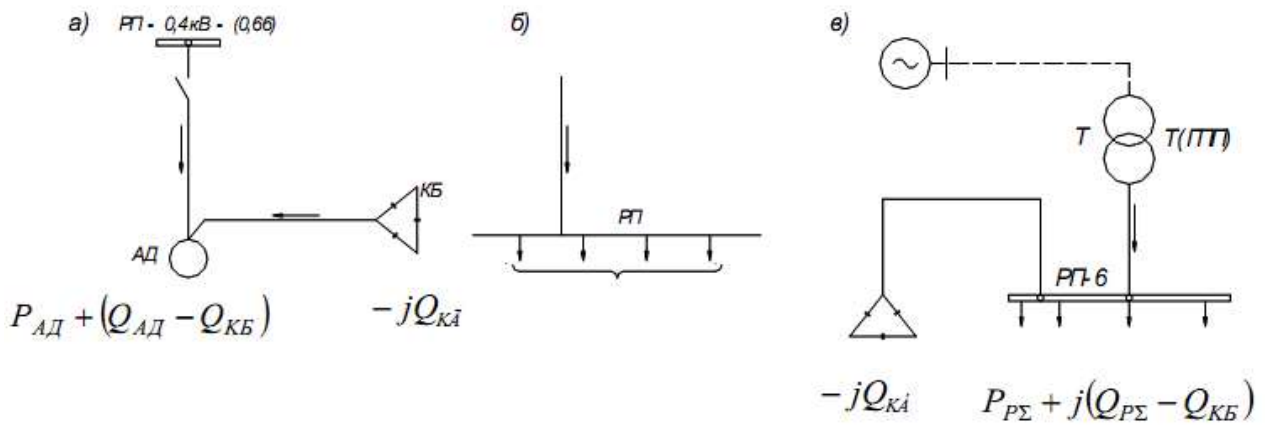


Рисунок 6.1. Схеми розташування КБ при індивідуальній (а), груповій (б), централізованій (в) компенсації.

Основні принципи компенсації реактивної потужності.

Вибір типу, потужності, місця установки і режиму роботи компенсаційної установки (КУ) повинен забезпечувати **максимальний економічний ефект** не порушуючи технічні вимоги.

КУ вибирається **одночасно** з вибором усіх елементів розподільчої мережі і лінії живлення.

Критерієм економічності є **мінімум приведених витрат** на:

- а) установку КУ на комутаційні апарати захисту та регулювання.
- б) зниження при компенсації вартості ТП та ліній живлення і розподільчих ліній внаслідок зниження струмів навантаження.
- в) зниження втрат електричної енергії в мережах.
- г) підвищення якості напруги.
- д) зниження установленної потужності ДЖ внаслідок зменшення втрат активної потужності ΔP .

Приведені витрати на компенсацію розраховують на базі ТЕП.

$$Z = B_{НОРМ} K + C_{експлуат} \longrightarrow \min$$

Джерелами реактивної потужності (ДРП) є: генератори електростанцій, СД, синхронні компенсатори ПЛ і КЛ високої напруги, конденсаторні батареї (КБ) поперечної компенсації, вентильні установки.

Максимальний економічний ефект компенсації досягається при установці КУ **поблизу від споживачів реактивної потужності** (АД, ТР)

Економічно оправдана компенсація на стороні НН (до 1000В) електричних установок невеликої потужності що приєднані до мережі 6-10кВ.

Конденсаторні установки (нерегульовані) в мережах до 1000В повинні встановлюватися в цехах (дільницях) на групових РП. Індивідуальна компенсація доцільна тільки для потужних ЕП з малим і великим коефіцієнтом включення.

Потужність (розрахункова) КУ $Q_{\text{ком}}$ це:

$$Q_{KY} = Q_P - Q_{EC} = P(tg\varphi_P - tg\varphi_{EC})$$

Сумарна реактивна потужність КУ в мережі до і вище 1000В повинна дорівнювати розрахунковій потужності КП ($Q_{\text{КП}}$) для часів максимуму реактивної потужності.

Данні принципи покладені в основу інструкцій «По системному розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах».

6.2. Техніко-економічне обґрунтування вибору компенсуючих пристроїв

Техніко-економічні розрахунки під час вибору компенсуючих пристроїв (КП) мають виконуватися у відповідності до «Методики техніко-економічних розрахунків в енергетиці» Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності за умови сталих поточних витрат (П)

$$B = E_{\text{норм}} \cdot K + П$$

де K – капітальні витрати на спорудження об'єкту,

$E_{\text{норм}}$ – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень.

Поточні витрати включають відрахування на амортизацію, обслуговування і оплату втрат електроенергії. Якщо прийняти, що сумарні щорічні відрахування (%) відповідно складають $E_{\text{норм}} + E_{\text{ам}} + E_{\text{об}} = E$, то витрати на компенсацію

$$B = E \cdot K + C$$

де C – вартість втрат електроенергії і активної потужності у електричній мережі та в джерелах реактивної потужності.

Розрахункові витрати на генерування реактивної потужності компенсуючи ми пристроями:

$$B = B_0 + B_1 \cdot Q + B_2 \cdot Q^2$$

де B_0 – стала складова витрат, яка не залежить від реактивної потужності, що генеруються;

B_1 – питомі витрати на 1 Мвар генерування потужності;

B_2 – питомі витрати на 1 Мвар² генерування потужності;

Q – реактивна потужність, що генеруються, Мвар.

Наприклад, реактивні потужність, що генерується батареєю конденсаторів (БК) поперечної компенсації:

$$Q = Q_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{U_*}{U_{\text{БК}*}} \right)^2$$

де U_* – відносне значення напруги у пункті приєднання БК;

$U_{\text{БК}*}$ – відносне значення номінальної напруги БК ($U_{\text{БК}*} = 1.05$ для $U_{\text{ном}} = 6(10)$ кВ, $U_{\text{БК}*} = 1$ для $U_{\text{ном}} = 1000$ кВ);

$$U_* = \frac{U_{\partial}}{U_{ном}}; \quad U_{БК*} = \frac{U_{номБК}}{U_{ном}}$$

Відповідно:

$$U_{БК*} = \frac{U_{номБК}}{U_{ном}} = \frac{U_*}{U_{БК*}} = \frac{\frac{U_{\partial}}{U_{ном}}}{\frac{U_{номБК}}{U_{ном}}} = \frac{U_{\partial}}{U_{номБК}}$$

Питомі втрати в конденсаторах $\Delta P_{БК}$ складають 4.5 та 2.5 кВт/Мвар відповідно для напруг до 1 кВ та 6-10 кВ.

Таким чином, втрати для батареї конденсаторів:

$$B_0 = E \cdot K_{ВП} + E_{рег} \cdot K_{рег}.$$

$$B_1 = E \cdot k_n \cdot Q_{ном.} \cdot \left(\frac{U_*}{U_{БК*}}\right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БК};$$

$$B_2 = 0.$$

де $K_{ВП}$ – вартість ввідного пристрою (комутаційний апарат, захист, пристрій для розрядження БК);

$k_{пит}$ – питома вартість БК, грн./Мвар.

$K_{рег}$ – кошовність пристрою регулювання БК;

C_0 – питома кошовність втрат активної потужності;

E – сумарні щорічні відрахування у відносних одиницях

Отже, **критерієм економічності є мінімум приведених витрат**, при визначенні яких слід враховувати: витрати на улаштування КП (БК) та допоміжного обладнання – комутаційних апаратів, пристрої регулювання; зниження вартості ТП і мереж живлення і розподілу

внаслідок зниження навантажень; зниження втрат електроенергії в елементах мережі; зниження встановленої потужності електростанцій завдяки зниженню втрат активної потужності.

Тема 7. «ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК ЗАМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ»

План

7.1. Реактивна провідність.

7.2. Схеми заміщення ПЛЕП і КЛЕП для різних напруг.

7.3. Особливості та завдання розрахунку районних електричних мереж.

7.4 Залежності між напругами і потужностями початку і кінця ланки електричної мережі.

7.5. Розрахунок режиму лінії електропередачі.

Рекомендовані джерела.

1. Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. – Кам'янське: ДДТУ, 2019, 196 стор.

2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с. 4. Кирик В. В. Електричні мережі: підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2024. – 280с.

7.3. Особливості та завдання розрахунку районних електричних мереж

У розрахунках кожен елемент схеми мережі подають і враховують у вигляді обраної схеми заміщення. При електричних розрахунках ставлять дві основні вимоги:

1) визначення напруг у всіх вузлах мережі, у результаті цього можуть бути зроблені висновки про можливість роботи споживачів з одержаними напругами;

2) обчислення потоків потужності (струмів) на окремих ділянках мережі, що дозволить оцінити допустимість таких потоків (струмів) за умовою нагрівання проводів ліній і жил кабелів.

Електричні розрахунки виконують перш за все:

- для крайніх нормальних режимів найбільших і найменших завантажень,

- для післяаварійних режимів, у яких у результаті аварії вимкнений той чи інший елемент мережі. Іноді потрібно проводити розрахунки також для ремонтних режимів у випадках виконання ремонтів на лініях або трансформаторах. Результати електричних розрахунків можуть використовуватися для:

- здійснення необхідних заходів регулювання напруги;
- оцінювання;
- аналізу втрат потужності та електроенергії;
- вибору заходів щодо їх зниження та ін.

Для виконання розрахунків потрібна вихідна інформація про параметри схеми мережі і про параметри режиму.

До параметрів схеми відносять параметри ліній і трансформаторів.

До параметрів режиму відносять інформацію про навантаження споживачів у вузлах мережі та про джерела енергії.

Основним методом розрахунку режимів електричних мереж є метод послідовних наближень – ітераційний метод.

Він полягає у тому, що на початку розрахунку задають першим наближення напруг у вузлах (нульова ітерація). Як правило, за нульову

ітерацію вважають припущення про те, що напруги в усіх вузлах схеми однакові між собою і дорівнюють номінальному значенню мережі. За взятим значенням напруги і заданої потужності споживачів можна розрахувати значення параметрів режиму, зокрема, й значення напруги у вузлах мережі. Ці значення напруги будуть другим наближенням (першою ітерацією). Розрахунок повторюють до того часу, поки результати наступних наближень не відрізнятимуться один від одного із заданою точністю.

Найчастіше достатньо 1–2 ітерацій. Якщо ж вирішують завдання оптимізації режиму, пов'язані з втратами потужності, то потрібно багато ітерацій.

7.4. Залежності між напругами і потужностями початку й кінця ланки електричної мережі

Під ланкою електричної мережі необхідно розуміти ділянку її схеми заміщення, наприклад лінії електропередачі або трансформатора (рис. 7.1). Розглянемо найбільш характерні для практики випадки розрахунку.

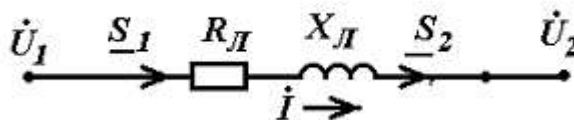


Рисунок 7.1 – Схема заміщення ланки електричної мережі лінії електропередач

Перший випадок

Відомі потужність і напруга в кінці ланки:

$$\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2 = \text{const},$$

$$\dot{U}_2 = \text{const}.$$

Потрібно визначити потужність S_1 і напругу U_1 на початку ланки. Цей випадок зустрічається на практиці тоді, коли, наприклад, задане навантаження споживача, і потрібно знайти напругу джерела живлення, за якого буде забезпечена необхідна напруга у споживача. Тут і далі розрахунок

будемо вести в лінійних напругах. Поєднуючи вектор напруги U_2 з суттєвою віссю, запишемо

$$\dot{U}_1 = U_2 + \sqrt{3} \dot{I} Z_L.$$

Запишемо вираз для повної потужності

$$\dot{S}_2 = P_2 - jQ_2 = \sqrt{3} U_2 \dot{I}.$$

Виразимо струм

$$\dot{I} = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3} U_2}.$$

Підставами вираз для струму в рівняння для напруги

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_2 + \frac{P_2 - jQ_2}{U_2} (R_L + jX_L) = \\ &= U_2 + \frac{P_2 R_L + jP_2 X_L - jQ_2 R_L + jQ_2 X_L}{U_2}. \end{aligned}$$

Після перетворень одержимо

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_2 + \frac{P_2 R_L + Q_2 X_L}{U_2} + j \frac{P_2 X_L - Q_2 R_L}{U_2}, \\ \dot{U}_1 &= U_2 + \Delta U_2 + j\delta U_2, \end{aligned}$$

де поздовжня складова падіння напруги, яка обчислена за даними кінця ланки, дорівнює

$$\Delta U_2 = \frac{P_2 R_L + Q_2 X_L}{U_2},$$

а поперечна складова падіння напруги дорівнює

$$\delta U_2 = \frac{P_2 X_L - Q_2 R_L}{U_2}.$$

Модуль напруги на початку ланки

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2)^2 + (\delta U_2)^2}.$$

Втрати потужності визначимо за даними кінця ланки:

$$\begin{aligned} \Delta S_2 &= 3 I^2 Z = \frac{S_2^2}{U_2^2} (R_L + jX_L) = \frac{S_2^2}{U_2^2} R_L + j \frac{S_2^2}{U_2^2} X_L = \\ &= \Delta P_2 + j\Delta Q_2. \end{aligned}$$

Другий випадок

Відомі потужність і напруга на початку ланки:

$$S_1 = P_1 + jQ_1 = \text{const},$$

$$U_1 = \text{const}.$$

Потрібно визначити потужність S_2 і напругу U_2 у кінці ланки. На практиці цей випадок можливий тоді, коли виникає необхідність передачі заданої потужності джерела (електростанції) при фіксованій напрузі на його шинах у центр споживання. При цьому необхідно з'ясувати, якою буде напруга у споживачів.

Поєднуючи вектор напруги U_1 з речовою віссю, можна записати

$$\dot{U}_2 = U_1 - \sqrt{3} \dot{I} Z.$$

Значення струму обчислимо за формулою

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{S}_1}{\sqrt{3} U_1} = \frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3} U_1}.$$

Тоді

$$\underline{U}_2^* = \underline{U}_1 - \frac{\underline{P}_1 - j\underline{Q}_1}{\underline{U}_1} (\underline{R}_L + j\underline{X}_L).$$

Розкривши дужки, одержимо

$$\underline{U}_2^* = \underline{U}_1 - \frac{\underline{P}_1 \underline{R}_L + \underline{Q}_1 \underline{X}_L}{\underline{U}_1} - j \frac{\underline{P}_1 \underline{X}_L - \underline{Q}_1 \underline{R}_L}{\underline{U}_1},$$

або

$$\underline{U}_2^* = \underline{U}_1 - \Delta \underline{U}_1 - j\delta \underline{U}_1.$$

Тут поздовжня і поперечна складові спаду напруги визначають за даними початку ланки:

$$\Delta \underline{U}_1 = \frac{\underline{P}_1 \underline{R}_L + \underline{Q}_1 \underline{X}_L}{\underline{U}_1}, \quad \delta \underline{U}_1 = \frac{\underline{P}_1 \underline{X}_L - \underline{Q}_1 \underline{R}_L}{\underline{U}_1}.$$

Модуль напруги у кінці ланки

$$U_2 = \sqrt{(\underline{U}_1 - \Delta \underline{U}_1)^2 + (\delta \underline{U}_1)^2}.$$

Потужність у кінці ланки

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_1 - \Delta \underline{S}_1 = \underline{P}_2 + j\underline{Q}_2 = \underline{P}_1 + j\underline{Q}_1 - \Delta \underline{P}_1 - j\Delta \underline{Q}_1.$$

Втрати потужності, виражені через параметри початку ланки:

$$\Delta \underline{S}_1 = 3 I^2 \underline{Z}_L = \frac{S_1^2}{U_1^2} (\underline{R}_L + j\underline{X}_L) = \frac{S_1^2}{U_1^2} \underline{R}_L + j \frac{S_1^2}{U_1^2} \underline{X}_L.$$

Третій випадок

Відомі потужність у кінці ланки $S_2 = \text{const}$ і напруга на початку $U_1 = \text{const}$. Потрібно знайти потужність на початку ланки S_1 і напругу в кінці U_2 . Цей випадок найбільш типовий, так як зазвичай відома напруга на шинах джерела живлення (електростанції, що знижує підстанції), від якого відходять лінії із заданими навантаженнями споживачів у кінці.

Тут відразу обчислити напругу U_2 неможливо, оскільки потужність на початку ланки невідома. Тому розрахунок ведуть методом послідовних наближень. Задають початкове наближення напруги $U_2 = U_2^{(0)}$.

Якщо немає ніяких міркувань щодо вибору величини $U_2^{(0)}$, то її беруть такою, що дорівнює номінальній напрузі мережі. Тоді, знаючи U_2 , можна знайти перше наближення потужності на початку ланки:

$$\underline{S}_1^{(1)} = P_1^{(1)} + jQ_1^{(1)} = P_2 + jQ_2 + \Delta P_2^{(1)} + j\Delta Q_2^{(1)},$$

де втрати потужності визначають як

$$\Delta P_2^{(1)} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^{(0)2}} R, \quad \Delta Q_2^{(1)} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^{(0)2}} X.$$

Тепер можна знайти перше наближення напруги

$$\underline{U}_2^{(1)} = U_1 - \frac{P_1^{(1)}R + Q_1^{(1)}X}{U_1} - j \frac{P_1^{(1)} - Q_1^{(1)}R}{U_1},$$

модуль якого підставляють у формули для обчислення втрат потужності і знову знаходять потужність на початку ланки (друге наближення).

Розрахунок закінчують у тому разі, якщо різниця між модулями напруг U_2 і-го і $(i-1)$ -го наближень не більша заданої точності розрахунку:

$$|U_2^{(i)} - U_2^{(i-1)}| \leq \varepsilon.$$

При розрахунках без застосування ЕОМ зазвичай обмежуються розрахунком першого наближення напруги $U_2^{(1)}$ і потужності $S_1^{(1)}$.

7.5. Розрахунок режиму лінії електропередачі

Використовуючи залежності, описані вище для ланки електричної мережі, розглянемо процедуру електричних розрахунків лінії електропередачі. Розглянемо спочатку перший випадок, коли відома потужність навантаження в кінці лінії.

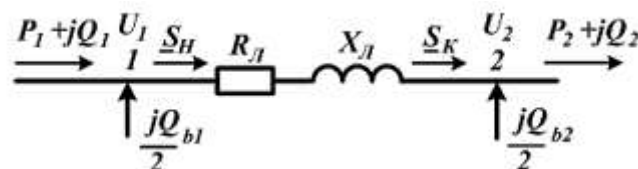


Рисунок 7.2 – Схема заміщення лінії електропередач.

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = \text{const}$$

напруга в кінці лінії $\dot{U}_2 = \text{const}$. За напругою U_2 обчислимо Q_{b2} :

$$Q_{b2} = U_2^2 B_L.$$

Потужність у кінці лінії згідно першого закону Кірхгофа

$$\underline{S}_K = P_2 + jQ_2 - \frac{jQ_{b2}}{2} = P_K + jQ_K.$$

Знайдемо потужність на початку ділянки

$$\begin{aligned}\underline{S}_H &= \underline{S}_K + \Delta S_L = P_K + jQ_K + \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_2^2} Z_L = \\ &= P_K + \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_2^2} R_L + j(Q_K + \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_2^2} X_L) = \\ &= P_H + jQ_H.\end{aligned}$$

Знайдемо напругу $\dot{U}_1$ на початку лінії

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= U_2 + \frac{P_K R_L + Q_K X_L}{U_2} + j \frac{P_K X_L - Q_K R_L}{U_2} = \\ &= U_2 + \Delta U_2 + j\delta U_2.\end{aligned}$$

Визначимо модуль напруги на початку лінії

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2)^2 + (\delta U_2)^2}.$$

За напругою U_1 обчислимо Q_{b1} :

$$Q_{b1} = U_1^2 B_L.$$

Потужність на початку лінії $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$ дорівнює

$$\underline{S}_1 = P_H + jQ_H - \frac{jQ_{b1}}{2} = P_1 + jQ_1.$$

Тепер розглянемо другий випадок, коли відома потужність, що подається джерелом живлення

$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1 = \text{const}$, і напруга на початку лінії $\dot{U}_1 = \text{const}$.

За заданою напругою U_1 знайдемо Q_{b1} .

Тоді потік потужності на початку ділянки лінії

$$\underline{S}_H = P_H + jQ_H = P_1 + jQ_1 + j\frac{Q_{b1}}{2}.$$

Потік потужності в кінці ділянки лінії

$$\begin{aligned}\underline{S}_K &= P_H + jQ_H - \Delta \underline{S}_L = \\ &= P_H + jQ_H - \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_1^2} (R_L + jX_L) = P_K + jQ_K.\end{aligned}$$

Напруга в кінці лінії $\dot{U}_2$:

$$\begin{aligned}\dot{U}_2 &= U_1 - \frac{P_H R_L + Q_H X_L}{U_1} - j \frac{P_H X_L - Q_H R_L}{U_1} = \\ &= U_1 - \Delta U_1 - j\delta U_1.\end{aligned}$$

Визначимо модуль напруги в кінці лінії

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_1)^2 + (\delta U_1)^2}.$$

За напругою U_2 знайдемо Q_{b2} :

$$Q_{b2} = U_2^2 B_L.$$

Потужність у кінці лінії

$$\begin{aligned}\underline{S}_2 &= P_2 + jQ_2, \\ &= P_2 + jQ_2.\end{aligned}$$

У третьому випадку, коли задана потужність навантаження

$\underline{S}_H = P_H + jQ_H = \text{const}$ і напруга на початку лінії $\dot{U}_1$, процедуру розрахунку здійснюють *методом послідовних наближень*, яка полягає у такому.

Задаються початковим наближенням $U_2^{(0)}$.

Знайдемо перше наближення

$$\Delta Q_{b2}^{(1)} = U_2^{(1)} B_L.$$

Визначимо потужність у кінці лінії:

$$\underline{S}_K^{(1)} = P_K^{(1)} + jQ_K^{(1)} = P_2 + jQ_2 - \frac{jQ_{b2}^{(1)}}{2}.$$

Знайдемо $S_H^{(1)}$ і $U_1^{(1)}$ на початку ділянки лінії.

Порівняємо знайдене значення $U_1^{(1)}$ із заданим $\dot{U}_1$. У разі відхилення напруги на початку лінії від заданого, беремо $U_2^{(2)}$ у другому наближенні.

Описану процедуру повторюємо до того часу, поки не досягнемо заданої точності розрахунку $\dot{U}_1$. Остаточному значенню $\dot{U}_1$ після n -го наближення буде відповідати певна потужність на початку лінії:

$$\underline{S}_H^{(n)} = P_H^{(n)} + jQ_H^{(n)}.$$

Тоді, обчисливши Q_{b1} , знайдемо потужність джерела живлення:

$$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1 = P_H^{(n)} + jQ_H^{(n)} - \frac{jQ_{b1}}{2}.$$

7.6. Розрахунок режиму розімкнених мереж двох номінальних напруг із двообмотковим трансформатором

Розрахунок мережі різних номінальних напруг можна проводити двома способами.

Перший спосіб. Враховується ідеальний трансформатор, тобто враховуються коефіцієнти трансформації при визначенні напруг.

Трансформатор подається у вигляді двох елементів – опору трансформатора Z_T та ідеального трансформатора (коефіцієнта трансформації).

Розрахунок режиму мережі з декількома номінальними напругами може бути виконаний для будь-яких заданих умов і зведений до розрахунку або при заданій напрузі у кінці передачі, або при заданій напрузі на початку передачі.

Другий спосіб полягає у приведенні мережі до однієї базисної напруги. При цьому у схемі заміщення відсутні ідеальні трансформатори, а всі опори схеми заміщення зведені до однієї напруги через коефіцієнти трансформації трансформаторів. Наприклад, при зведенні до

$U_{\text{ВНОМ}}$ зведені опори розраховують за формулою

$$Z_* = Z \cdot \left(\frac{U_{\text{ВНОМ}}}{U_{\text{Н НОМ}}} \right)^2,$$

де Z – дійсний опір елемента.

Розрахунок може бути виконаний і в іменованих одиницях, і у відносних одиницях.

Зведення мережі до однієї напруги часто використовується під час розрахунку струмів короткого замикання і рідко під час розрахунку усталених режимів електричних мереж.

Більш практичний інтерес становить розрахунок при заданій напрузі на початку передачі. У результаті розрахунку режиму визначають напруги у всіх вузлах схеми з боку вищої напруги трансформаторів. А далі для кожної трансформаторної підстанції розраховується напруга на шинах навантаження (на стороні нижчої напруги).

Розглянемо послідовність розрахунку режиму розімкнених мереж із двома номінальними напругами, з'єднаних між собою двообмотковим трансформатором (рис. 7.3).

Візьмемо, що задані навантаження у вузлах мережі $\underline{S}_1$, $\underline{S}_2$, і номінальні напруги $U_{1\text{ном}}$, $U_{2\text{ном}}$, напруга джерела живлення U_A .

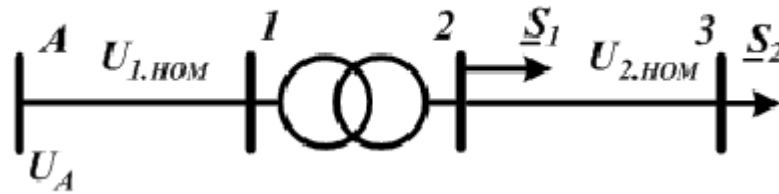


Рисунок 7.3 – Розімкнена мережа з двома номінальними напругами

Розрахунок полягає у тому, щоб знайти потоки потужності на всіх ділянках мережі і напруги у всіх вузлах.

Складемо схему заміщення (рис. 7.4), подавши лінію А – 1 опором $\underline{Z}_{A1}$ і зарядною потужністю Q_{A1} , а лінію 2–3 опором $\underline{Z}_{23}$.

Трансформатор подамо опором $\underline{Z}_{12}$, втратами холостого ходу $\Delta \underline{S}_x$ й ідеальним трансформатором із коефіцієнтом трансформації K .

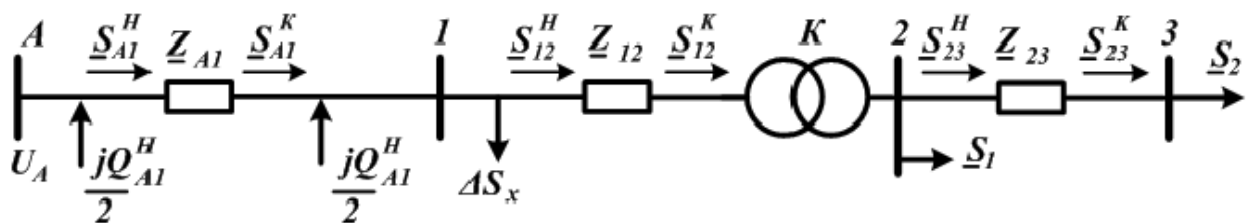


Рисунок 7.4 – Схема заміщення мережі з двома номінальними напругами

Починаємо розрахунок потоків потужності на ділянці 2–3.

Візьмемо потужність у кінці ділянки 2–3 $\underline{S}_{23}^K$ такою, що дорівнює потужності третього вузла навантаження $\underline{S}_2$:

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_2.$$

Визначимо потужність на початку ділянки 2–3 $\underline{S}_{23}^H$:

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_{2\text{ном}}^2} (R_{23} + jX_{23}).$$

Розрахункова потужність другого вузла $\underline{S}_{2P}$ визначається такою формулою:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_1.$$

Візьмемо потужність у кінці ділянки 1-2 $\underline{S}_{12}^K$ такою, що дорівнює розрахунковій потужності другого вузла навантаження $\underline{S}_{2P}$:

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{2P}.$$

Знаходимо напругу другого вузла навантаження

$$U_2 = \sqrt{\left(U_{2,ном} + \frac{P_{23}^K R_{23} + Q_{23}^K X_{23}}{U_{2,ном}} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}^K X_{23} - Q_{23}^K R_{23}}{U_{2,ном}} \right)^2}.$$

Напруга другого вузла навантаження, зведена щодо високої сторони трансформатора, визначається за формулою

$$U_2^B = KU_2.$$

Тоді потужність на початку ділянки 1-2 $\underline{S}_{12}^H$ дорівнюватиме

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{(U_2^B)^2} (R_{12} + jX_{12}).$$

Знаходимо напругу першого вузла навантаження

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2^B + \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^K X_{12}}{U_2^B} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_2^B} \right)^2}.$$

Визначимо зарядну потужність у кінці ділянки A-1:

$$Q_{A1}^K = U_1^2 B_{A1} = U_1^2 b_{0A1} l_{A1}.$$

Потужність у кінці ділянки A-1 знайдемо за першим законом Кірхгофа:

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{12}^H + \Delta \underline{S}_X - j \frac{Q_{A1}^K}{2} = P_{12}^H + \Delta P_X + j(Q_{A1}^H + \Delta Q_X - \frac{Q_{A1}^K}{2}).$$

Тоді потужність на початку ділянки $A-I$ $\underline{S}_{A1}^H$ дорівнюватиме

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{(U_1)^2} (R_{A1} + jX_{A1}).$$

Визначимо напругу першого вузла щодо заданої напруги вузла A :

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H X_{A1} - Q_{A1}^H R_{A1}}{U_A}\right)^2}.$$

Тоді напруга другого вузла стосовно високої сторони щодо першого вузла дорівнюватиме

$$U_2^B = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1}\right)^2}.$$

Дійсна напруга на шині 2-ї нижчої напруги трансформатора буде дорівнювати

$$U_2 = \frac{U_2^B}{K}.$$

Напруга третього вузла щодо другого вузла

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_2}\right)^2}.$$

Контрольні запитання

1. Для яких цілей використовують схеми заміщення? Назвіть переваги і недоліки цих схем.
2. Яка фізична сутність активного опору ЛЕП?
3. Як і в якому разі необхідно враховувати температуру дроту?
4. Який фізичний зміст індуктивного опору повітряних і кабельних ліній?
5. Чому для ліній одного виконання і класу напруги індуктивні опори практично однакові, незначно залежать від перерізу проводів і жил фаз?

Тема 8. «РОЗРАХУНОК ЗАМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖІ».

План

8.1. Часні випадки розрахунку усталеного режиму простіших замкнених мереж.

Рекомендовані джерела.

1. Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. – Кам'янське: ДДТУ, 2019, 196 стор.

2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові данні (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с. 4. Кирик В. В. Електричні мережі: підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2024. – 280с.

8.1. Розрахунок режиму роботи лінії електропередавання із двостороннім живленням за методом «у два етапи»

Розглянутий підхід до визначення поточкорозподілу потужностей на ділянках лінії із двостороннім живленням не враховує втрат потужності від протікання струмів навантаження. Такий поточкорозподіл вважають основним.

Це допустимо тільки у приблизних розрахунках, які не вимагають високої точності.

Для визначення дійсного поточкорозподілу потужностей необхідно визначити поточкорозподіл від втрат потужності та сумістити (скласти) його з основним поточкорозподілом.

Зміст методу полягає у послідовному виконанні розрахунків за такою схемою.

На першому етапі визначають основний потокорозподіл потужностей за ділянками розрахункової схеми від заданих розрахункових навантажень, нехтуючи втратами потужностей на передавання електричної енергії по ЕМ.

Другий етап розрахунків полягає в обчисленні втрат потужностей на ділянках розрахункової схеми та визначенні потокорозподілу потужностей від втрат. Для цього втрати потужності на окремих ділянках схеми умовно подають у вигляді додаткових фіктивних навантажень, поділивши навпіл та рознісши у пункти, які обмежують кожну ділянку відповідно до принципів формування симетричних П-подібних схем заміщення ЛЕП ЕМ. Така операція дозволяє визначити потокорозподіл від втрат потужностей за тими самими алгоритмами, що й основний потокорозподіл потужностей.

Накладання потокорозподілу від втрат на основний потокорозподіл дозволяє визначити результуючий потокорозподіл потужностей та за законом Ома розрахувати режим напруги.

Зауваження Втрати потужності на ділянках розрахункової схеми визначають режимом напруги у мережі, який на початку розрахунків є невідомим. Ця обставина вимагає організації циклічних ітераційних розрахунків на другому етапі методу.

Розглянемо застосування методу «у два етапи» для розрахунку усталеного режиму ЛЕП із двостороннім живленням. У загальному випадку алгоритм розрахунків складається з послідовного виконання таких процедур.

1. За виразами:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{II} &= \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{Z_{I-II}} U_n + \frac{\sum \dot{S}_i Z_{i-II}}{Z_{I-II}}; \\ \dot{S}_{III} &= \frac{\dot{U}_{II} - \dot{U}_I}{Z_{I-II}} U_n + \frac{\sum \dot{S}_i Z_{i-II}}{Z_{I-II}},\end{aligned}$$

визначають потік потужності на головних ділянках лінії із двостороннім живленням.

2. За першим законом Кірхгофа визначають основний потокорозподіл потужностей на ділянках розрахункової схеми.

3. Умовно припускають, що напруга в усіх вузлах розрахункової схеми однакова і дорівнює номінальному значенню.

4. За поточним режимом напруги визначають втрати потужності на ділянках розрахункової схеми:

$$\Delta \dot{S}_{ij} = \frac{2(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)}{U_i^2 + U_j^2} (r_{ij} - jx_{ij}),$$

де $U_{ij} = \sqrt{0,5(U_i^2 + U_j^2)}$ – середньоквадратична напруга на ділянці $i-j$.

5. Втрати потужності на ділянках розрахункової схеми подають у вигляді додаткових фіктивних навантажень.

Згідно із принципами формування симетричної П-подібної схеми заміщення ділянок мережі додаткові фіктивні навантаження в i -му вузлі чисельно дорівнюють сумі половин втрат потужності ділянок, суміжних із цим вузлом:

$$\dot{S}_i^{\text{дод}} = \frac{1}{2} (\Delta \dot{S}_{i-1,i} + \Delta \dot{S}_{i,i+1}).$$

6. Аналогічно пункту 1 визначають потоки потужності головної ділянки схеми від додаткових фіктивних навантажень.

7. За першим законом Кірхгофа визначають потокорозподіл потужностей від додаткових фіктивних навантажень.

8. Визначають результуючий потокорозподіл як результат накладання потокорозподілу від втрат потужності на основний потокорозподіл потужностей.

9. Згідно із законом Ома на підставі результуючого поточкорозподілу уточнюють режим напруги у проміжних точках мережі.

10. Визначають сумарні втрати потужності у розрахунковій схемі і перевіряють умови збіжності ітераційного процесу.

Якщо зміна сумарних втрат потужності на поточній та попередній ітераціях не перевищує інженерної точності, мету розрахунку вважають досягнутою. В іншому випадку виконують наступну ітерацію обчислювального процесу, починаючи із процедури 4 алгоритму.

Можливе також розв'язання режимної задачі, виходячи з лінеаризації навантажень пунктів ЕМ. У такому випадку алгоритм розрахунку складається з послідовного виконання таких процедур.

1. Умовно припускають, що напруги в усіх вузлах мережі однакові й дорівнюють номінальній.

2. За поточним режимом напруги уточнюють значення вузових задаючих струмів у проміжних пунктах лінії із двостороннім живленням.

3. За виразом

$$I_{II} = \frac{U_I - U_{II}}{Z_{I-II}} + \frac{\sum I_i Z_{iII}}{Z_{I-II}}$$

визначають струм головної ділянки і перевіряють умови збіжності обчислювального процесу.

Якщо зміна струму головної ділянки на поточній і попередній ітераціях не перевищує інженерної точності, мету ітераційного процесу вважають досягнутою. Інакше виконують процедуру 4.

4. За першим законом Кірхгофа визначають струморозподіл по ділянках розрахункової схеми.

5. За струморозподілом уточнюють режим напруги у проміжних точках схеми і виконують наступний цикл розрахунків, починаючи із процедури 2.

Наведені вище алгоритми визначають похибку, яка обумовлена нехтування додатковими втратами потужності на ділянках розрахункової схеми від протікання струмів на покриття основних втрат. Між тим відомо, що сумарні втрати потужності в сучасних ЕМ не перевищують 15 % від встановленої потужності електричної системи і зменшуються з підвищенням рівня номінальної напруги ЕМ. Тобто можна вважати, що додаткові втрати потужності перебувають на рівні приблизно 1 % від встановленої потужності електричної системи, що цілком задовольняє вимоги інженерної точності.

8.2. Розрахунок усталеного режиму роботи складнозамкненої мережі методом контурних рівнянь

Метод контурних рівнянь ґрунтується на положенні про те, що потокорозподіл потужностей у будь-якій складнозамкненій електричній мережі можна розглядати як результат накладання двох розподілів потужностей або струмів:

1. Розподілу потужностей або струмів, який розраховують для штучно створеної довільної розімкненої мережі, в якій мають обов'язково задовольнятися вимоги першого закону Кірхгофа.

2. Розподілу зрівнювальних потужностей або струмів, який забезпечує виконання другого закону Кірхгофа у вихідній замкненій мережі.

Для розрахунку режиму роботи мережі за допомогою цього методу з вихідної замкненої схеми умовно видаляють деякі ділянки - хорди (перемички).

Місця видалення перемичок можна вибрати довільно. При цьому необхідно дотримуватися таких вимог:

1. Жодний пункт штучно одержаної розімкненої схеми мережі не повинен втрачати зв'язку з БП.

2. У мережі не має лишатися жодного замкненого контура.

Розрахунок поточкорозподілу в розімкненій ЕМ виконують з кінця вітки.

Поточкорозподіл, одержаний в розімкненій мережі, відрізняється від поточкорозподілу у вихідній схемі на значення зрівнювальних потужностей або струмів. Суміщаючи навантажувальний і зрівнювальний поточкорозподіли потужностей або струмів, отримують шуканий поточкорозподіл у замкненій ЕМ, який задовольнятиме перший та другий закони Кірхгофа.

Основи методу контурних рівнянь розглянемо на прикладі розрахунку триконтурної схеми мережі (рис. 8.1).

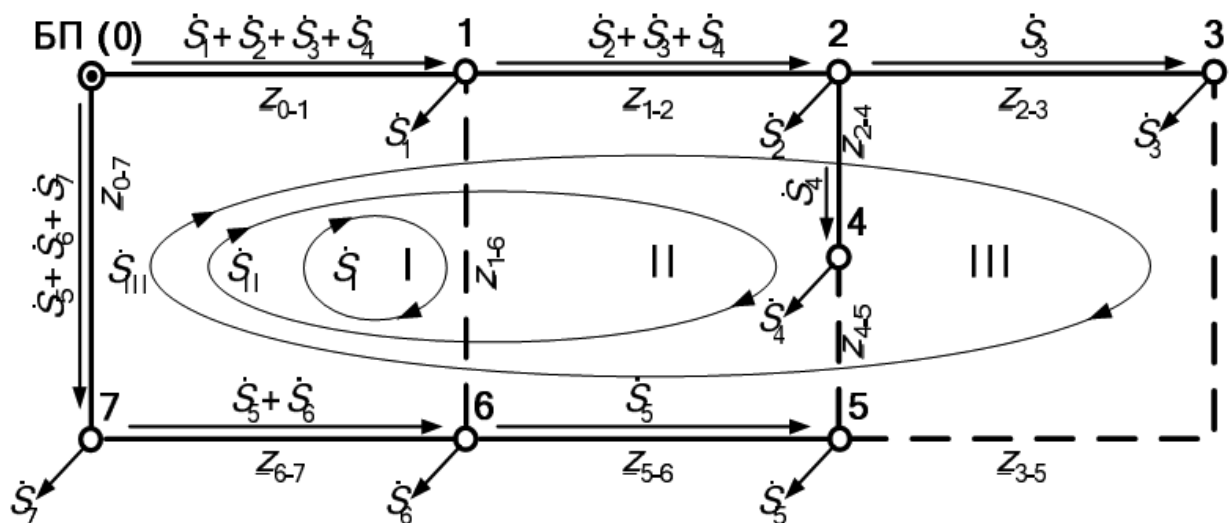


Рис. 8.1. Триконтурна розрахункова схема мережі та поточкорозподіл в умовно розімкненій мережі (пунктирні лінії, хорди - розімкнені ділянки)

Реалізація контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи передбачає виділення у складі розрахункової схеми віток дерева і хорд.

Умовно видалимо із цієї схеми хорди 1-6, 4-5 та 3-5. Одержимо двопроменеву розімкнену мережу, поточкорозподіл в якій задовольняє вимоги першого закону Кірхгофа (показаний на рисунку стрілками над ділянками).

По черзі замикаючи перемички, формуємо замкнені контури мережі I, II та III, розрахунковий напрямок обходу яких оберемо за рухом годинникової стрілки (рис. 8.1).

Записуючи рівняння другого закону Кірхгофа для суміщеного поточкорозподілу від навантаження в розімкненій мережі та поточкорозподілу зрівняльних потужностей, послідовно отримуємо для кожного із замкнених контурів:

Наведений метод визначення потужностей та струмів ділянок розрахункової схеми за номінальною напругою дозволяє отримати систему лінійних контурних рівнянь. Безпосереднє розв'язання систем контурних рівнянь допустиме лише у наближених оціночних розрахунках параметрів усталених режимів електричної системи. Для достатньо точного розрахунку усталеного режиму електричної системи слід застосовувати ітераційний процес.

8.2. Алгоритм реалізації розрахунку усталеного режиму складнозамкненої електричної мережі методом контурних рівнянь

Отриманий у результаті розв'язання системи контурних рівнянь поточкорозподіл потужностей (струморозподіл) по вітках розрахункової схеми не враховує втрат потужності від протікання струмів навантаження по вітках схеми.

Втрати потужності, як відомо, визначаються режимом напруги у вузлових точках ЕМ. Напруга у вузлах, у свою чергу, залежить від поточкорозподілу потужностей по вітках схеми, який включає перетікання потужності, й від втрат потужності. Таким чином, контурна розрахункова модель усталеного режиму роботи ЕМ у формі потужностей є нелінійною і не дозволяє на підставі прямих методів точно визначити режимні параметри системи. Для отримання достовірного режиму роботи мережі треба використовувати ітераційні методи, метою яких є

послідовне уточнення втрат потужності у вітках схеми під час протікання по ним струмів навантаження.

У такому разі можна розглядати два різні підходи до формування алгоритму реалізації контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи.

Перший підхід ґрунтується на явному уточненні втрат потужності в ЕМ при використанні методу «у два етапи», коли режим електричної системи розглядають як результат накладання двох умовно незалежних режимів – навантажувальних струмів і втрат потужності.

Другий підхід ґрунтується на неявному уточненні втрат потужності при лінеаризації навантажень на кожному етапі обчислень.

Розглянемо спочатку перший підхід формування алгоритму реалізації контурної розрахункової моделі, який ґрунтується на явному уточненні втрат потужності в елементах розрахункової схеми. У цьому разі на кожній ітерації обчислювального процесу виконують розрахунок втрат потужності у вітках схеми під час протіканні ними навантажувальних струмів за поточним режимом напруги у вузлах ЕМ. Знайдені втрати потужності враховують у вигляді додаткових фіктивних навантажень відповідно до принципів формування П-подібних схем заміщення ділянок ЕМ. Далі за контурною розрахунковою моделлю знаходять потокорозподіл потужностей у замкненій схемі від додаткових фіктивних навантажень від втрат потужності. Отриманий потокорозподіл накладають на основний потокорозподіл потужностей від навантажувальних струмів і визначають результуючий потокорозподіл. На підставі даних результуючого потокорозподілу за законом Ома розраховують режим напруги у вузлах схеми, що дозволяє уточнити величини втрат потужності в мережі.

У загальному випадку алгоритм розрахунку параметрів усталеного режиму за методом контурних рівнянь складається з послідовного виконання таких процедур.

1. У схемі ЕМ виділяють дерево і хорди, замикання яких призводить до формування замкненого контура. Для кожного контура розраховують власні та взаємні опори.

2. Визначають потокорозподіл потужностей по вітках розімкненої схеми, що відповідає дереву ЕМ від розрахункових вузлових потужностей.

3. Формують і розв'язують систему контурних рівнянь щодо зрівнювальних контурних потужностей (2.65). Потокорозподіл зрівнювальних потужностей накладають на потокорозподіл потужностей у розімкненій схемі.

Результатом виконання процедури буде основний потокорозподіл потужностей по вітках схеми від розрахункових вузлових потужностей.

4. Умовно припускають, що напруги в усіх незалежних вузлах схеми однакові й дорівнюють номінальній напрузі електричної системи.

5. Визначають втрати потужності на ділянках схеми, виходячи з поточного режиму напруги у вузлах схеми, за основним потокорозподілом потужності. Втрати потужності на ділянках ЕМ враховують у вигляді додаткових фіктивних навантажень вузлів схеми.

6. Визначають потокорозподіл потужностей по вітках розімкненої схеми, що відповідає дереву ЕМ від додаткових фіктивних навантажень вузлів від втрат потужності.

7. Формують і вирішують систему контурних рівнянь щодо зрівнювальних контурних потужностей режиму додаткових фіктивних навантажень від втрат потужності. Режим зрівнювальних потужностей накладають на потокорозподіл потужностей у розімкненій схемі.

8. Формують результуючий потокорозподіл накладанням на основний потокорозподіл від розрахункових потужностей потокорозподілу від додаткових навантажень.

9. Уточнюють режим напруги при просуванні по схемі від БП до найбільш віддалених вузлів, виходячи із закону Ома.

10. Визначають потужність БП як суму потоків потужності на початку всіх головних ділянок схеми. Визначають сумарні втрати потужності в електричній системі та здійснюють контроль збіжності ітераційного процесу.

Якщо зміна сумарних втрат потужності щодо попередньої ітерації не перевищує інженерної точності, мету ітераційного процесу вважають досягнутою. В іншому разі виконують наступний цикл ітераційного обчислювального процесу, починаючи з процедури 5 алгоритму.

Додатковим критерієм закінчення ітераційного процесу може бути контроль відхилення напруги у вузлах мережі.

Зазначимо, що визначені таким чином параметри усталеного режиму ЕМ не враховують втрат потужності на ділянках схеми від протікання втрат потужності по цих ділянках, що цілком допустимо з міркувань вимог інженерної точності.

Аналіз наведеного алгоритму показує, що реалізація контурної розрахункової моделі усталеного режиму ЕМ передбачає на певних етапах розрахунок поточкорозподілу потужностей (струморозподілу) по вітках розімкнутої схеми, що відповідає дереву розрахункової схеми. Це підтверджує, що розрахунки розімкнених схем є модифікаціями методу контурних рівнянь для ЕМ, розрахункові схеми яких не містять жодного замкненого контура.

Виключення з алгоритму процедур, пов'язаних із формуванням і вирішенням систем контурних рівнянь, приводить до трансформації алгоритму та аналізу режимних характеристик розімкненої схеми.

Розрахунок замкнених багатоконтурних мереж з різними рівнями напруги виконують через зведення параметрів схеми до одного ступеня напруги, тобто врахування коефіцієнтів трансформації. У контури розрахункових схем вводять зведені опори.

Контрольні питання

1. Дайте визначення та наведіть приклади ліній із двостороннім живленням.

2. Наведіть послідовність моделювання усталеного режиму ліній із двостороннім живленням.
3. Поясніть наявність зрівнювального струму у виразі для визначення струму головної ділянки.
4. Дайте визначення точок струморозділу та потокорозділу.
5. Поясніть можливість незбіжності точок потокорозділу за активною та реактивною потужностями.

Тема 9. «РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МЕРЕЖ»

План

9.1. Втрати енергії в електричних мережах

Рекомендовані джерела.

1. Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. – Кам'янське: ДДТУ, 2019, 196 стор.

2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с. 4. Кирик В. В. Електричні мережі: підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2024. – 280с.

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:

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) dt,$$

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:

$$\Delta A_{\text{рік}} = \Delta P_Y T_{\text{рік}}$$

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 невиправданим, 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 позовдовжніх 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 позовдовжніх елементів схем заміщення устаткування електричних мереж. Таким чином вираз (2.10) для визначення втрат енергії в електричній мережі набуває вигляду

$$\Delta A = \int_0^T \frac{R_i}{U^2 \cos^2 \varphi_{\text{сеп}i}} P_i^2(t) dt,$$

де i – індекс поточного елемента електричної мережі; $P_i(t)$ – поточне значення навантаження i -го елемента електричної мережі відповідно до графіку навантаження; $\cos \varphi_{\text{сеп}i}$ – 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. 9.1. Такі графіки можуть бути безперервними, або ступінчастими.

Очевидно, що площа фігури, обмежена квадратичним графіком навантаження за тривалістю пропорційна втратам енергії протягом відповідного терміну:

$$\Delta A \equiv \int_0^T P^2(t) dt \text{ для безперервного графіку;}$$

$$\Delta A \equiv \sum_0^T P_i^2 \Delta t \text{ для ступінчатого графіку.}$$

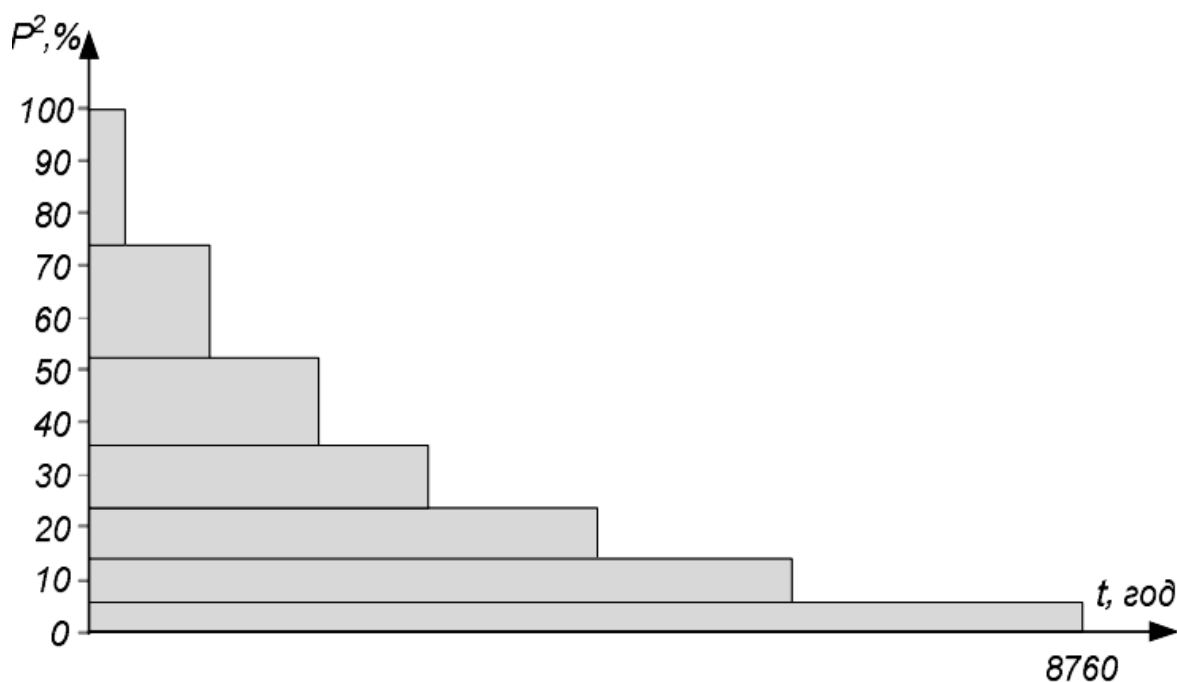


Рисунок. 9.1. – Квадратичний графік навантаження за тривалістю

Отриманий квадратичний графік навантаження за тривалістю можна замінити прямокутним графіком, ордината якого дорівнює квадрату максимального навантаження, а площа - така само, як під реальним графіком.

Абсциса такого графіку визначає час максимальних втрат (рис. 9.2).

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:

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{P_{\max}^2} \text{ для безперервного графіку;}$$

$$\tau = \frac{\sum_0^{8760} P_i^2 \Delta t}{P_{\max}^2} \text{ для ступінчастого графіку.}$$

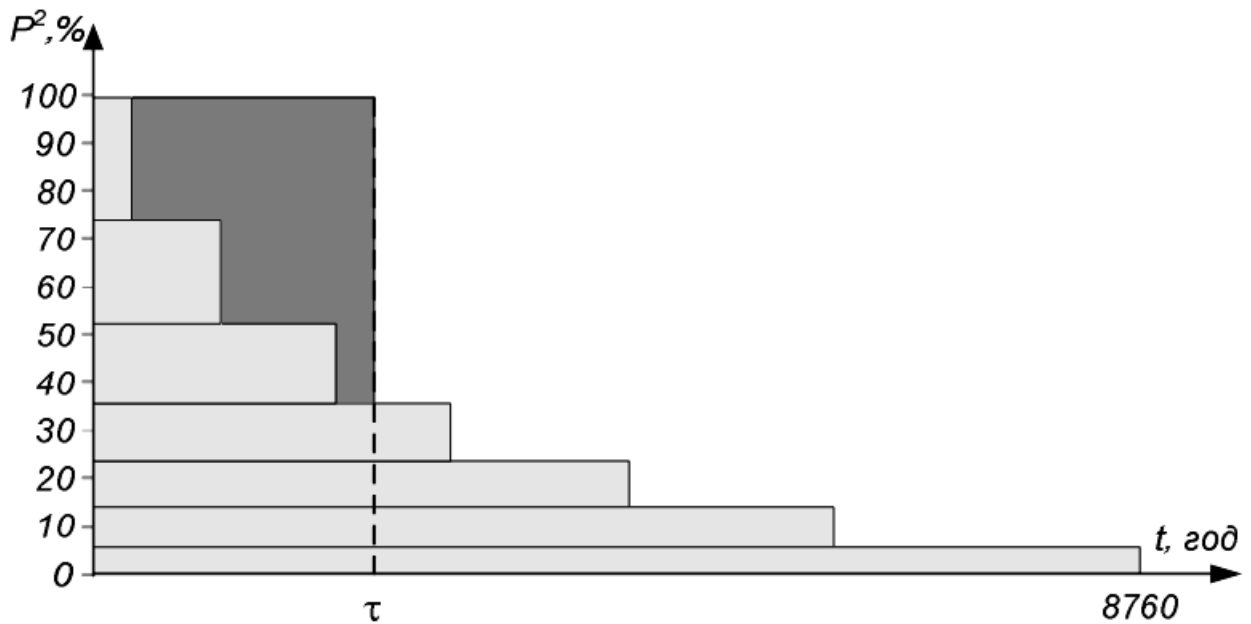


Рисунок 9.2. – Графічна інтерпретація часу максимальних втрат

У свою чергу втрати енергії протягом року визначають за виразом

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \tau,$$

де $\Delta P_{\max}$ - 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:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 8760.$$

Формула 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. 9.3).

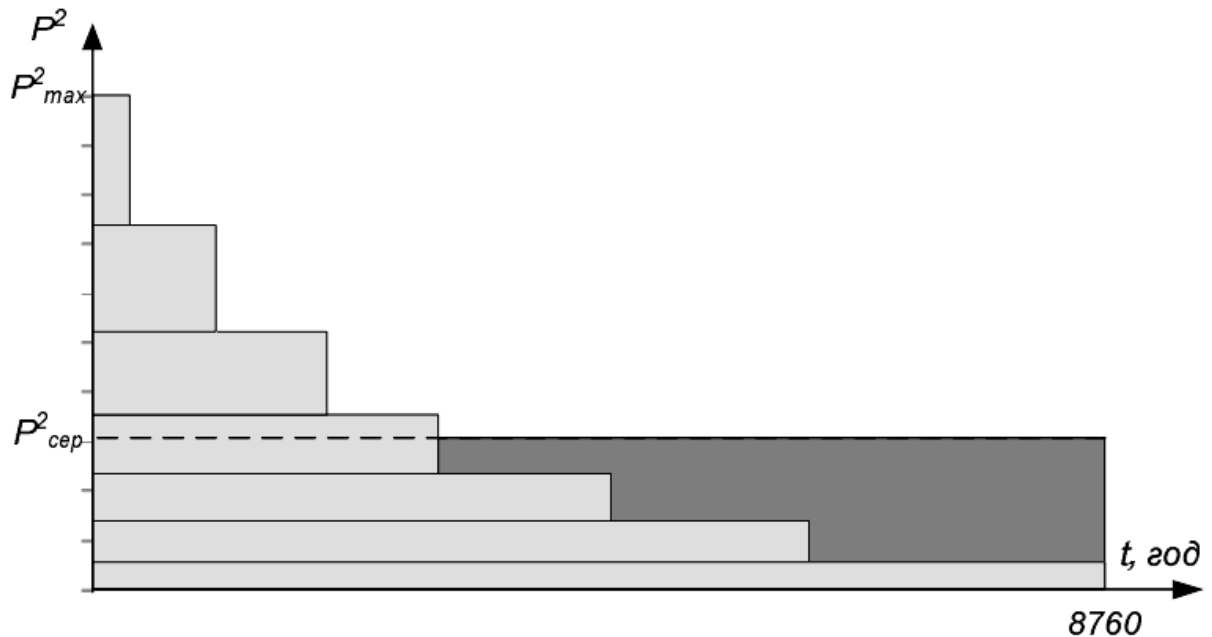


Рисунок 9.3. – Графічна інтерпретація середньоквадратичного навантаження

Середньоквадратичне навантаження устаткування електричних мереж - це таке навантаження з яким устаткування працює протягом року з втратами енергії, такими самими, що й за реальним графіком.

$$P_{\text{сер}} = \sqrt{\frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{8760}} \text{ для безперервного графіку;}$$

$$P_{\text{сер}} = \sqrt{\frac{\sum_0^{8760} P_t^2 \Delta t}{8760}} \text{ для ступінчастого графіку.}$$

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:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{к}} l \cdot 8760 + \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U^2} \cdot r_0 l \cdot \tau \cdot 10^3,$$

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{к}} l + \frac{S_{\text{сер}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_0 l \cdot 10^3 \right) 8760,$$

де $\Delta P_{\text{к}}$ – 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

$$\Delta A = (\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.з}} \beta_{\text{сер}}^2) \cdot 8760,$$

де $\beta_{\text{сер}} = \frac{S_{\text{сер}}}{S_{\text{т}}}$ – коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора за середньоквадратичного навантаження.

Для триобмоткового трансформатора маємо такі вирази:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{н.х}} \cdot 8760 + (\Delta P_{\text{к.в}} \beta_{\text{в}}^2 + \Delta P_{\text{к.с}} \beta_{\text{с}}^2 + \Delta P_{\text{к.н}} \beta_{\text{н}}^2) \cdot \tau,$$

$$\Delta A = (\Delta P_{н.х} + \Delta P_{к.в} \beta_{сер.в}^2 + \Delta P_{к.с} \beta_{сер.с}^2 + \Delta P_{к.н} \beta_{сер.н}^2) \cdot 8760,$$

де $\beta_{сер.в} = \frac{S_{сер.в}}{S_T}$, $\beta_{сер.с} = \frac{S_{сер.с}}{S_T}$, $\beta_{сер.н} = \frac{S_{сер.н}}{S_T}$ – 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:

$$\Delta A = \frac{P_{\max}^2}{U_{\max}^2} R \tau_a + \frac{Q_{\max}^2}{U_{\max}^2} R \tau_p$$

$$\Delta A = (\Delta P_{н.х} + \Delta P_{к.в} \beta_{сер.в}^2 + \Delta P_{к.с} \beta_{сер.с}^2 + \Delta P_{к.н} \beta_{сер.н}^2) \cdot 8760,$$

де $\beta_{сер.в} = \frac{S_{сер.в}}{S_T}$, $\beta_{сер.с} = \frac{S_{сер.с}}{S_T}$, $\beta_{сер.н} = \frac{S_{сер.н}}{S_T}$ – 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:

$$\Delta A = \frac{P_{\max}^2}{U_{\max}^2} R \tau_a + \frac{Q_{\max}^2}{U_{\max}^2} R \tau_p$$

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 а не враховується.

Втрати електроенергії в загальній кількості втрат в мережах загального користування приблизно розподіляються так, як представлено в таблиці 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 питання

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.

Список використаних джерел

1. Апарати захисту та керування в електричних установках низької напруги. Навчальний посібник / М. В. Бурштинський, Л. С. Копчак, М. В. Хай. 2-ге вид. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2008. 184 с.
2. Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. – Кам'янське: ДДТУ, 2019, 196 стор.
3. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові данні (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с. 4. Кирик В. В. Електричні мережі: підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2024. – 280с.
5. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
6. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 200 с.
7. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж : навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології” / уклад. В. В. Кирик. Київ : НТУУ «КПІ», 2014. 130 с.
8. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. - Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. - 488 с.

**Савойський Олександр Юрійович
Козін Віктор Миколайович
Шашков Сергій Валерійович
Сіренко Юлія Володимирівна
Лисенко Віта Василівна**

Електричні мережі та системи

Методичні вказівки щодо проведення лабораторних робіт

м. Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул. Г. Кондратьєва, 160.

Підписано до друку: січень 2025 р. Формат А5: Гарнітура. Times New Roman.
Тираж: _____ примірників. Замовлення _____ Ум. друк. арк. 3,5
