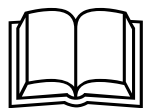


Міністерство аграрної політики України

Таврійський державний агротехнологічний університет

Енергетичний факультет

Кафедра «Електропостачання сільського господарства»



МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до лабораторних робіт з дисципліни

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

для студентів очної форми навчання
за напрямом: 6.100101 “Енергетика та електротехнічні системи
в агропромисловому комплексі”, ОКР “Бакалавр”

Частина I

Мелітополь – 2010 р.

УДК 631.171:621.311(075.8)

Методичні вказівки розробили: к.т.н., доцент Коваленко О.І.,
к.т.н., ст. викладач Коваленко Л.Р., асистент Коваль Д.М.

Методичні вказівки розглянуті на засіданні кафедри ЕСГ.
Протокол № від " ____ " _____ 2010 р.

Методичні вказівки рекомендовані методичною комісією
Енергетичного факультету.

Протокол № від " ____ " _____ 2010 р.

Рецензент к.т.н., доцент кафедри АСВ

Таврійський державний агротехнологічний університет С.В. Чаусов.

Методичні вказівки до лабораторних робіт з дисципліни “Основи електропостачання сільського господарства” О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, Д.М. Коваль.

Мелітополь, 2010 р. – 71 с. 41 іл. 8 таб.

З М І С Т

Правила безпеки для студентів, що працюють у лабораторії	4
Загальні вказівки до виконання лабораторних робіт	5
<u>Лабораторна робота 1</u> Конструкція проводів, ізоляторів, опор та арматури повітряних ліній електропередачі	6
<u>Лабораторна робота 2</u> Конструкція кабелів і способи їх прокладання	18
<u>Лабораторна робота 3</u> Плавкі запобіжники	28
<u>Лабораторна робота 4</u> Дослідження схеми заміщення радіальної лінії електропередачі	38
<u>Лабораторна робота 5</u> Дослідження режимів роботи лінії із двостороннім живленням	45
<u>Лабораторна робота 6</u> Регулювання напруги в радіальній мережі за допомогою статичних конденсаторів	53
<u>Лабораторна робота 7</u> Визначення втрат напруги та вибір надбавок трансформаторів в радіальній мережі	61
Список літератури	71

ПРАВИЛА БЕЗПЕКИ ДЛЯ СТУДЕНТІВ, ЩО ПРАЦЮЮТЬ У ЛАБОРАТОРІЇ

Відповідальність за виконання правил техніки безпеки покладається на викладача, що проводить заняття в лабораторії. До роботи допускаються викладачі, лаборанти та студенти після проведення інструктажу з техніки безпеки і вивчення інструкцій з відміткою в журналі інструктажу під розпис.

У лабораторії необхідно виконувати наступні правила:

- працювати тільки за спеціально обладнаними стендами;
- не торкатися одночасно опалювальних батарей і приладів, які можуть опинитися під напругою;
- струмоведучі частини та проводи установок ізолювати від можливого дотикання при роботі.

При проведенні лабораторних робіт забороняється:

- виконувати вмикання, відключення, приєднання в електричних схемах під напругою;
- працювати без попередньо складеної схеми й підготовки до неї проводів;
- користуватися несправним інструментом та устаткуванням;
- залишати схеми включеними після закінчення роботи;
- знімати й перевішувати попереджуючі або заборонні плакати і знаки;
- захаращувати робоче місце сторонніми предметами;
- вмикати під напругу схему без попередньої перевірки та дозволу викладача (лаборанта);
- залишати без нагляду схему, що знаходиться під напругою;
- ходити по лабораторії й відволікати від роботи товаришів.

Якщо стався нещасний випадок, необхідно:

- зняти напругу зі схеми;
- надати першу допомогу потерпілому;
- повідомити про випадок викладачеві;
- при необхідності викликати швидку допомогу.

ЗАГАЛЬНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНИХ РОБІТ

Перед виконанням лабораторної роботи необхідно у позаурочний час провести попередню підготовку, для чого необхідно:

- ознайомитися зі змістом лабораторної роботи, усвідомити її мету;
- повторити теоретичний матеріал за літературою, що рекомендується, відповісти на контрольні запитання, зазначені наприкінці роботи;
- продумати план проведення роботи;
- скласти попередній звіт роботи зі схемами та таблицями.

При виконанні роботи й монтажі схеми рекомендується:

- спочатку виконувати головне коло, а потім паралельні включення;
- складання схеми вести від одного затискача джерела живлення й закінчувати на іншому його затискачі;
- перевірку схеми виконувати спочатку в головному контурі кола, а потім в паралельних колах;
- перевірити правильність встановлення повзунків реостатів і положення стрілок вимірювальних приладів на нульовій точці шкали.

Зібрану й перевірену схему пред'явити керівникові лабораторних робіт і тільки після його дозволу включати установку під напругу.

При включенні схеми під напругу треба уважно стежити за показами приладів, при різких ударах стрілок приладів схема повинна бути негайно відключена від джерела живлення.

По закінченні роботи й візуванню в керівника протоколу випробувань схема повинна бути розібрана після дозволу викладача.

Звіт з лабораторної роботи складається індивідуально кожним студентом у позаурочний час відповідно до вимог кафедри й пред'являється керівникові перед початком наступного лабораторного заняття. При ненаданні звіту студент не допускається до чергової роботи й виконує її в дні, призначені кафедрою.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 1

КОНСТРУКЦІЯ ПРОВІДІВ, ІЗОЛЯТОРІВ, ОПОР ТА АРМАТУРИ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

1 Мета роботи

Вивчити конструкцію і маркування проводів повітряних ліній електропередачі, призначення і типи ізоляторів, опор і лінійної арматури, що застосовуються для спорудження повітряних ліній електропередачі (ЛЕП).

2 Програма роботи

2.1 Вивчити конструкцію та характеристики проводів повітряних ЛЕП та їх маркування.

2.4 Вивчити призначення, типи та конструкцію опор ЛЕП.

2.5 Вивчити призначення, типи та конструкцію ізоляторів і лінійної арматури ЛЕП.

3 Вказівки з підготовки до лабораторної роботи

При підготовці до лабораторної роботи необхідно:

3.1 Вивчити теоретичний матеріал за темою: «Влаштування зовнішніх електричних мереж» [1 гл. 2.4, 2.5; 2 с. 55-74, 437-440, 458-460, 469-471; 3 с.54-74, 478-482, 458-460; 4 с. 18-20, 50-68; 5 с.19-22, 50-66; 8 252-258].

3.2 Вивчити стандартну шкалу перерізів голих проводів від 10 до 400 мм² [2 с. 458-460, 6 с.499-500; 7 с.315; 8 с.252-256].

3.3 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

4 Теоретичні положення

4.1 Проводи повітряних ліній електропередачі

У сільських електричних мережах в якості матеріалу для проводів використовують мідь, алюміній та сталь. Мідь застосовують для ізольованих проводів всередині приміщень і лише в окремих випадках (на березі морів, в районі хімічних заводів) для повітряних ліній. Алюміній використовують як для внутрішніх проводок, так і для зовнішніх мереж. Для повітряних ліній електропередачі використовують неізольовані (голі) проводи та ізольовані самонесучі проводи.

До проводів повітряних ЛЕП висуваються наступні вимоги:

- висока електрична провідність;

- висока механічна міцність;
- гнучкість та пластичність;
- висока хімічна стійкість;
- низька густина;
- низька вартість.

Електричні та механічні характеристики міді, алюмінію і сталі значно різняться між собою.

Мідь має високу електричну провідність. Для твердої міді питома провідність $\gamma = 53 \cdot 10^6$ См/м. Густина міді $\rho = 8940$ кг/м³. Механічна міцність міді також висока. Тимчасовий опір при розриванні твердої міді (границя міцності) $\sigma = 390$ МПа. Мідні проводи добре протистоять хімічній дії різних речовин. Знаходячись у повітрі, мідні проводи покриваються тонкою плівкою оксидів, яка захищає їх від подальших руйнувань.

Алюміній володіє меншою питомою провідністю в порівнянні із міддю. Для твердого алюмінію $\gamma = 32 \cdot 10^6$ См/м. Густина алюмінію значно менша, ніж у міді, і становить всього $\rho = 2700$ кг/м³ (дуже легкий). Він має нижчі механічні характеристики у порівнянні із міддю. Тимчасовий опір при розриванні $\sigma = 80 \dots 160$ МПа. Так само як і мідь, алюміній не руйнується на відкритому повітрі, покриваючись плівкою оксидів.

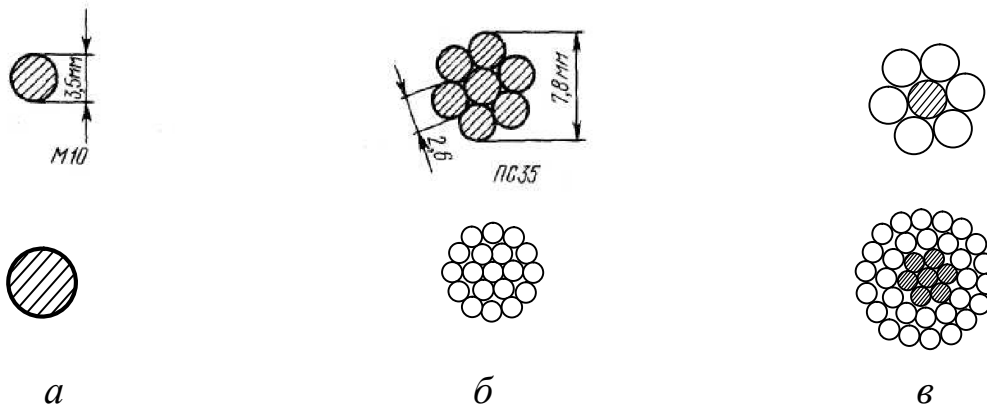
Сталь має значно меншу питому провідність ніж алюміній та мідь. Її провідність залежить від сили змінного струму, що протікає по проводу. При незначних струмах $\gamma = 7,5 \cdot 10^6$ См/м. Механічна міцність сталевих проводів значна. Тимчасовий опір сталевих однодротових проводів $\sigma = 370$ МПа, а багатодрових $\sigma = 650 \dots 700$ МПа. Густина сталі $\rho = 7850$ кг/м³. На відміну від проводів із кольорових металів, сталеві проводи, окислюючись, покриваються іржею. Тому їх виготовляють або з оцинкованого дроту, або з присадкою міді.

Широко поширені **сталеалюмінієві** проводи, в яких внутрішні дроти виконані із сталі, а зовнішні – із алюмінію. Сталеві дроти несуть механічне навантаження, алюмінієві – електричне і механічне навантаження.

Застосовуються також **біметалічні** проводи. У них сталеву жилу електролітично покривають товстим шаром міді або алюмінію, що значно підвищує електропровідність проводу та стійкість до корозії.

Неізольовані проводи для повітряних ліній виконують однодротовими і багатодрововими (рисунки 1.1).

Однодротові проводи виготовляють тільки з міді перерізом до 10 мм^2 і сталі діаметром до 5 мм, але в сільських повітряних лініях мідь не використовують. Алюмінієві однодротові проводи для повітряних ліній застосовувати не можна.



a – однодротовий, *б* – багатодротовий, *в* – сталеалюмінієвий
Рисунок 1.1 – Конструкція неізолюваних проводів

Багатодротові проводи виготовляють із усіх перерахованих вище металів. Їх виконують з дротів однакового перерізу. Число дротів зазвичай дорівнює 7, 12, 19, 37 або 61. При такому числі дротів вони краще за все розташовуються навколо одного центрального дроту. Багатодротові проводи мають більшу механічну міцність і більшу гнучкість в порівнянні з однодротовими, тому саме їх широко застосовують в повітряних ЛЕП.

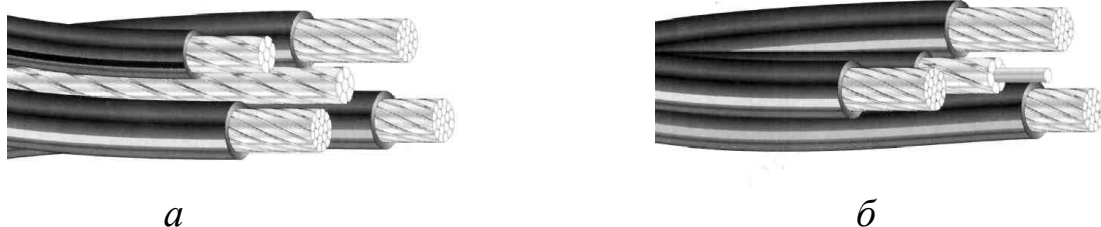
Неізолювані проводи позначають (маркують) наступним чином: літерами М, А та ПС позначають матеріал проводу, а цифрами – його переріз в міліметрах квадратних. Наприклад, А16 означає алюмінієвий провід перерізом 16 мм^2 , ПС25 – провід сталевий перерізом 25 мм^2 .

Однодротові сталеві проводи позначають так: ПСТ 3,5, ПСТ 4, ПСТ 5, де цифри відповідають діаметру проводу в міліметрах.

З метою підвищення надійності електропостачання при передачі електроенергії на значні відстані використовують **ізолювані проводи** із алюмінієвими жилами із сталюю утримною жилою, або без неї.

Самоутримні ізолювані проводи (СІП) використовують для ліній електропередачі напругою 0,38, 0,66 та 10 кВ при температурі від $-50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50 \text{ }^{\circ}\text{C}$. При використанні СІП знижуються експлуатаційні витрати, відсутнє утворення ожеледі на проводах, можлива робота лінії при перехрещенні проводів, виключена можливість короткого замикання між проводами.

СП-1 (СП-1А) – самоутримний ізолюваний провід (рисунок 1.2), алюмінієві жили ізолювані світлостабілізованим термопластичним поліетиленом скручені навколо неізолюваного (ізолюваного) сталю-алюмінієвого тросу; призначений для повітряних ліній електропередачі напругою до 1 кВ.



a – СП-1; *б* – СП-1А

Рисунок 1.2 – Самоутримні ізолювані проводи

СП-3 – одножильний самоутримний провід із ущільнених дротів із алюмінієвого сплаву із сталевим дротом всередині, ізолюваний зшитим світлостабілізованим поліетиленом; призначений для повітряних ліній електропередачі напругою 6...20 кВ.

САПт (САПсш) – провід із алюмінієвими жилами із ізоляцією із світлостабілізованого термопластичного (т) або зшитого (сш) поліетилену для повітряних ліній напругою 0,38 кВ.

САСПт (САСПсш) – провід із алюмінієвими жилами із ізоляцією із світлостабілізованого термопластичного або зшитого поліетилену для повітряних ліній напругою 0,38 кВ із утримною жилою.

4.2 Опори повітряних ліній електропередачі

Опори повітряних ліній підтримують проводи на необхідній відстані один від одного, від поверхні землі та від проводів інших ліній.

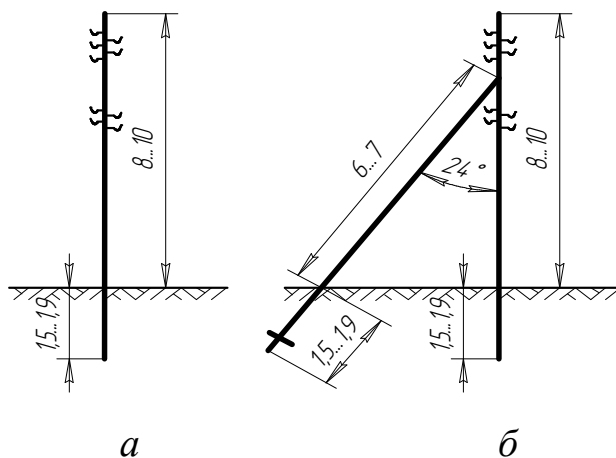
Для опор сільських ліній застосовують деревину хвойних порід, металоконструкції, залізобетон і комбіновані матеріали (залізобетон і деревину).

Для подовження строку служби (у 2 рази) дерев'яних опор їх просочують антисептиком (наприклад, кам'яновугільним маслом). Термін експлуатації опор із не просоченої модрина – 15 років, сосни – 5 років.

На сьогодні значного поширення набули залізобетонні опори.

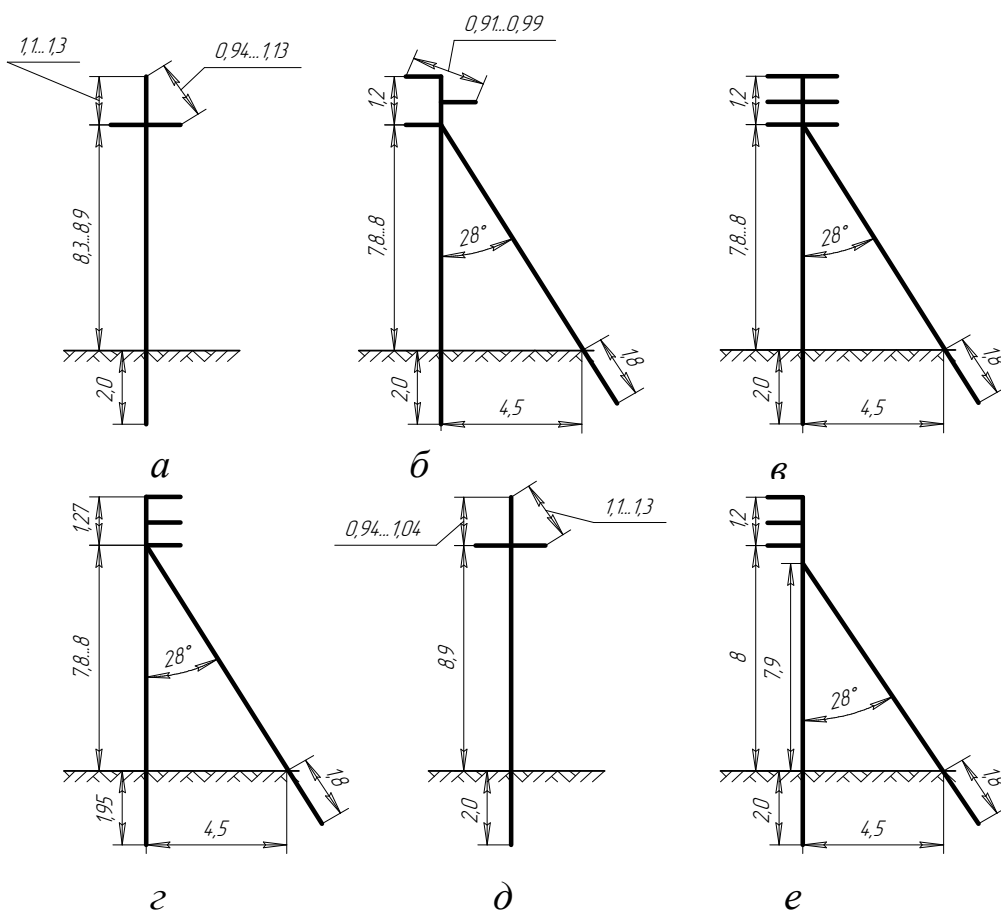
За призначенням опори повітряних ліній розділяють на проміжні, анкерні, кутові, кінцеві та спеціальні.

Залізобетонні опори виконують, як правило, суцільностояковими. Залізобетонні опори для ліній 0,38 кВ приведені на рисунку 1.3, а для ліній 6...20 кВ – на рисунку 1.4.



a – проміжні; *б* – анкерні, кутові та кінцеві з підкосами.

Рисунок 1.3 – Залізобетонні опори ПЛ 0,38 кВ, розміри в метрах



a – проміжні; *б* – проміжні кутові; *в, д* – проміжні відгалужувальні; *г* – анкерні кутові; *е* – проміжні відгалужувальні кутові.

Рисунок 1.4 – Залізобетонні опори ПЛ 6...20 кВ, розміри в метрах

Проміжні опори призначені тільки для підтримання проводів, їх не розраховують на одностороннє тяжіння. У разі обриву проводу з одного боку опори, при кріпленні його на штирових ізоляторах, він прослизає у в'язці і одностороннє тяжіння знижується. При використанні підвісних ізоляторів гірлянда відхиляється і тяжіння знижується.

Проміжні опори складають переважну більшість (понад 80 %) опор, що використовуються на повітряних лініях.

На анкерних опорах проводи закріплюють жорстко, тому такі опори розраховують на обрив частини проводів. До штирових ізоляторів на анкерних опорах провід кріплять особливо міцно, збільшуючи при необхідності число ізоляторів до двох-трьох. Часто на анкерних опорах замість штирових встановлюють підвісні ізолятори. Анкерні опори обмежують руйнування повітряних ліній при виникненні аварій. Для надійності роботи ліній анкерні опори встановлюють на прямих ділянках не рідше ніж через 5 км, а при товщині шару ожеледі понад 10 мм – не рідше ніж через 3 км.

Кінцеві опори є різновидом анкерних. Для них одностороннє тяжіння проводів не є аварійним, а основним режимом їх роботи.

Кутові опори встановлюють в місцях зміни напрямку повітряній лінії. При нормальному режимі кутові опори сприймають одностороннє тяжіння по бісектрисі внутрішнього кута лінії. Кутом повороту лінії вважають кут, який доповнює до 180° внутрішній кут лінії.

При невеликих кутах повороту (до 20°) кутові опори виконують за типом проміжних, для великих кутів повороту (до 90°) – за типом анкерних.

Спеціальні опори споруджують при переходах через річки, ущелини та ін. Вони зазвичай значно вищі за нормальні, і їх виконують за особливими проектами.

За конструкцією розрізняють опори суцільностоякові та складені із стійок і приставок. Дерев'яні опори виконують на дерев'яних або на залізобетонних приставках. При проходженні повітряних ліній по місцях, де можливі низові пожежі, слід застосовувати опори із залізобетонними приставками. Більшість проміжних опор виконують одностояковими. Анкерні і кінцеві опори виконують А-подібними. Для напруги 110 кВ і вище проміжні опори виконують П-подібними, а анкерного А- П-подібними.

При спорудженні ЛЕП повинні бути витримані відстані між проводами та іншими предметами, що знаходяться біля лінії.

На лініях напругою до 1 кВ в I...III районах за ожеледдю відстань між проводами повинна бути не меншою ніж 40 см при вертикальному розташуванні проводів і найбільшій стрілі провисання 1,2 м, а в IV-му і в особливому районах за ожеледдю – 60 см. При інших розташуваннях проводів в усіх районах за ожеледдю при швидкості вітру під час ожеледі до 18 м/с відстань між проводами 40 см, а при швидкості вітру більше 18 м/с – 60 см.

Відстань по вертикалі між проводами різних фаз на опорі при відгалуженні від ПЛ і перетині різних ліній повинна бути не меншою ніж 10 см. Відстань між ізоляторами вводу повинна бути не меншого 20 см.

4.3 Ізолятори та арматура повітряних ліній електропередачі

Для безаварійної роботи електричних мереж слід забезпечити надійну ізоляцію струмопроводів між собою і відносно землі. Стійкість ізоляції визначається пробивною напругою.

Ізолятори, що використовуються для електричної апаратури, поділяють на опорні та прохідні. Ізолятори, що використовують для кріплення проводів ПЛ і шин відкритих розподільних пристроїв (ВРП) називаються лінійними. Вони можуть бути штировими та підвісними.

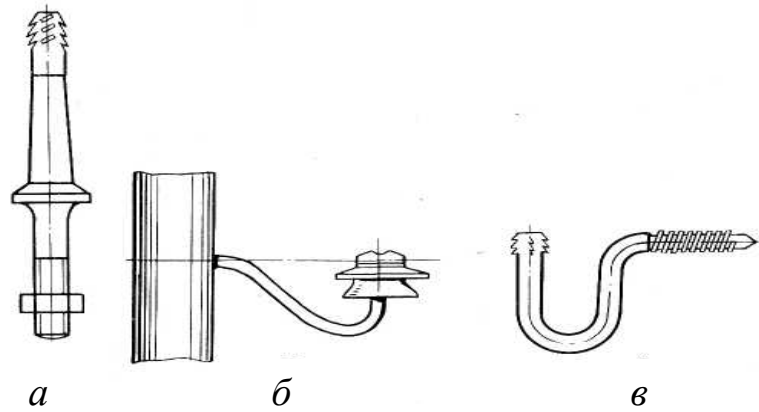
Основне призначення ізоляторів повітряних ліній – ізолювати проводи від опор і інших несучих конструкцій. В більшості випадків ізолятори витримують значні механічні навантаження. Матеріал ізоляторів повинен задовольняти перерахованим вимогам і, крім того, бути пристосованим до роботи на відкритому повітрі під впливом змінних температур, опадів, сонця і т.д. Таким матеріалом є фарфор, тому ізолятори повітряних ліній виготовляють головним чином із фарфору.

Ізолятори повітряних ліній всіх типів виготовляють також із скла. Механічна міцність таких ізоляторів вища, а розміри і маса менші, ніж у фарфорових. При електричному пробіі скляні ізолятори руйнуються, що значно спрощує контроль за їх станом.

Останнім часом для ліній електропередач застосовують ізолятори з полімерних матеріалів.

Ізолятори повітряних ліній в залежності від способу кріплення їх на опорі розділяють на штирові та підвісні.

Штирєві ізолятори кріплять на штирях (рисунок 1.5, *а*) або крюках (рисунок 1.5, *б* та *в*) і застосовують в сільських мережах при напрузі до 35 кВ включно.



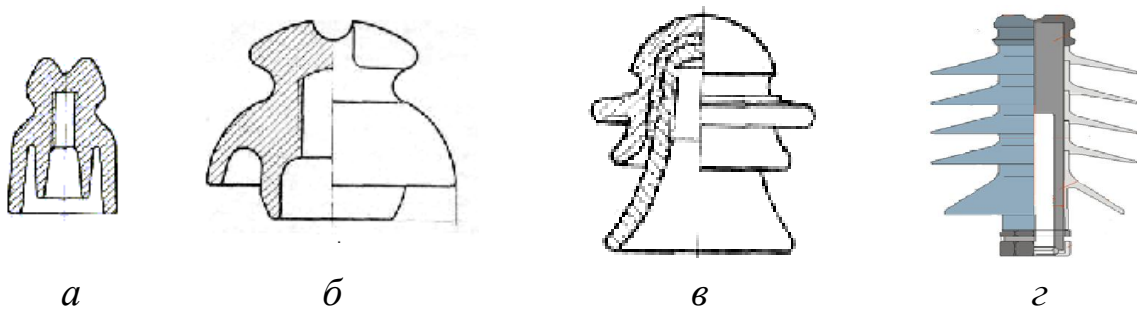
a – штир; *б* – крюк високої напруги; *с* – крюк низької напруги

Рисунок 1.5 – Арматура ПЛ

Низьковольтні ізолятори майже завжди кріплять на крюках, ізолятори високої напруги в лініях з невеликими прольотами і проводами малих і середніх перерізів кріплять також на крюках, а з великими прольотами і перерізами – на штирях, що закріплюються на траверсах.

На лініях низької напруги застосовують штирові ізолятори (рисунок 1.6, *a*) різних розмірів. На прямих ділянках провід кріплять до головки ізолятора, а на поворотах лінії – до шийки.

Для ліній напругою 10 кВ застосовують штирові ізолятори ШФ10 (рисунок 1.6, *б*), для напруги 20 і 35 кВ – ізолятори ШФ-35, ШПУ 35 (рисунок 1.6, *в*, *г*). Крім того, для ліній 35 кВ також застосовують підвісні ізолятори.

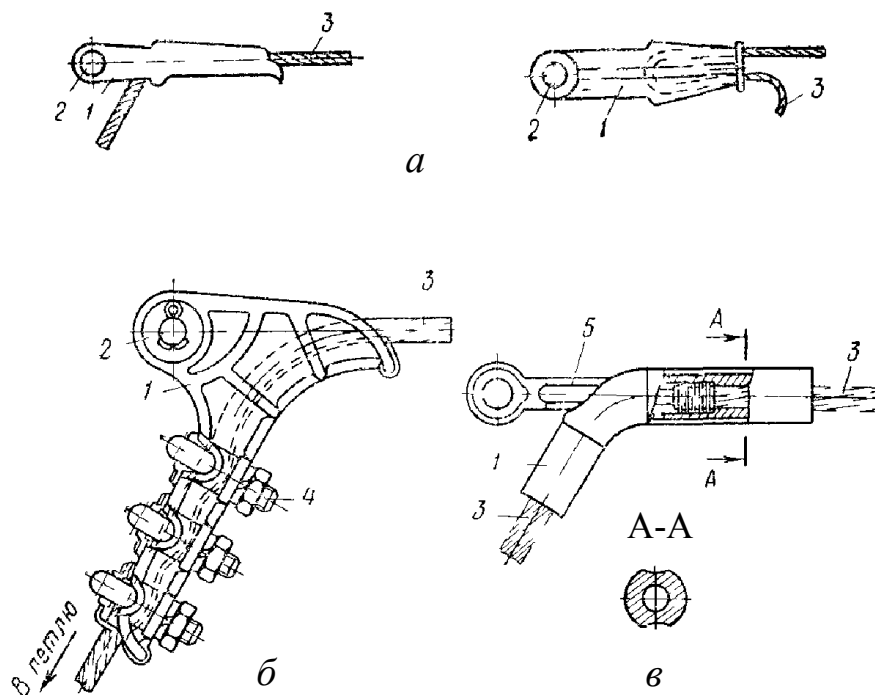


a – типу ТФ; *б* – типу ШФ10; *в* – типу ШФ 35; *г* – типу ШПУ 35

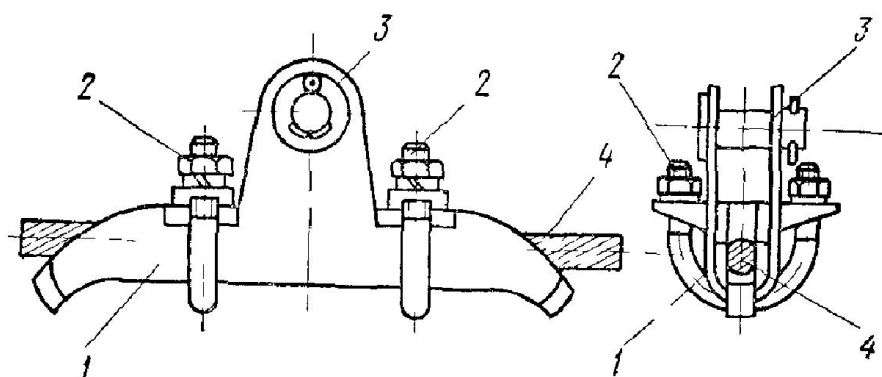
Рисунок 1.6 – Штирові ізолятори

З'єднання ізоляторів в гірлянди, кріплення до них проводів, підвішування гірлянд на опорах, з'єднання проводів та ін. виконуються за допомогою спеціальних деталей, які називаються арматурою. Арматура повинна мати велику механічну міцність, добру шарнирність, високу корозійну стійкість. Її виготовляють з ковкого чавуну і сталі.

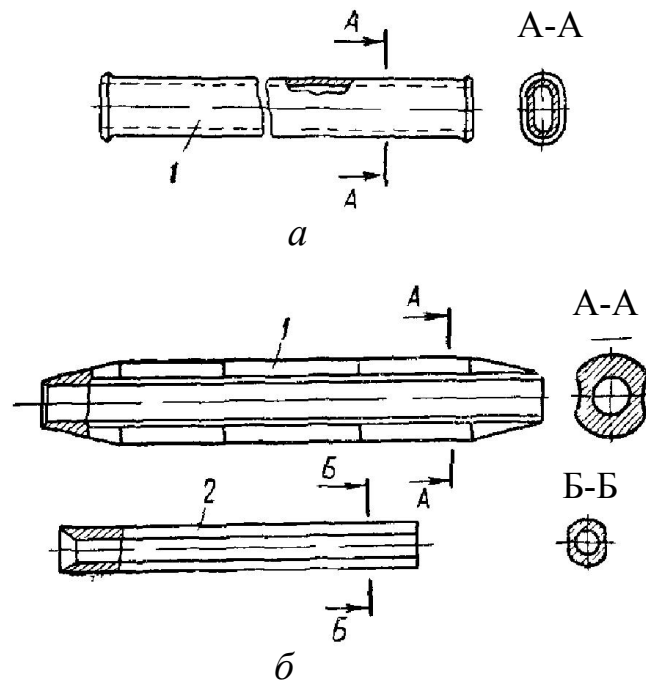
Для натягування, кріплення та з'єднання проводів використовують натяжні затискачі (рисунок 1.7), підтримуючі затискачі (рисунок 1.8), з'єднувальні затискачі (рисунок 1.9). Також використовують болтові з'єднувальні затискачі (рисунок 1.10).



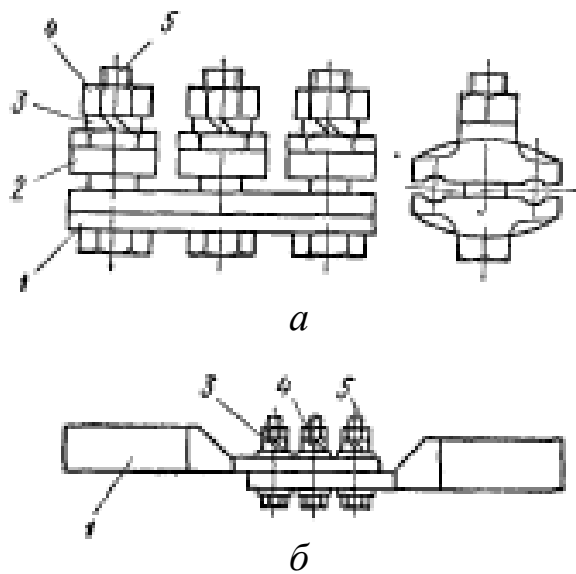
а – клиновий НК и НКК, *б* – болтовой НБН, *в* – з пресуванням НАС, 1 – корпус, 2 – палець, 3 – провід, 4 – У-подібний болт з плашкою, 5 – анкер
 Рисунок 1.7 – Натяжні затискачі



1 – човник; 2 – У-подібний болт; 3 – підвіска; 4 – провід
 Рисунок 1.8 – Підтримуючі затискачі ПГ для одного проводу в фазі

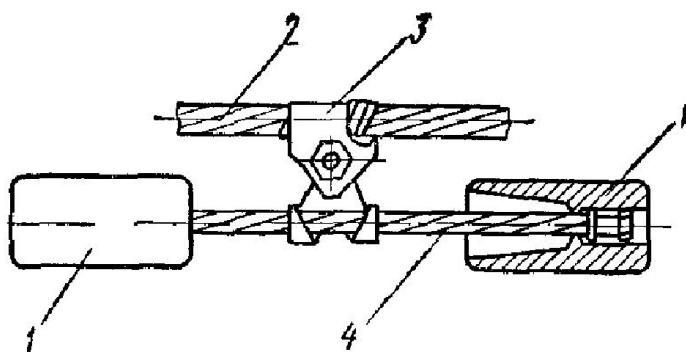


а – овальний, б – пресований; 1 – корпус 2 – осердя
Рисунок 1.9 – З'єднувальні затискачі



а – плашковий ПА; б – перехідний петлевий пресований ПП;
1 – корпус; 2 – плашка; 3 – пружинна шайба; 4 – гайка; 5 - болт
Рисунок 1.10 – Болтові з'єднувальні затискачі

Для гасіння вібрації проводу використовують гасники вібрації (рисунок 1.11).



1 – вантаж; 2 – провід; 3 – затискач; 4 – сталевий трос

Рисунок 1.11 – Гасник вібрації ГВН

5 Порядок проведення роботи

При виконанні лабораторної роботи необхідно:

5.1 На стенді та за плакатами вивчити конструкцію, маркування та область застосування проводів ЛЕП.

5.2 На стенді та за плакатами вивчити призначення та конструкцію опор, ізоляторів, лінійної арматури.

5.3 Виписати основні марки проводів та ізоляторів.

6 Зміст звіту

У звіті необхідно представити:

6.1 Ескізи конструкції одно- та багатодровових голих проводів.

6.2 Ескізи конструкції сталюалюмінієвих голих проводів.

6.3 Ескізи конструкції самоутримних ізольованих проводів.

6.4 Основні марки проводів.

6.5 Основні характеристики голих та самоутримних ізольованих проводів.

6.6 Шкалу стандартних перерізів голих проводів від 10 до 400 мм².

6.7 Дані про область застосування проводів ЛЕП.

6.8 Схематичне креслення опор: одностовової із приставкою, анкерної А-подібної, проміжної П- подібної і кінцевої АП- подібної.

6.9 Записати призначення типів опор.

6.10 Основні типи ізоляторів ЛЕП та їх ескізи.

6.11 Ескіз крюків КВ і КН, глухого підтримуючого затискача та овального з'єднувача.

6.12 Відповіді на контрольні запитання.

7 Контрольні запитання

- 7.1 Назвати основні вимоги до проводів ЛЕП.
- 7.2 Переваги та недоліки застосування голих мідних проводів.
- 7.3 Назвати типи конструктивних виконань голих проводів.
- 7.4 Які переваги застосування самоутримних ізольованих проводів?
- 7.5 **Які види сталевалюмінієвих проводів застосовуються для ЛЕП.**
- 7.6 Назвати область застосування голих проводів.
- 7.7 Назвати типи опор, що застосовуються для спорудження ЛЕП.
- 7.8 Які матеріали застосовуються для опор ЛЕП?
- 7.9 Які матеріали застосовуються для виготовлення ізоляторів?
- 7.10 В яких мережах використовують штирові та підвісні ізолятори?
- 7.11 **Що називають габаритом лінії?**
- 7.12 **Що називають трасою лінії?**
- 7.13 **На якій висоті підвішують проводи на вводі до будинку?**
- 7.14 Для чого призначені ізолятори і їх конструктивне виконання?
- 7.15 Назвати основні елементи лінійної арматури.
- 7.16 Як позначаються марки голих проводів із різних металів?
- 7.17 Які мінімальні перерізи проводів вибирають для повітряних електричних ліній і чому?
- 7.18 **Чому із збільшенням перерізу проводів допустима густина струму за нагріванням зменшується?**
- 7.19 Що означають цифри після літерного позначення марки ізолятора?
- 7.20 Як з'єднати два провідники за допомогою овального з'єднувача?
- 7.21 Які види затискачів застосовуються для кріплення проводів?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №2

КОНСТРУКЦІЯ КАБЕЛІВ І СПОСОБИ ЇХ ПРОКЛАДАННЯ

1 Мета роботи

Вивчити конструкцію та маркування кабелів, способи прокладання кабелів, влаштування кабельних ліній і споруджень.

2 Програма роботи

2.1 Вивчити конструкцію кабелів та їх маркування.

2.2 Ознайомитися із областю застосування кабелів та їх характеристиками.

2.3 Вивчити способи з'єднання та оформлення кінців кабелів.

2.4 Вивчити способи прокладання кабелів.

3 Вказівки з підготовки до лабораторної роботи

При підготовці до лабораторної роботи необхідно:

3.1 Вивчити теоретичний матеріал за темою: «Влаштування зовнішніх електричних мереж» [1 гл. 2.1, гл. 2.3; 2 с. 49-71, 441-444; 3 с.48-71; 482-486; 4 с. 20-25, 46-49; 5 с.22-24].

3.2 Вивчити конструкцію кабелів та їх маркування [2 с. 58-60; 3 с.58-59; 4 с. 20-25; 5. с. 22-24].

3.3 Вивчити способи прокладання та оформлення кінців кабелів [2 с.441-445; 3 с.482-486; 4 с. 46-49].

3.4 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

4 Теоретичні положення

4.1 Основні відомості про кабелі. Конструкція кабелів

Кабель – це ізольований провід, який поміщений в герметичну (свинцеву, алюмінієву та ін.) оболонку. Його можна прокласти на повітрі, в землі та у воді.

Для електричних кабельних ліній характерними є наступні переваги у порівнянні із повітряними:

- більш тривалий термін експлуатації та відсутність опор;
- вища експлуатаційна надійність із-за відсутності впливу атмосферних явищ (вітер, ожеледь, грозові перенапруги та ін.);
- відсутність опор та проводів, які захаращують вулиці та поля;

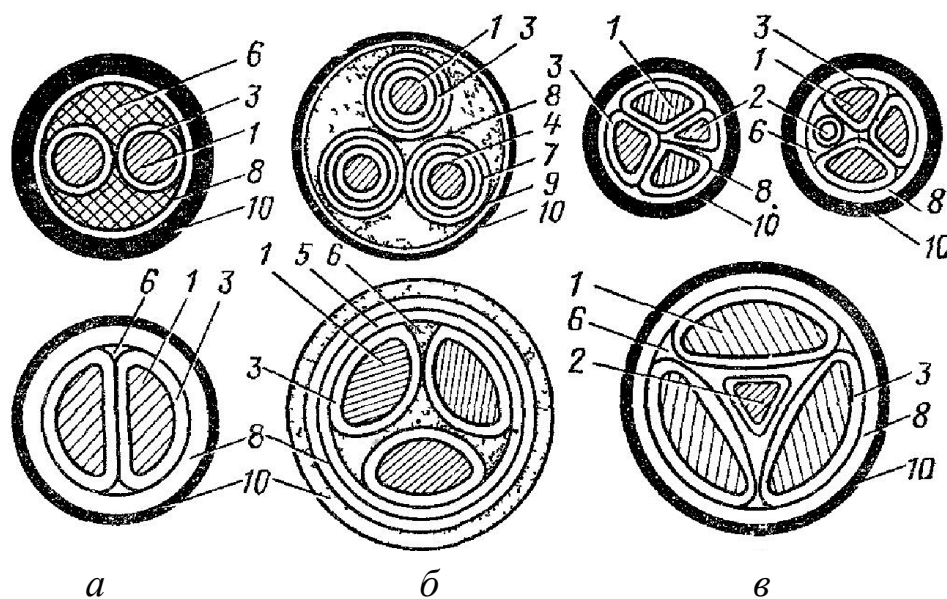
– значне зниження небезпеки для людей та тварин при виникненні аварії на лінії.

Але кабельні лінії також мають і ряд недоліків, до яких можна віднести наступні:

- більш висока вартість мереж у порівнянні із повітряними, необхідність додаткової витрати кольорових металів (свинцю, алюмінію);
- потреба більш кваліфікованих працівників при спорудженні та обслуговуванні кабельних ліній;
- складність визначення та знаходження пошкодженої ділянки.

Електричні кабелі загального призначення виготовляють із паперовою просоченою ізоляцією, або із гумовою ізоляцією. Кабелі із гумовою ізоляцією прокладають у закритих приміщеннях або застосовують для живлення мобільних пересувних споживачів.

Найбільш поширеними є три- та чотирижильні кабелі із паперовою ізоляцією. Для напруги до 10 кВ їх виготовляють із поясною ізоляцією та в загальній для усіх жил свинцевій оболонці, для напруги 20 та 35 кВ кабелі виготовляють із окремо освинцьованими жилами (рисунок 2.1).

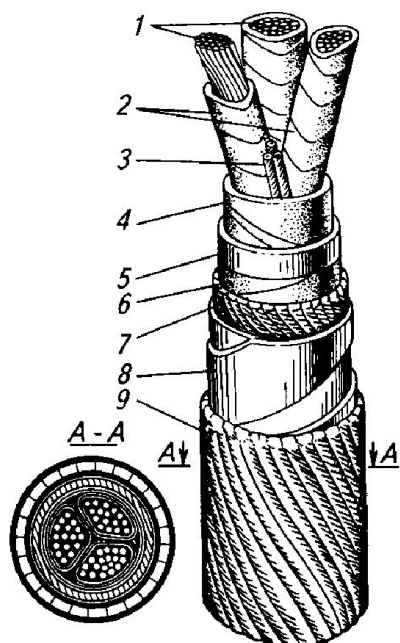


a – двожильні кабелі із круглими і сегментними жилами; *б* – трижильні кабелі з окремо освинцьованими жилами та з поясною ізоляцією; *в* – чотирижильні кабелі з нульовою жилою секторної, круглої і трикутної форми; 1– струмопровідна жила; 2 – нульова жила; 3 – ізоляція жили; 4 – екран на струмопровідній жилі; 5 – поясна ізоляція; 6 – наповнювач; 7 – екран на ізоляції жили; 8 – оболонка; 9 – бронепокрив; 10 – зовнішній захисний покрив

Рисунок 2.1 – Поперечні перерізи силових кабелів

Кабелі напругою до 6 кВ та перерізом до 16 мм² виготовляють із круглими жилами. При більш високій напрузі та більших перерізах вони мають секторні жили.

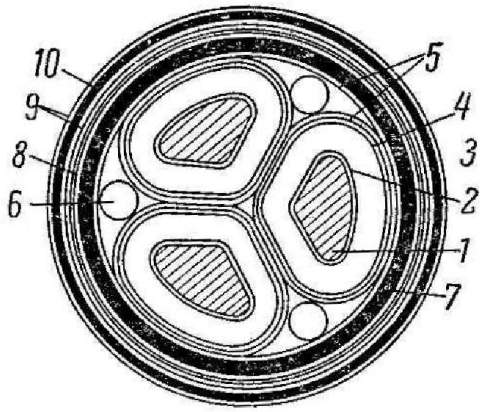
На рисунку 2.2 зображено кабель із секторними жилами на напругу 1...10 кВ. Кожна жила ізольована кабельним папером, який просочений масою, до складу якої входять масло та каніфоль. Крім того, всі жили разом ізольовані просоченим кабельним папером. Для забезпечення герметичності кабелю на поясну ізоляцію накладають свинцеву оболонку без швів. Від механічних пошкоджень кабель захищають бронею із сталевих стрічок. Для захисту від хімічних впливів кабель покривають асфальтованим джутом. Випускають також кабелі, у яких оболонка із свинцю замінена оболонкою із алюмінію або пластмаси.



1 – алюмінієві або мідні струмопровідні жили; 2 і 4 – фазна і поясна паперова ізоляція; 3 – джутові заповнювачі; 5 – свинцева оболонка; 6 – паперова стрічка; 7 – прошарок із джуту; 8 – сталеві стрічкова броня; 9 – джутовий покрив

Рисунок 2.2 – Конструкція трижильного кабелю напругою 1...10 кВ з секторними жилами і поясною ізоляцією

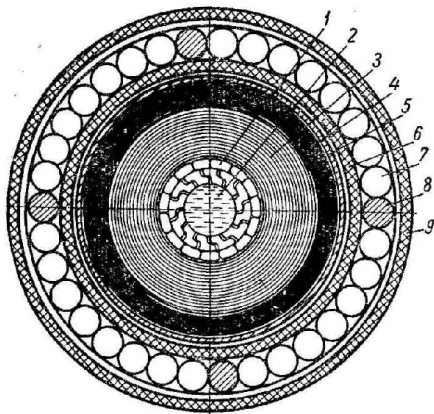
Для напруги 10 і 35 кВ також виготовляють газонаповнені кабелі із спільною свинцевою оболонкою на всі жили (рисунок 2.3). Повітряні вclusions в ізоляції, по мірі їхнього утворення, заповнюються азотом під тиском. Постійність тиску забезпечується тим, що витік газу компенсуються неперервним підкачуванням газу.



1 – струмопровідна жила; 2 – екран із напівпровідного паперу; 3 – збіднено-просочена фазна паперова ізоляція; 4 – металізований папір; 5 – тканинна стрічка з дротом; 6 – сталевий гнучкий газопроникний шланг; 7 – свинцева оболонка; 8 – мідна стрічка; 9 – захисний шар; 10 – сталева стрічкова броня і джутовий покрив

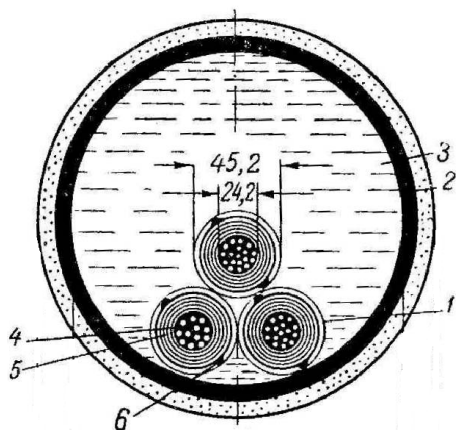
Рисунок 2.3 – Газонаповнений кабель напругою 35 кВ

Для напруги 110 кВ і вище кабелі виготовляють одножильними. Жилу виготовляють із міді. В середині кабелю розташована стрічка, згорнута у вигляді спіралі. У ній під тиском циркулює масло, яке забезпечує високоякісну ізоляцію і охолодження кабелю (рисунок 4, 5).



1 – струмопровідна жила; 2 – центральний маслопровідний канал; 3 – шар паперової ізоляції; 4 – свинцева оболонка; 5 – латунні стрічки; 6 – антикорозійні бітумні покритви; 7 – сталеві дроти; 8 – мідні дроти; 9 – тканина, просочена бітумом

Рисунок 2.4 – Маслонаповнений кабель середнього тиску напругою 110 кВ



1 – три однофазні кабелі; 2 – сталевий трубопровід; 3 – ізоляційне масло; 4 – струмопровідна жила; 5 – паперова ізоляція із в'язким просочуванням; 6 – бронзові напівкруглі дроти

Рисунок 2.5 – Маслонаповнена кабельна лінія високого тиску напругою 110 кВ

Для сільських умов розроблені полегшені кабелі з алюмінієвими жилами з ізоляцією із поліхлорвінілового пластикату, а також з паперовою ізоляцією в алюмінієвій оболонці.

Кабелі позначають так само, як ізольовані проводи. Наприклад, СБ 3×70 – кабель трижильний з мідними жилами (відсутня літера А) перерізом 70 мм², з паперовою поясною ізоляцією (Б), в свинцевій оболонці (С), броньований стрічкою, із джутовим асфальтованим покриттям.

Коли ізоляцію виготовляють з гуми, в марку кабелю додають букву Р. Коли замість свинцевої оболонки застосована оболонка з поліхлорвінілу, то в марці кабелю букву С замінюють буквою В, а якщо з алюмінію, то буквою А.

4.2 Основні способи з'єднання та оформлення кінців кабелів

Всі з'єднання та відгалуження кабелів виконують у муфтах, які захищають кабель від потрапляння вологи і захищають місце з'єднання від механічних пошкоджень.

Для кабелів напругою вище 1000 В використовують свинцеві муфти, виконані у вигляді відрізка свинцевої труби, що насувається на місце з'єднання і припаюється з двох боків до свинцевої оболонки кабелю (рисунок 2.6).

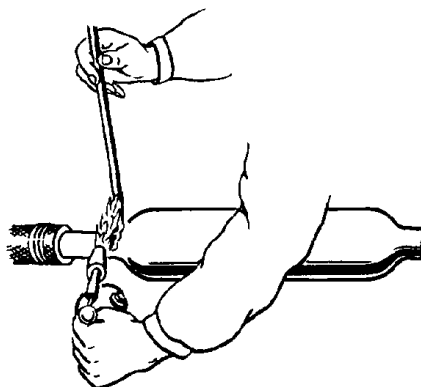
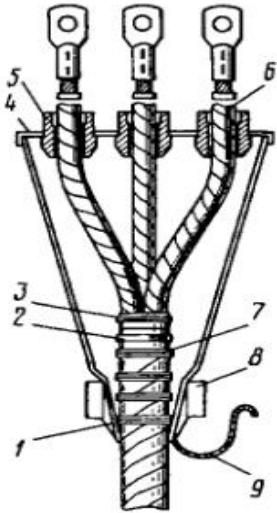


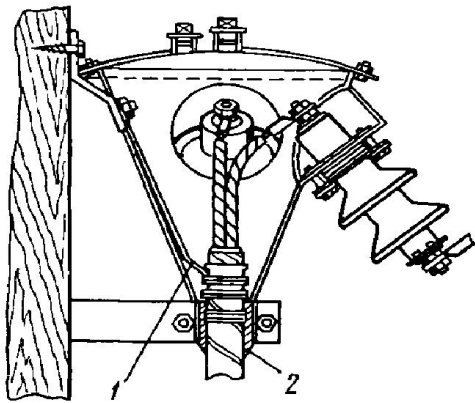
Рисунок 2.6 – Припаювання свинцевої муфти до свинцевої оболонки кабелю

Кінцеве закладення кабелю при напрузі 6 та 10 кВ виконують в сталевій воронці (рисунок 2.7). Воронку заливають кабельною масою. При переході з кабельної лінії на повітряну або навпаки використовують щоглові муфти (рисунок 2.8). Муфти такого типу встановлюють на опорах на відкритому повітрі.



1 – толевий папір і просочена мастилом стрічка;
 2 – свинцева оболонка; 3 – бандаж із суворої нитки на поясній ізоляції; 4 – кришка воронки;
 5 – порцелянова втулка; 6 – жила, обмотана ізоляційною стрічкою; 7 – місце припаювання заземлюючого проводу; 8 – сталевий хомут для кріплення воронки; 9 – заземлюючий провід

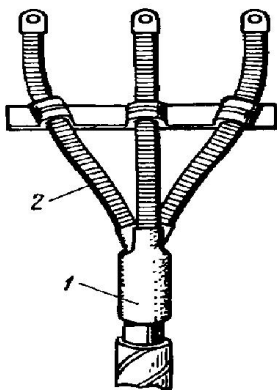
Рисунок 2.7 – Схема закладення кабелю в сталевій кінцевій воронці



1 – заземлюючий мідний провід;
 2 – підмотування

Рисунок 2.8 – Схема щоглової сталеві муфти

Для запобігання застосування громіздких кінцевих муфт, залитих кабельною масою, використовують закладення кабелів з паперовою ізоляцією без муфт – сухе закладення. При цьому способі оброблені жили кабелю ізолюють стрічкою бавовняної лакотканини (рисунок 2.9).



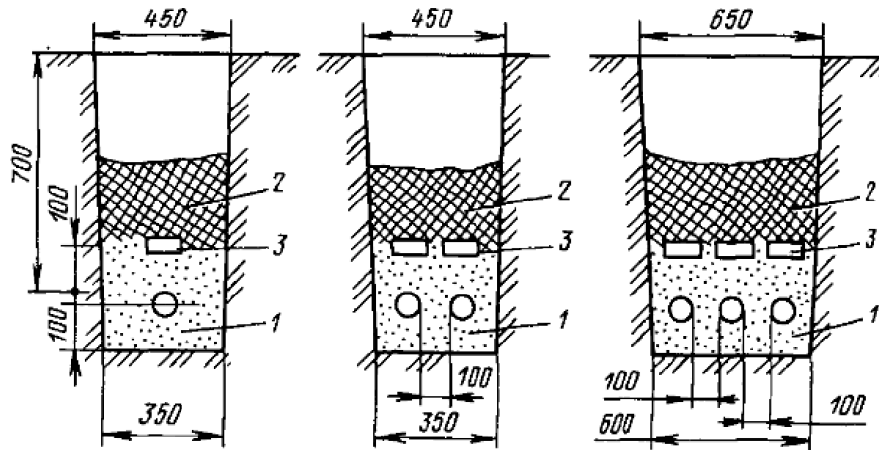
1 – ковпачок-рукавичка;
 2 – жили кабелю

Рисунок 2.9 – Сухе закладення кабелю в свинцевій рукавичці

4.3 Основні способи прокладання кабелів

Розрізняють прокладання кабелів в приміщеннях і поза ними.

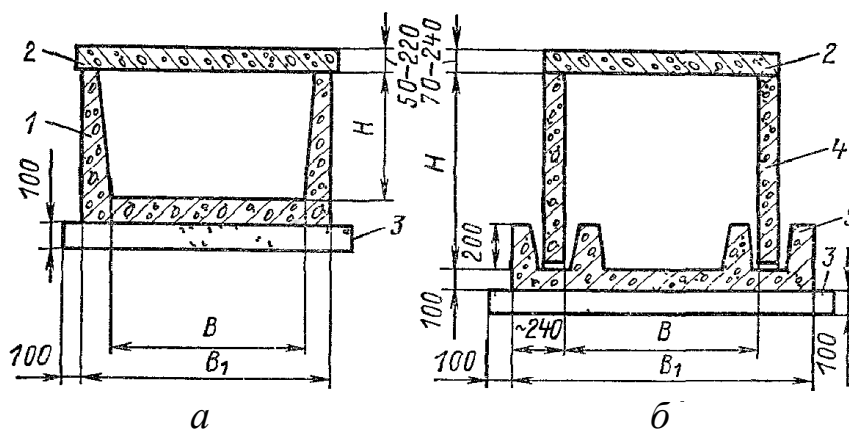
Найбільш поширений спосіб прокладки кабелю – безпосередньо в землі, в траншеях (рисунок 2.10). За цієї умови тепловіддача кабелю найкраща і допустиме електричне навантаження значно підвищується. При прокладці кабелів на відкритому повітрі, в блоках і каналах обслуговувати їх зручніше, ніж при прокладці в траншеях, але при цьому погіршується тепловіддача.



1 – пісок або просіяна земля; 2 – ґрунтова земля; 3 – цегла

Рисунок 2.10 – Траншеї для прокладання кабелю напругою до 10 кВ

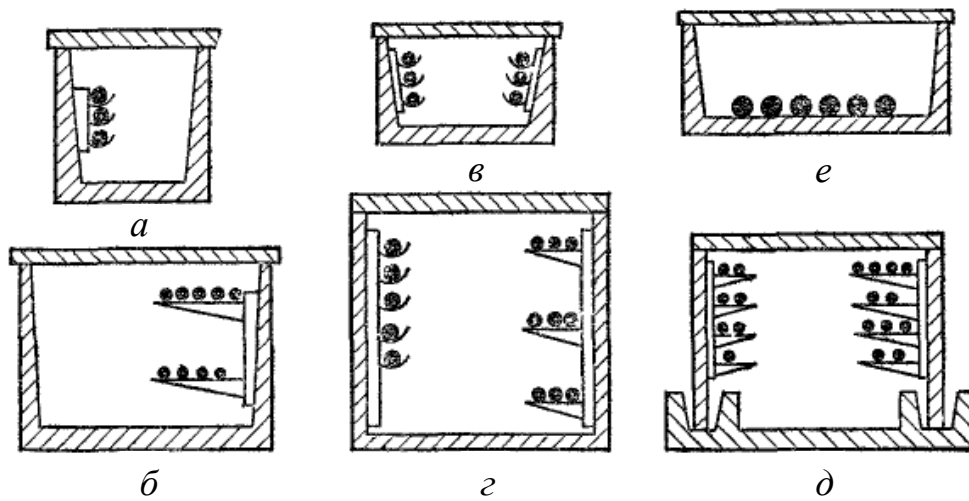
Кабельні канали застосовують при цеховому та позацеховому прокладанні кабелів (рисунок 2.11). Цей спосіб дозволяє забезпечити огляд і ремонт кабельних ліній в процесі експлуатації, а також прокласти новий або замінити діючий кабель без виконання земляних робіт. Також він забезпечує надійний захист від механічних пошкоджень.



a – лоткові типу ЛК; *б* – із збірних плит типу СК; 1 – лоток; 2 – плита перекриття; 3 – підготовка піщана; 4 – плита; 5 – основа

Рисунок 2.11 – Збірні залізобетонні кабельні канали

Можливе розташування кабелів на конструкціях в залежності від типорозмірів каналів показано на рисунку 2.12.



a – на одній стінці на підвісах; *б* – на полках; *в* – на обох стінках на підвісах; *г* – на одній стінці на підвісах, на другій – на полках; *д* – на обох стінках на полках; *е* – на дні каналу
Рисунок 2.12 – Варіанти прокладення кабелів в каналах:

Прокладання кабелів в блоках рекомендується в місцях перетинання з залізницею та автомобільними шляхами, в умовах стісненості по трасі (при великій кількості інших підземних комунікацій та споруджень), при вірогідності розливу агресивних рідин в місцях проходження кабельних трас (рисунки 2.13).

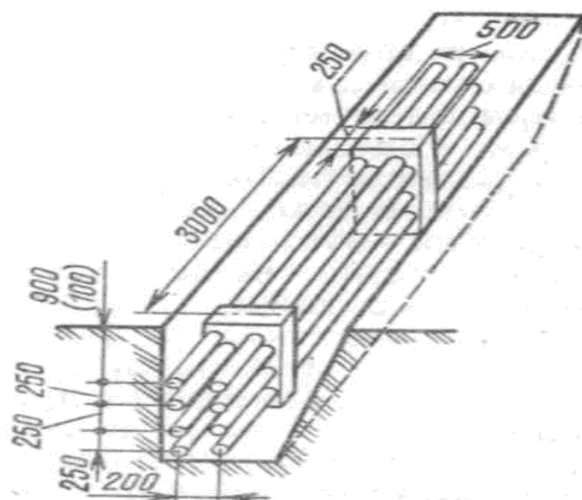


Рисунок 2.13 – Кабельні блоки з вертикальним розташуванням труб

При паралельній прокладці великої кількості кабелів, а також в місцях, особливо насичених підземними комунікаціями, застосовують кабельні тунелі і колектори.

Всередині приміщень силові кабелі прокладають:

а) горизонтально – на металевих полках або кронштейнах, безпосередньо по підлозі кабельних приміщень (підвалів) або під підлогою – в кабельних каналах, накритих плитами;

б) вертикально – по стінах або по металоконструкціях (в шахтах) з кріпленням їх скобами.

5 Порядок проведення роботи

При виконанні лабораторної роботи необхідно:

5.1 На стенді та за плакатами вивчити конструкцію та маркування кабелів.

5.2 Вивчити область застосування кабелів (з поясною ізоляцією, окремо освинцьованими жилами, масло- і газонаповнених).

5.3 Користуючись плакатами, вивчити способи з'єднання і оформлення кінців кабелів (за допомогою муфт, воронок, рукавиць та ін.).

5.4 Користуючись плакатами, вивчити способи прокладання кабелів.

6 Зміст звіту

У звіті необхідно представити:

6.1 Ескізи конструкції кабелів з поясною ізоляцією та окремо освинцьованими жилами.

6.2 Основні марки кабелів та їх характеристики.

6.3 Дані про область застосування кабелів.

6.4 Ескізи основних способів з'єднання і оформлення кінців кабелів.

6.5 Ескізи основних способів прокладання кабелів.

6.6 Основні способи прокладання кабелів, їх переваги та недоліки.

6.7 Відповіді на контрольні запитання.

7 Контрольні запитання

7.1 Що називається кабелем?

7.2 Поясніть конструкцію кабелів з поясною ізоляцією.

7.3 Поясніть конструкцію кабелів з окремо освинцьованими жилами.

7.4 З якою метою кабелі виконують із окремо освинцьованими жилами?

7.5 Коли застосовуються масло- і газонаповнені кабелі?

- 7.6 **Пояснити конструкцію масло- і газонаповнених кабелів.**
- 7.7 Назвіть основні способи прокладання кабелів.
- 7.8 Назвати призначення броні в кабелі та її види.
- 7.9 Назвіть переваги та недоліки прокладання кабелів у траншеях.
- 7.10 Назвіть переваги та недоліки прокладання кабелів у блоках.
- 7.11 Назвіть переваги та недоліки прокладання кабелів у каналах.
- 7.12 Який найбільш дешевий спосіб прокладання кабелів?
- 7.13 **Коли найбільш доцільне прокладання кабелів у тунелях?**
- 7.14 Чим відрізняється ізольований провід від кабелю?
- 7.15 **Які кабелі використовують для прокладання в приміщеннях?**
- 7.16 Як прокладають кабель у землі?
- 7.17 **Де використовують чавунні муфти?**
- 7.18 В яких випадках використовують свинцеві муфти?
- 7.19 З якою метою застосовують у кабелі свинцеву (алюмінієву, пластикову) оболонку?
- 7.20 Назвати способи з'єднання і оформлення кінців кабелів.
- 7.21 Що називають сухим закладенням кабелю і коли його застосовують?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №3

ПЛАВКІ ЗАПОБІЖНИКИ

1 Мета роботи

Вивчити конструкцію плавких запобіжників і процес гасіння дуги в запобіжниках різних типів

2 Програма роботи

2.1 Вивчити конструктивні особливості запобіжників різних типів.

2.2 Вивчити основні технічні характеристики запобіжників.

2.3 Вивчити принцип гасіння дуги в запобіжниках різних типів.

3 Вказівки з підготовки до лабораторної роботи

3.1 За літературою ознайомитися з конструктивними особливостями запобіжників різних типів [1 гл. 1.8; 2 с.87-89, 243- 251; 3 с.87-90; 254-264; 4 с.29-31, 171-172; 5 с.29-32, 133-134; 7 с.137-141; 8 с. 26-32, 206-211].

3.2 Вивчити процеси гасіння дуги в запобіжниках різних типів.

3.3 Вивчити правила вибору запобіжників.

3.4 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

4 Теоретичні положення

Плавкі запобіжники (ПЗ) – найпростіші апарати захисту та комутації, які призначені для автоматичного однократного відключення електричних кіл при короткому замиканні (к.з.) або при тривалих перевантаженнях шляхом розплавлення нагрітої струмом **плавкої вставки**.

Запобіжник включається послідовно в електричне коло, що захищається і складається із наступних частин: контактний стояк, патрон (корпус) із плавкою вставкою і системою для гасіння дуги.

До основних переваг запобіжників можна віднести:

- простота конструкції;
- низька вартість;
- швидке відключення електричного кола при к.з.;
- здатність до обмеження струму к.з. (деякі типи запобіжників).

Завдяки наведеним перевагам, в електричній мережі до 1000 В запобіжник є основним засобом захисту, а в мережі вище 1000 В застосовуються запобіжники напругою до 110 кВ.

До основних недоліків плавких запобіжників, які обмежують їх використання можна віднести:

- значний розкид характеристик, що утруднює узгодження розташованих послідовно апаратів;
- можливість виникнення неповнофазних режимів роботи обладнання при перегорянні плавкої вставки в одній фазі;
- нечітка робота при перевантаженнях мережі;
- забезпечують селективність дії лише в радіальних мережах із одностороннім живленням.

Плавкі запобіжники характеризуються: номінальною напругою $U_{н.зан}$ та номінальним струмом запобіжника $I_{н.зан}$, номінальним струмом плавкої вставки $I_в$, номінальним (граничним) струмом відключення $I_{н.відкл}$.

В один і той же корпус ПЗ можна вставити ряд плавких вставок на різні струми. При цьому необхідно, щоб виконувалася умова:

$$I_в \geq I_{н.зан} \quad (3.1)$$

Відключення запобіжником струмів, більших за допустимі, може привести до руйнування корпусу та контактної системи і навіть до перекриття між фазами.

Основним елементом запобіжника є **плавка вставка** – штучно послаблена ділянка електричного кола, яка перегоряє при перевищенні заданого значення струму. Після спрацювання запобіжника необхідно вручну замінити плавку вставку.

Плавкі вставки виготовляють із свинцю, сплаву свинцю та олова, цинку, алюмінію, міді, срібла, константану та інших матеріалів.

Щоб знизити температуру плавлення вставки використовують матеріали з низькою температурою плавлення та високою теплоємністю (**свинець** (327°C), **свинець із оловом** ($240\dots320^{\circ}\text{C}$) та **цинк** (419°C)).

Плавкі вставки з цих матеріалів мають порівняно великий переріз із-за високого питомого опору матеріалу ($\rho = (0,06 \dots 0,2) \cdot 10^{-6}$ Ом·м), забезпечують значні витримки часу спрацювання при перевантаженнях і легко витримують короточасні перевантаження.

При їх перегорянні утворюється велика кількість парів металу, що утруднює процес гасіння дуги.

Срібло і мідь мають менший питомий опір ($\rho = (0,016 \dots 0,018) \cdot 10^{-6}$ Ом·м) і більшу температуру плавлення (961 та 1083 °С відповідно), що дозволяє значно знизити переріз вставки та час її перегорання. Але малий переріз вставки веде до перегріву корпусу при малих перевантаженнях.

Для зниження температури плавлення вставки з тугоплавких матеріалів (міді і срібла) на вставку наплавляють олов'яні кулі, які плавляться при значно нижчій температурі, розчиняють основний метал і ведуть до його інтенсивного руйнування (“металургійний ефект”) (рисунок 3.1). Плавка вставка перегоряє при температурі, що наближається до температури плавлення олова.

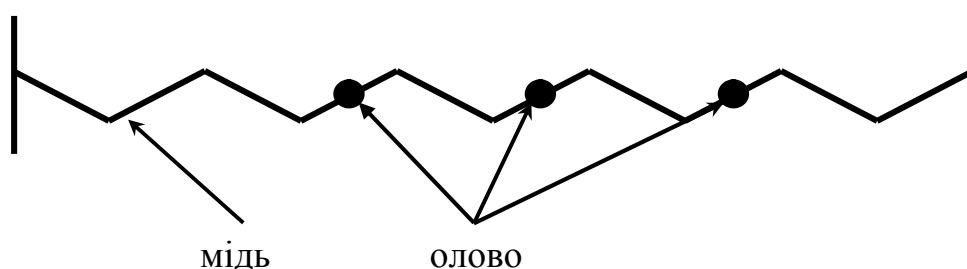


Рисунок 3.1 – Використання металургійного ефекту в запобіжнику

За умовами гасіння електричної дуги запобіжники ділять на дві групи:

- запобіжники, що забезпечують ефект обмеження струму к.з.;
- запобіжники, що не забезпечують ефект обмеження струму к.з.

Перша група запобіжників не впливає на значення струму к.з., а лише відключає його через певний час.

В запобіжниках, що забезпечують ефект обмеження струму к.з. розплавлення вставки та гасіння дуги відбувається раніше ніж струм к.з. досягне свого максимального значення (ударний струм).

Швидке гасіння дуги забезпечується за рахунок:

- високого тиску газів, що виділяються із корпусу запобіжника (фібра, вініпласт та ін.) під впливом температури дуги;
- гасіння дуги у вузьких щілинах і каналах;
- за рахунок інтенсивного відведення теплоти від дуги дрібнозернистим наповнювачем (кварцовий пісок).

При к.з. на затискачах запобіжників із ефектом обмеження струму к.з., в момент перегорання вставки можуть виникати комутаційні перенапруги. Для обмеження цих перенапруг застосовують ряд заходів, напри-

клад, використовують вставки ступеневого перерізу (до 250 В – два звуження, до 500 В – чотири звуження) (рисунок 3.3).

При великих струмах к.з. вставка перегоряє одночасно в кількох звужених місцях, а при малих перевантаженнях нагрівається звужена частина і тепло віддається через розширену частину в контактну систему без зайвого перегріву. В цьому випадку вставка перегоряє в місці переходу від її вузької частини до широкої.

При великих струмах к.з. вставка плавиться одразу по всій довжині. Струм у колі миттєво зникає і тому виникає перенапруга, яка пробиває міжконтактний проміжок, після чого загоряється дуга. В електромережі вище 1000 В перенапруги можуть бути до $4,5 U_H$.

Для обмеження перенапруги також застосовують плавкі вставки з кількох спірально завитих дротів різного перерізу. Спочатку перегоряє вставка меншого перерізу, а потім більшого (рисунок 3.5).

Для цієї ж мети використовують іскровий проміжок. Спочатку плавиться неперервна вставка, а потім від невеликої перенапруги пробивається іскровий проміжок і плавиться наступна (паралельна) плавка вставка із проміжком.

Час спрацювання плавкої вставки в основному визначається часом її нагрівання до температури плавлення. Очевидно, що чим більший струм, що протікає через вставку, тим менше час плавлення вставки.

Вставка запобіжника характеризується захисною або часо-струмовою (ампер-секундною) характеристикою (рисунок 3.2).

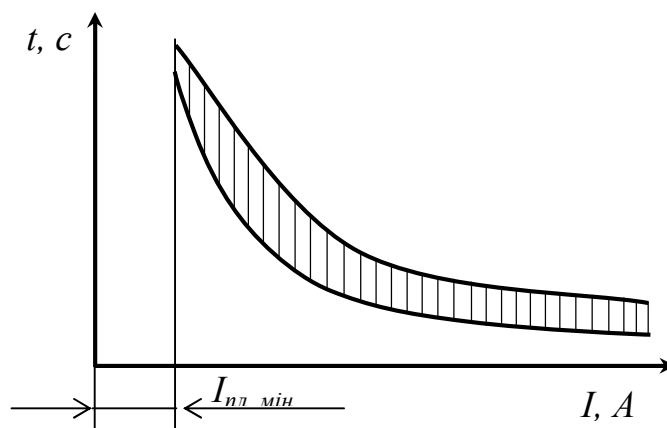


Рисунок 3.2 – Захисна характеристика запобіжника

Окрім величини струму к.з., на процес і на час перегорання плавкої вставки впливають також інші фактори: температура навколишнього середовища, значення струму режиму, що передував к.з., старіння (зношен-

ня) вставки запобіжника та ін. У зв'язку із цим характеристики запобіжників мають значний розкид характеристик, і їх необхідно зображувати у вигляді певної зони (рисунок 3.2).

До 1 кВ застосовуються наступні типи запобіжників:

– запобіжники із фібровими трубками: ПР1 (до 250В); ПР2 (до 500В).

– запобіжники із кварцовим наповнювачем (піском): ПН2 (насипний, розбірний, до 1000 В); НПН2 (насипний, нерозбірний, до 1000 В).

Запобіжники типу ПР виготовляють на напругу 220 та 500 В і на струм патрону 15...1000А. Патрон 2 запобіжника (рисунок 3.3) виготовляють із фібрової трубки з латунними обоймами 5 (із різьбою) на кінцях. Латунні обойми притискають контактні ножі 1 до яких гвинтами приєднана ступенева плавка вставка 3.

Ці запобіжники забезпечують ефект обмеження струму к.з. (дуга гаситься високим тиском газів, що генеруються фібровою трубкою).

Перевагою запобіжників ПР в порівнянні із насипними є простота заміни вставки.

Недолік – дещо більші габарити.

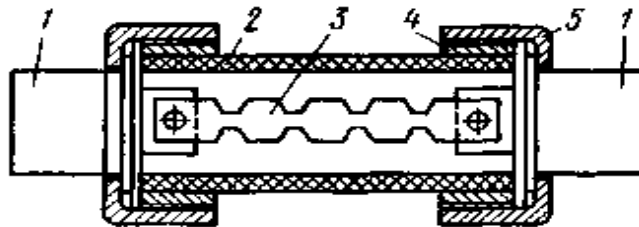


Рисунок 3.3 – Плавкий запобіжник типу ПР2

Запобіжники типу ПН2 (рисунок 3.4) мають кварцовий наповнювач 5, який заповнює фарфоровий патрон 2. Плавка вставка 6 запобіжника ПН2 виготовляється із однієї або декількох мідних стрічок які мають прорізи. На мідь напаюються кульки із олова.

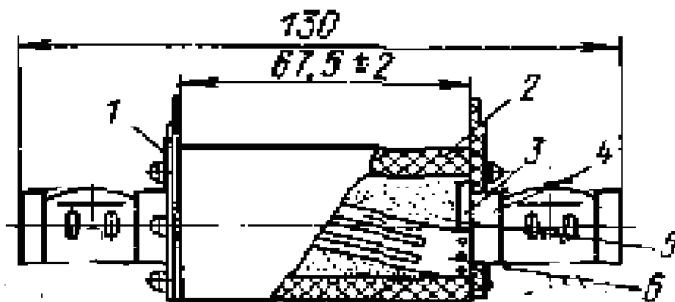


Рисунок 3.4 – Плавкий запобіжник типу ПН2

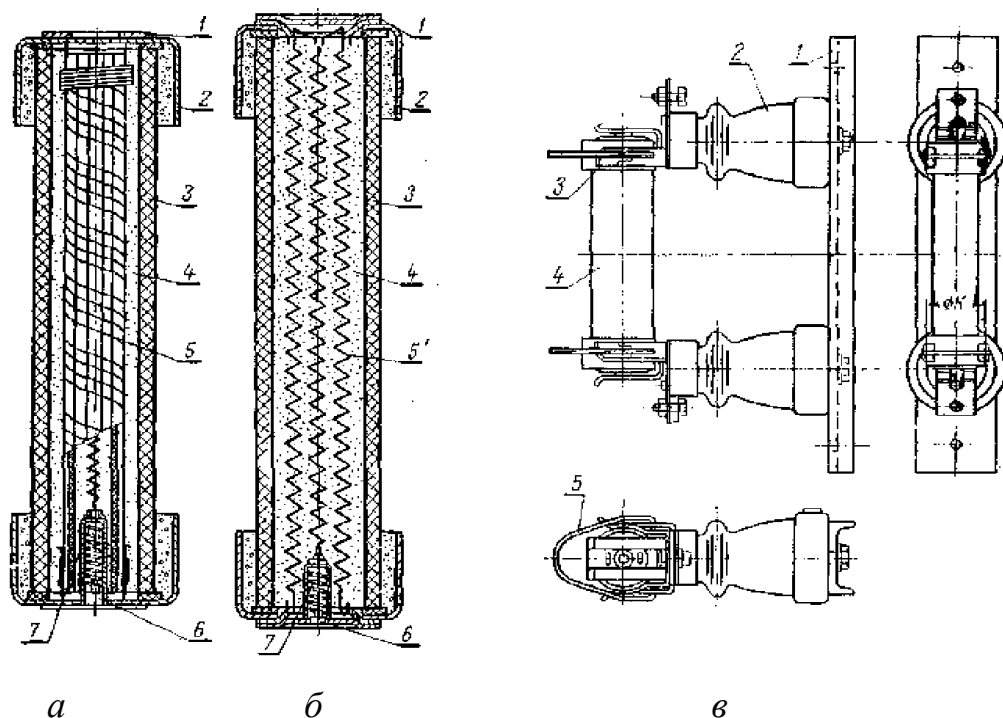
Запобіжник ПН2 також забезпечує ефект обмеження струму к.з. за рахунок розділення дуги (перегоряє декілька пластинок) і охолодження її кварцовим піском.

Принцип дії запобіжника НПН2 такий же, як і в запобіжника ПН2. Його корпус (патрон) виготовляють із скляної труби із латунними ковпачками. Трубка заповнена кварцовим піском, в якому розташована плавка вставка із декількох мідних дротів на які посередині напаяні олов'яні кульки. Цей запобіжник також забезпечує обмеження струму к.з.

Промисловість випускає насипні нерозбірні запобіжники ПП 31 на струм 32...1000 А і напругу 660В. Всі струмоведучі частини і плавка вставка запобіжника ПП31 виготовлені із алюмінію.

В сільських електричних мережах на напругу вище 1 кВ застосовують запобіжники ПКТ (ПК), ПКН (ПКТ), ПКНУ, ПВТ (ПС, ПСН) та ін. (в дужках вказано застаріле маркування).

Найбільш поширені запобіжники **ПКТ-10 (ПК-10)** на напругу 10 кВ (рисунок 3.5), які встановлюють на стороні вищої напруги сільських трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ.



a – на струм до 7,5А; *б* – на струм 10...400 А; *в* – запобіжник ПКТ у зібраному вигляді

Рисунок 3.5 – Плавкий запобіжник типу ПКТ (ПК)

Патрон 3 запобіжника виготовляють із фарфорової трубки із латунними ковпачками 2 та кришками 1, яка заповнена кварцовим піском 5. Плавкі вставки виготовляють із посрібленого мідного дроту, які намотані на ребристе керамічне осердя (на струм до 7,5 А). При струмах 10...400 А встановлюють паралельно декілька спіральних вставок. На плавких вставках застосовують металургійний ефект.

Про спрацювання сигналізує покажчик 6, який викидається пружиною 7. В нормальному стані покажчик утримується сталлюю вставкою, яка перегоряє слідом за робочими.

Для захисту вимірювальних трансформаторів напруги застосовують запобіжники типу **ПКН (ПКТ)**. На відміну від запобіжника ПКТ (ПК) їх плавка вставка виготовляється із константанового дроту, який намотаний на керамічне осердя.

Завдяки високому опору і малому перерізу плавкої вставки забезпечується значний ефект обмеження струму к.з.

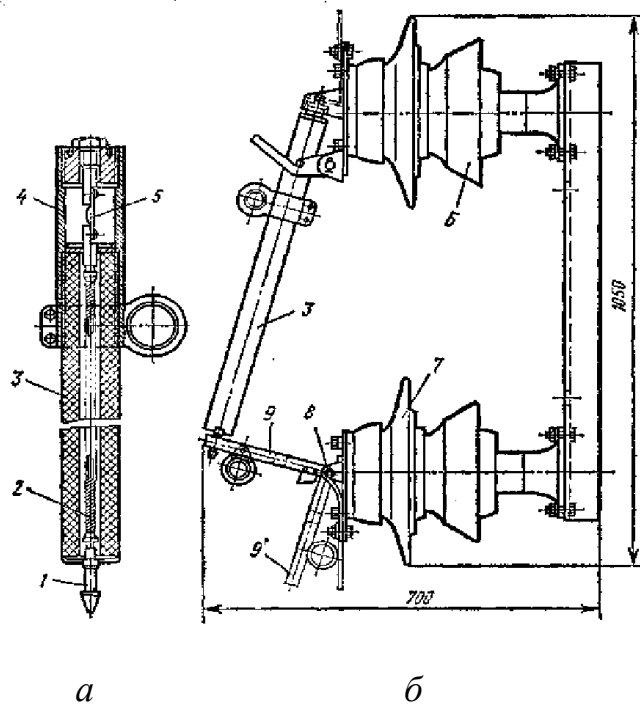
Запобіжники ПКН мають менші габарити в порівнянні із ПКТ і не мають покажчика спрацювання.

ПКНУ – теж саме що і ПКН, але посилений, розрахований на відключення к.з. необмеженої потужності.

Запобіжники типу **ПВТ (ПС, ПСН)** (рисунок 3.6), вихлопні (стріляючі), виготовляють на напругу 10...110 кВ. Вони призначені для встановлення у відкритих розподільчих пристроях.

В сільських електричних мережах широко застосовуються запобіжники **ПВТ-35 (ПС-35)** для захисту трансформаторів напругою 35/10 кВ.

Патрон запобіжника має металевий патрубок 4, у металевий патрубок встановлена трубка 3 із газогенеруючого матеріалу (вініпласт). Плавка вставка 5 виготовляється із посрібленого мідного дроту із олов'яною кулькою. Паралельно до основної вставки розміщена стална вставка. Одним кінцем вставка закріплена до металевого патрубку, а іншим – до гнучкого зв'язку 2. При перегорянні плавкої вставки (мідної і сталної) поводок витягується із трубки підпружиненим важелем 9 за наконечник 1. В трубці створюється високий тиск газів, які створюють після виходу гнучкого зв'язку із каналу потужне поздовжнє дуття яке деформує і гасить дугу.



a – патрон запобіжника; *б* – запобіжник ПВТ у зібраному вигляді
Рисунок 3.6 – Плавкий запобіжник типу ПВТ (ПС)

В модернізованих запобіжниках **ПВТ-35 МУ** в металевий патрубкок встановлено мідний клапан, що закриває поперечний отвір для дуття. При гасінні великих струмів к.з. тиск газу достатній для спрацювання клапану і створення поперечного дуття. При гасінні дуги із незначними струмами клапан не спрацьовує і гасіння дуги відбувається за рахунок високого тиску в патроні. Запобіжник ПВТ не забезпечує ефект обмеження струму к.з.

На базі запобіжників ПВТ розроблені керовані запобіжники на напругу 35 та 110 кВ, наприклад запобіжник **УПС-35**.

Гнучкий зв'язок 2 запобіжника УПС-35 з'єднаний із плавкою вставкою 5 не жорстко, а через контактну систему, яка забезпечує механічне розривання кола плавкої вставки під впливом привода при спрацюванні релейного захисту. При значних струмах к.з. плавка вставка запобіжника перегоряє раніше, ніж спрацює релейний захист. Існують також варіанти керованих запобіжників без плавкої вставки.

5 Порядок проведення роботи

При виконанні лабораторної роботи необхідно:

5.1 За стендами вивчити конструкцію плавких запобіжників типу ПР2. Звернути увагу на форму плавкої вставки, матеріал трубки й особливості роботи при різних струмах.

5.2 За стендами вивчити конструкцію запобіжників типу ПН2 та НПН2. Звернути увагу на наявність декількох паралельних вставок.

5.3 За стендом вивчити конструкцію запобіжника типу ПКТ. Звернути увагу на забезпечення герметичності, розташування плавких вставок, наявності покажчика спрацьовування, олов'яних кульок і різні перетини по довжині вставок.

5.4. За стендом вивчити конструкцію та принцип роботи запобіжника типу ПВТ. Звернути увагу на правила його установки.

5.5 Вивчити процес гасіння дуги в досліджуваних запобіжниках. Звернути увагу на ефект обмеження струму та перенапруги.

5.6 Ознайомитися з порядком вибору запобіжників.

6 Зміст звіту

У звіті необхідно представити:

6.1 Ескізи різних типів запобіжників.

6.2 Технічні характеристики запобіжників, що розглядаються.

6.3 Принцип дії та гасіння дуги у запобіжниках різних типів.

6.4 Відповіді на контрольні запитання.

7 Контрольні запитання

7.1 Яке призначення запобіжників?

7.2 Які основні елементи конструкції будь-якого запобіжника?

7.3 Що таке номінальний струм запобіжника?

7.4 Що таке номінальний струм плавкої вставки?

7.5 Які матеріали використовують для виготовлення плавких вставок, їх переваги та недоліки?

7.6 Яке призначення плавких вставок запобіжників?

7.7 Поясніть конструкцію запобіжника типу ПР2 і процес гасіння дуги в ньому.

7.8 Поясніть конструкцію запобіжників типу ПН2 та НПН2 і процес гасіння дуги в них.

7.9 Поясніть конструкцію запобіжників типу ПКТ і процес гасіння дуги в них.

7.10 **Як працює покажчик спрацьовування запобіжника типу ПКТ?**

7.11 Поясніть конструкцію вихлопних (стріляючих запобіжників) типу ПВТ і процес гасіння дуги в них.

7.12 Чому у низьковольтних запобіжниках ПР2 плавка вставка виконується із звуженими місцями?

7.13 З якою метою у запобіжниках типу ПКТ використовують плавкі вставки різного перерізу та довжини?

7.14 Чим відрізняються запобіжники типу ПКТ від запобіжників ПКН?

7.15 **Який принцип дії керованого запобіжника?**

7.16 Які якості запобіжника типу ПР2 залежать від форми його плавкої вставки?

7.17 **Чим забезпечується ефект обмеження струму у запобіжниках типу ПН2 та НПН2?**

7.18 Яке призначення олов'яних кульок на плавких вставках запобіжника типу ПКТ?

7.19 Які конструктивні відмінності між запобіжниками ПКТ на 7,5А та н 10...400 А?

7.20 **За якими параметрами виконують вибір плавких запобіжників?**

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 4

ДОСЛІДЖЕННЯ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ РАДІАЛЬНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

1 Мета роботи

Дослідити залежність основних електричних параметрів від струму навантаження в радіальній лінії електропередачі з одним навантаженням на кінці.

2 Програма роботи

2.1 Ознайомитися з класифікацією та конструктивним виконанням електричних мереж напругою 0,38...110 кВ.

2.2 Ознайомитися із поняттям «спад (падіння) напруги» та «втрата напруги» в електричній мережі.

2.3 Дослідити залежність напруги, потужності, к.к.д. ЛЕП від струму навантаження.

2.4 Побудувати векторну діаграму напруг, радіальної лінії з одним навантаженням на кінці для одного з дослідів.

2.5 Побудувати в прямокутній системі координат залежності U_1 , U_2 , ΔU , P_1 , P_2 , $\cos\varphi_1$, $\cos\varphi_2$, η від струму навантаження $I_{нав}$.

3 Вказівки з підготовки до лабораторної роботи

При підготовці до лабораторної роботи необхідно:

3.1 Вивчити теоретичний матеріал за темою: «Розрахунок електричних мереж за втратою напруги» [2 с. 89-100; 3 с. 90-101; 4 с. 96-101; 5 с. 84-90; 7 с. 42-46; 8. с. 268-269; 9 с. 59-65].

3.2 Ознайомитися, як залежать втрати потужності в лінії від струму навантаження.

3.3 Ознайомитися зі схемою лабораторної установки (рисунок 4.4) і привести її в звіті.

3.4 Підготувати таблицю 4.1.

3.5 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

4 Теоретичні відомості

Спад і втрата напруги в мережах змінного струму

У сільських районах для електропостачання споживачів переважають розімкнені – *радіальні* електричні мережі (рисунок 4.1). Спорудження радіальних мереж потребує меншої витрати засобів і матеріалів.

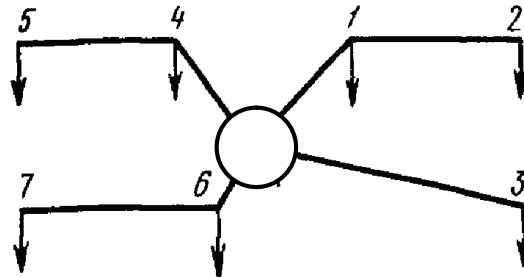
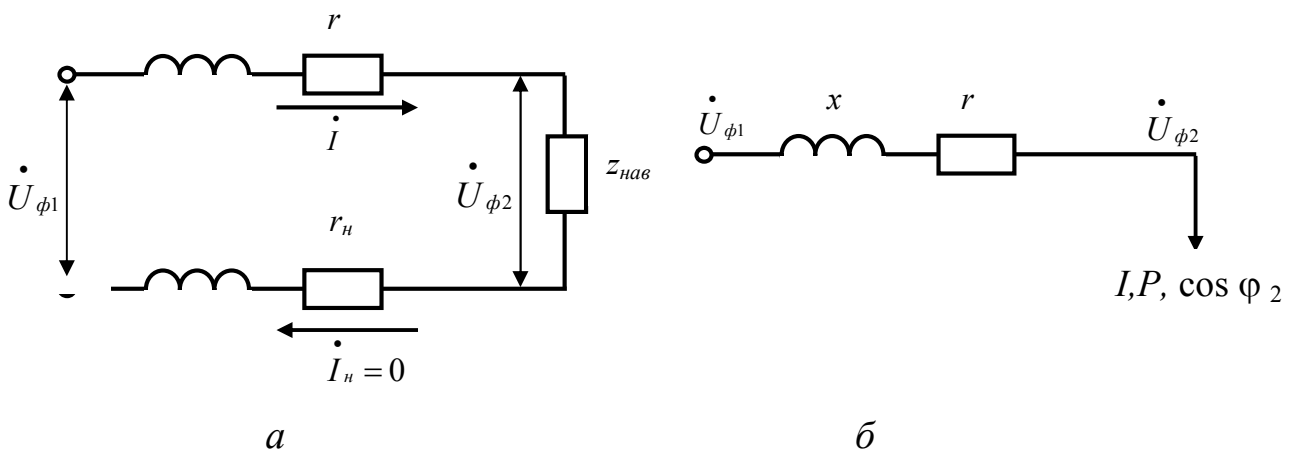


Рисунок 4.1 – Радіальна електрична мережа

Розглянемо одну фазу лінії трифазного змінного струму із навантаженням на кінці (рисунок 4.2, а). Розрахунок будемо вести для фазних напруг та струмів.



а – розгорнута схема; б – однолінійна схема

Рисунок 4.2 – Одна фаза лінії трифазного струму із симетричним навантаженням на кінці

На рисунку 4.2 прийняті наступні позначення: $\dot{U}_{\phi 1}$ та $\dot{U}_{\phi 2}$ – фазні напруги, відповідно, на початку і в кінці лінії, \dot{I} – струм навантаження, $\cos \varphi_2$ – коефіцієнт потужності навантаження, r – активний опір проводу, x – індуктивний опір проводу, $Z_{нав}$ – опір навантаження.

Струм, що проходить по провіднику, створює в ньому спад напруги. Тому напруга в кінці лінії відрізняється від напруги на її початку. Вектор спаду напруги в активному опорі збігається за напрямом із вектором стру-

му, а вектор спаду напруги в індуктивному опорі випереджає вектор струму на 90^0 . Тому, в загальному випадку, вектор напруги в кінці лінії відрізняється від вектора напруги на початку лінії не лише за значенням, а й за напрямом.

Для запропонованої схеми побудуємо векторну діаграму (рисунок 4.3). Відкладаємо вектор напруги на початку лінії $\dot{U}_{\phi 1}$. Під кутом φ_1 до нього відкладаємо вектор струму \dot{I} . Щоб отримати вектор напруги в кінці лінії $\dot{U}_{\phi 2}$ необхідно від напруги на початку лінії відняти спад напруги в ній:

$$\dot{U}_{\phi 2} = \dot{U}_{\phi 1} - \dot{I} \cdot z. \quad (4.1)$$

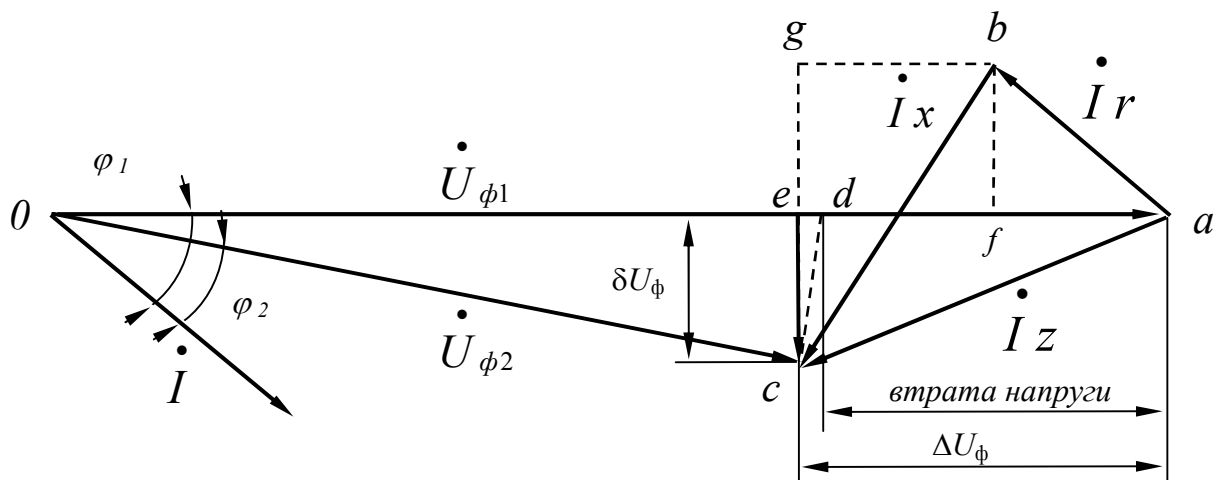


Рисунок 4.3 – Векторна діаграма для однієї фази трифазної лінії із навантаженням в кінці

Для цього з кінця вектора напруги $\dot{U}_{\phi 1}$ (0 a) паралельно вектору струму \dot{I} , але в протилежному напрямку відкласти вектор спаду напруги в активному опорі $\dot{I} \cdot r$ (a b), а під кутом 90^0 до нього відкласти вектор спаду напруги в реактивному опорі $\dot{I} \cdot x$ (b c). Вектор $\dot{I} \cdot z$ (a c) і буде спадом напруги в повному опорі магістралі. Сполучивши точку 0 з точкою c, отримаємо вектор напруги в кінці лінії $\dot{U}_{\phi 2}$ (0 c).

Геометрична різниця між вектором напруги на початку і в кінці лінії називається **спадом (падінням) напруги**:

$$\bar{a}c = \bar{0}a - \bar{0}c = \dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2} = \dot{I}z. \quad (4.2)$$

Якщо в напрямку вектора $\dot{U}_{\phi 1}$ ($0a$) відкласти значення вектора напруги в кінці лінії $\dot{U}_{\phi 2}$ ($0d$), то матимемо відрізок ad – алгебраїчну різницю. Алгебраїчну різницю між напругою на початку лінії і в кінці називають **втратою напруги**:

$$ad = 0a - 0c = 0a - 0d = U_{\phi 1} - U_{\phi 2}. \quad (4.3)$$

Спад напруги можна розглядати не лише як суму його активної і реактивної складових. Опустивши з точки c перпендикуляр на напрямок вектора $\dot{U}_{\phi 1}$ ($0a$), із трикутника aec матимемо:

$$\dot{I}z = ac = \sqrt{(ae)^2 + (ec)^2}. \quad (4.4)$$

Відрізок ae називають **поздовжньою складовою спаду напруги** і позначають ΔU_{ϕ} .

Відрізок ec називають **поперечною складовою спаду напруги** і позначають δU_{ϕ} .

Опустивши перпендикуляр з точки b на вектор $\dot{U}_{\phi 1}$ ($0a$), і побудувавши прямокутник $egbf$, матимемо:

$$\Delta U_{\phi} = af + fe = af + bg = I \cdot r \cdot \cos \varphi + I \cdot x \cdot \sin \varphi. \quad (4.5)$$

$$\delta U_{\phi} = ec = gc - bf = I \cdot x \cdot \cos \varphi - I \cdot r \cdot \sin \varphi. \quad (4.6)$$

Міжфазна складова напруги більша від фазної в $\sqrt{3}$ рази, тому для поздовжньої складової міжфазної (лінійної) напруги можна записати:

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} (I \cdot r \cdot \cos \varphi + I \cdot x \cdot \sin \varphi) = \sqrt{3} (I_a \cdot r + I_p \cdot x), \quad (4.7)$$

а для поперечної складової міжфазної (лінійної) напруги:

$$\delta U = \sqrt{3} \delta U_{\phi} = \sqrt{3} (I \cdot x \cdot \cos \varphi - I \cdot r \cdot \sin \varphi) = \sqrt{3} (I_a \cdot x - I_p \cdot r). \quad (4.8)$$

Для споживачів значення має не фаза, а абсолютне значення напруги, тому мережі розраховують не за спадом, а за втратою напруги.

З векторної діаграми (рисунок 4.2) видно, що за значенням втрата напруги відрізняється від поздовжньої складової спаду напруги на незначний за довжиною відрізок ea . Тому, для практичних розрахунків, в електричних мережах напругою до 35 кВ включно втрату напруги прирівнюють поздовжній складовій спаду напруги:

$$da = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} \approx ea = \Delta U_{\phi}. \quad (4.9)$$

Похибка від такого припущення не перебільшує 5 %. Лінійна втрата напруги при цьому, якщо $\phi_2 = \phi$:

$$\Delta U = \sqrt{3} (I \cdot r \cdot \cos \phi + I \cdot x \cdot \sin \phi) = \sqrt{3} (I_a \cdot r + I_p \cdot x), \quad (4.10)$$

або

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_n}. \quad (4.11)$$

5 Порядок проведення роботи

При виконанні лабораторної роботи необхідно:

5.1 Зібрати схему лабораторної установки. Переконалися в правильності зібраної схеми (рисунок 4.3).

5.2 Розімкнути контакт перемикача S2. Замкнути контакт перемикача S1. За допомогою ЛАТРа встановити напругу $U = 80$ В і підтримувати її незмінною протягом усього досліду.

5.3 Змінюючи режим роботи лінії від холостого ходу до короткого замикання, занести показання приладів у таблицю 4.1.

При холостому ході лінії контакт перемикача S1 замкнений, а контакти перемикачів S2 та S3 – розімкнуті.

При короткому замиканні контакти перемикачів S1, S2 та S3 – замкнуті.

При робочому режимі лінії контакти перемикачів S1 та S2 замкнуті, а S3 – розімкнутий. Сила електричного струму лінії змінюється за допомогою опору навантаження через 0,5 А.

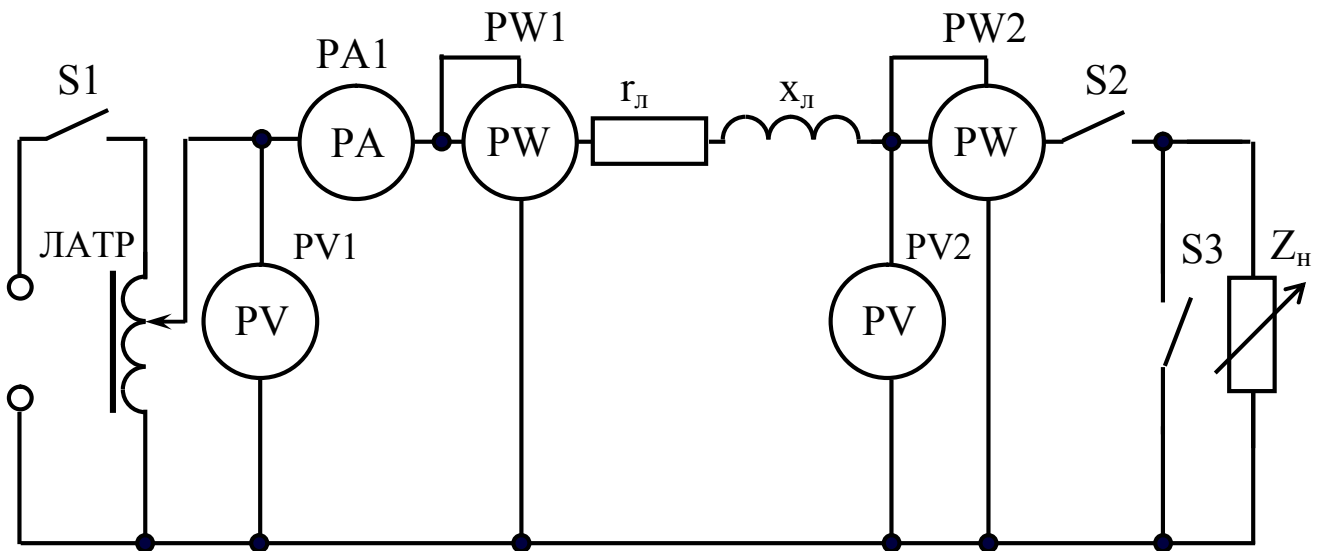


Рисунок 4.3 – Схема лабораторної установки

Таблиця 4.1 – Результати дослідів та обчислень

Виміряти					Обчислити					
I , А	U_1 , В	U_2 , В	P_1 , Вт	P_2 , Вт	S_1 , ВА	S_2 , ВА	$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	η , %	ΔU , В

6 Зміст звіту

У звіті необхідно представити:

6.1 Класифікацію електричних мереж напругою 0,38...110 кВ.

6.2 Визначення «спад (падіння) напруги» та «втрата напруги».

6.3 Схему заміщення радіальної лінії з одним навантаженням на кінці.

6.4 Таблицю вимірів та обчислень.

6.5 Векторну діаграму напруг напруг радіальної лінії з одним навантаженням на кінці для одного з дослідів, заданих викладачем. Прийняти $r_{\text{Л}} = 15 \text{ Ом}$ і $x_{\text{Л}} = 12,5 \text{ Ом}$.

6.6 Залежності U_1 , U_2 , ΔU , P_1 , P_2 , $\cos\varphi_1$, $\cos\varphi_2$, η від струму навантаження $I_{\text{нав}}$.

6.7 Висновки про характер зміни величин, зазначених у попередньому пункті, при зміні струму навантаження.

6.8 Відповіді на контрольні запитання.

7 Контрольні запитання

7.1 Що називається спадом (падінням) напруги?

7.2 Що називається втратою напруги?

7.3 Що називають активною та реактивною складовою спаду напруги в колах змінного струму?

7.4 Що називають поздовжньою та поперечною складовою спаду напруги в колах змінного струму?

7.5 У яких випадках при розрахунках нехтують поперечною складовою втрати напруги?

7.6 Покажіть на векторній діаграмі втрату напруги, поздовжню складову спаду напруги, активну і реактивну складові втрати напруги.

7.7 Від чого залежать втрати активної потужності в ЛЕП?

7.8 Куди витрачається потужність, що підводиться на початку лінії, при к.з. в кінці лінії?

7.9 Як визначається к.к.д. лінії електропередачі?

7.10 Що спричинює активний опір проводів ЛЕП?

7.11 Від чого залежить реактивних опір проводів?

7.12 Що таке внутрішній і зовнішній індуктивний опір проводу?

7.13 Чому індуктивний опір кабелю менший від індуктивного опору повітряних проводів?

7.14 Як визначити втрату напруги у розгалуженій мережі?

7.15 В якому випадку при розрахунках можна знехтувати індуктивним опором лінії?

7.16 При яких умовах відбувається передача електричної енергії в ЛЕП з найменшими втратами потужності?

7.17 При яких умовах відбувається максимальна передача електроенергії в ЛЕП?

7.18 Чим відрізняється опір сталевих проводів від опору проводів із кольорового металу?

7.19 Від чого залежать зовнішня та внутрішня складова частина індуктивного опору сталевих проводів?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 5

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЛІНІЇ ІЗ ДВОСТОРОННІМ ЖИВЛЕННЯМ

1 Мета роботи

Експериментальним шляхом встановити точки розділу струму, активної та реактивної потужності, розподіл напруги уздовж лінії при нормальному та при аварійних режимах роботи лінії з двостороннім живленням.

2 Програма роботи

2.1 Ознайомитися з класифікацією та конструктивним виконанням замкнутих електричних мереж напругою 0,38...110 кВ.

2.2 Ознайомитися із принципом розподілу струмів та потужностей в лінії із двостороннім живленням.

2.3 Визначити точку розподілу струму та потужності в лінії з двостороннім живленням при однакових і різних напругах джерел живлення.

2.4 Побудувати схеми розподілу струмів та потужностей у лінії із двостороннім живленням при різних режимах роботи (при однакових і різних напругах джерел живлення).

2.5 Побудувати епюри розподілу напруги у лінії із двостороннім живленням при різних режимах роботи.

3 Вказівки з підготовки до лабораторної роботи

При підготовці до лабораторної роботи необхідно:

3.1 Вивчити теоретичний матеріал за темою: «Розрахунок замкнутих мереж» [2 с.117-131; 3 с.120-134; 4 с.131-140; 5 с.108-118; 7 с. 80-83].

3.2 Ознайомитися зі схемою експериментальної установки (рисунком 5.3) і привести її в звіті.

3.3 Підготувати таблицю 5.1.

3.4 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

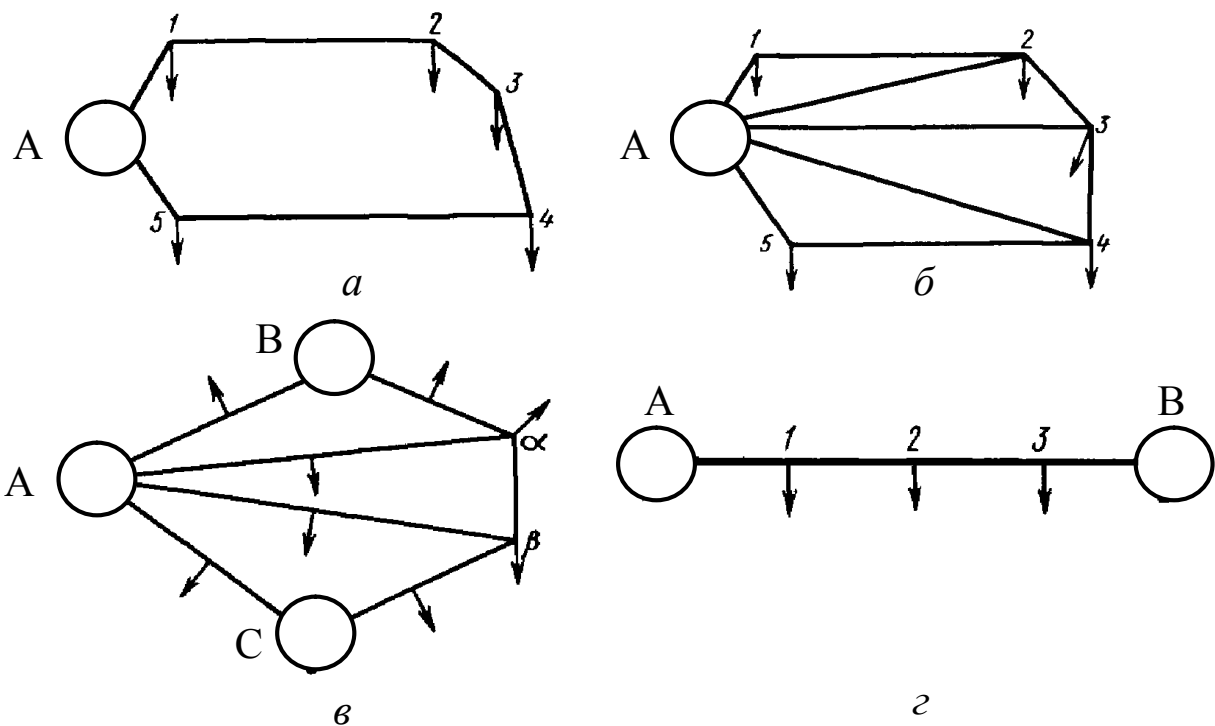
4 Теоретичні відомості

4.1 Замкнуті електричні мережі

У сільських районах переважають радіальні електричні мережі. Спорудження радіальних мереж потребує меншої витрати коштів і матеріалів. Проте у них є істотний недолік. При пошкодженні лінії, особливо на її початку, припиняється електропостачання всіх споживачів, приєднаних до неї.

У сільському господарстві з'являється все більше споживачів, перерви в електропостачанні яких приводять до значних втрат. Електропостачання відповідальних споживачів має бути надійним. Такій вимозі радіальні мережі задовольняють не повністю, тому застосовують замкнуті електричні мережі.

Замкнутою називають електричну мережу, магістральні лінії якої отримують живлення не менше чим з двох сторін. У цій мережі (рисунок 5.1) обрив магістралі в будь-якому місці не порушує електропостачання усіх споживачів.



a, б – проста і складна з одним джерелом живлення; *в* – складна з декількома джерелами живлення; *г* – лінія з двостороннім живленням; А, В і С – джерела живлення; α і β – вузлові точки

Рисунок 5.1 – Схеми замкнутих електричних мереж

Якщо в мережі будуть проведені додаткові внутрішні лінії А-2, А-3 і А-4 (рисунок 5.1, б), то точки 2...4 отримують живлення з трьох сторін і їх називають вузловими або вузлами. У цій мережі при обриві лінії на будь-якій з ділянок електропостачання всіх споживачів надійніше, ніж в простій замкнутій мережі (рисунок 5.1, а).

Мережі, зображені на рисунку 5.1, а і б, забезпечені одним джерелом живлення А. При виході його з ладу припиняється електропостачання всіх споживачів цих мереж. Для підвищення надійності електропостачання потрібно збільшити число джерел живлення в мережі.

Проста замкнута мережа з двома джерелами живлення А і В (рисунок 5.1, з) називається лінією з двостороннім живленням. У такій лінії обрив проводів і навіть вихід з ладу одного з джерел живлення не порушує електропостачання всіх або більшої частини споживачів електроенергії.

Складна замкнута мережа (рисунок 5.1, в) з декількома джерелами живлення забезпечує найбільш високу надійність електропостачання.

Недоліки замкнутих мереж полягають в значно більшій вартості і витраті матеріалів. Крім того, захист замкнутих мереж від коротких замикань складніший, ніж захист радіальних. Цим і пояснюється те, що замкнуті мережі в сільському господарстві застосовують недостатньо. Їх використовують у вигляді ліній з двостороннім живленням (рисунок 5.1, з).

4.2 Лінії з двостороннім живленням

Припустимо, є лінія (рисунок 5.2) з двома джерелами живлення А і В і навантаженнями i_1, i_2, i_3 . Позначимо струми, що протікають по ділянках, опори і довжини ділянок відповідними індексами. Наприклад, на ділянці 1-2 струм I_{1-2} опір Z_{1-2} і довжина l_{1-2} . Лінія виконана проводами з кольорового металу. У загальному випадку напруги джерел живлення не рівні, тобто $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$. Передбачимо, що точка 2 отримує живлення з двох сторін. Її називають точкою струморозподілу і позначають значком трикутника.

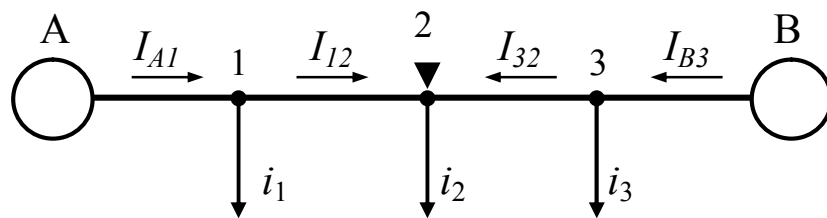


Рисунок 5.2 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням

Падіння напруги на ділянках А-2 і В-2:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_2 = \sqrt{3}(\dot{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-1} + \dot{I}_{1-2} \underline{Z}_{1-2}); \quad (5.1)$$

$$\dot{U}_B - \dot{U}_2 = \sqrt{3}(\dot{I}_{B-3} \underline{Z}_{B-3} + \dot{I}_{3-2} \underline{Z}_{3-2}). \quad (5.2)$$

Значення струмів \dot{I}_{A-1} і \dot{I}_{B-3} джерел живлення А і В:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\dot{i}_1 \underline{Z}_{1-B} + \dot{i}_2 \underline{Z}_{2-B} + \dot{i}_3 \underline{Z}_{3-B}}{\underline{Z}_{A-B}} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\Sigma \dot{i}_i \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (5.3)$$

$$\dot{I}_{B-3} = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\dot{i}_3 \underline{Z}_{3-A} + \dot{i}_2 \underline{Z}_{2-A} + \dot{i}_1 \underline{Z}_{1-A}}{\underline{Z}_{A-B}} = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\Sigma \dot{i}_i \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (5.4)$$

Першу складову струму джерела живлення називають **зрівняльним струмом**. Вона обумовлена різницею напруги живлячих пунктів і зсувом фаз між цією напругою. Друга складова обумовлена лише навантаженнями, її називають **лінійним струмом навантаження**.

Сума струмів джерел живлення дорівнює сумі струмів навантажень:

$$\dot{I}_{A-1} + \dot{I}_{B-3} = \dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3$$

Лінійні струми виражені через струм \dot{I}_{A-1} і струми навантажень:

$$\dot{I}_{B-3} = \dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3 - \dot{I}_{A-1};$$

$$\dot{I}_{3-2} = \dot{i}_1 + \dot{i}_2 - \dot{I}_{A-1};$$

$$\dot{I}_{1-2} = \dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1.$$

Лінійні струми виражені через струм \dot{I}_{B-3} і струми навантажень:

$$\dot{I}_{A-1} = \dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3 - \dot{I}_{B-3};$$

$$\dot{I}_{1-2} = \dot{i}_2 + \dot{i}_3 - \dot{I}_{B-3};$$

$$\dot{I}_{2-3} = \dot{I}_{B-3} - \dot{i}_3.$$

Значення повних потужностей \underline{S}_{A-1} і \underline{S}_{B-3} джерел живлення А і В:

$$\underline{S}_{A-1} = \frac{U_H (\dot{U}_A - \dot{U}_B)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\Sigma \underline{S}_i \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (5.5)$$

$$\underline{S}_{B-3} = \frac{U_H (\dot{U}_B - \dot{U}_A)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\Sigma \underline{S}_i \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (5.6)$$

де U_H – номінальна напруга мережі; S_i – повна потужність навантаження в точці i .

Окремі випадки застосування формул (5.3)...(5.6).

1. Напруга джерел живлення рівна, тобто $\dot{U}_A = \dot{U}_B$. В цьому випадку зрівняльні струми дорівнюють нулю, і для визначення струмів від обох джерел живлення використовують лише другі члени правої частини рівнянь (5.3)...(5.6):

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum \dot{I}_i \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad \dot{I}_{B-3} = \frac{\sum \dot{I}_i \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (5.7)$$

$$\underline{S}_{A-1} = \frac{\sum \underline{S}_i \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad \underline{S}_{B-3} = \frac{\sum \underline{S}_i \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (5.8)$$

2. Напруга джерел живлення рівна $\dot{U}_A = \dot{U}_B$ і, крім того, вся лінія виконана проводом однакового перерізу, матеріалу і конструкції:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum \dot{I}_i l_{i-B}}{l_{A-B}}; \quad \dot{I}_{B-3} = \frac{\sum \dot{I}_i l_{i-A}}{l_{A-B}}. \quad (5.9)$$

$$\underline{S}_{A-1} = \frac{\sum \underline{S}_i l_{i-B}}{l_{A-B}}; \quad \underline{S}_{B-3} = \frac{\sum \underline{S}_i l_{i-A}}{l_{A-B}}. \quad (5.10)$$

Розподіл активної P та реактивної Q потужностей можна визначити окремо, підставивши у вирази (5.5) та (5.6) P_i або Q_i замість S_i .

Розрахунок аварійного режиму при відключенні одного із джерел живлення виконується аналогічно, як для радіальної лінії (з одним джерелом живлення).

Коли відомий розподіл потужностей, втрати напруги на ділянках лінії із двостороннім живленням визначають так, як і для радіальної лінії:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_n}. \quad (5.11)$$

Максимальною втратою напруги нормального режиму роботи лінії з двостороннім живленням є сума втрат напруги на окремих ділянках лінії від джерела живлення до точки струморозподілу:

$$\Delta U_{\max} = \Delta U_{A-1} + \Delta U_{1-2} + \dots + \Delta U_i. \quad (5.12)$$

За експериментальними даними ΔU_{\max} можна визначити як різницю між напругою джерела живлення U_A та напругою у точці струмоподілу U_n :

$$\Delta U_{\max} = U_A - U_n. \quad (5.13)$$

5 Порядок проведення роботи

При виконанні лабораторної роботи необхідно:

5.1 Зібрати схему лабораторної установки. Переконалися в правильності зібраної схеми (рисунок 5.3).

5.2 Дослідити схему заміщення лінії із двостороннім живленням.

5.2.1 Дослід №1.

Напруги джерел живлення А та В однакові: $U_A = 50 \text{ В}$, $U_B = 50 \text{ В}$.

– При відключених вимикачах S1 та S2 за допомогою автотрансформаторів установити напругу джерел живлення рівною 50 В.

– Замкнути контакти вимикачів S1 та S2. Підтримувати напругу незмінною на протязі дослідів.

– Виконати необхідні заміри в точках А, 1, 2, 3 та В (ХА, Х1, Х2, Х3 та ХВ). Результати вимірів записати в таблицю 5.1.

5.2.2 Дослід №2.

Напруги джерел живлення А та В різні: $U_A = 60 \text{ В}$, $U_B = 50 \text{ В}$.

– При відключених вимикачах S1 та S2 за допомогою автотрансформаторів установити напругу джерел живлення $U_A = 60 \text{ В}$, $U_B = 50 \text{ В}$.

– Замкнути контакти вимикачів S1 та S2. Підтримувати напругу незмінною на протязі дослідів $U_A = 60 \text{ В}$, $U_B = 50 \text{ В}$.

– Виконати необхідні заміри в точках А, 1, 2, 3 та В.

5.2.3 Дослід №3.

Аварійний режим роботи лінії, працює джерело живлення А:

$$U_A = 50 \text{ В}, \quad U_B = 0.$$

Виконати необхідні заміри в точках А, 1, 2, 3 та В.

5.2.4 Дослід №4.

Аварійний режим роботи лінії, працює джерело живлення В:

$$U_A = 0, \quad U_B = 50 \text{ В}.$$

Виконати необхідні заміри в точках А, 1, 2, 3 та В.

5.3 Визначити точку струморозподілу для дослідів №1 та №2.

5.4 Визначити точку розділу активної та реактивної потужності при однакових та різних напругах джерел живлення А та В (дослід №1, №2).

5.5 Визначити максимальну втрату напруги для заданих режимів роботи лінії.

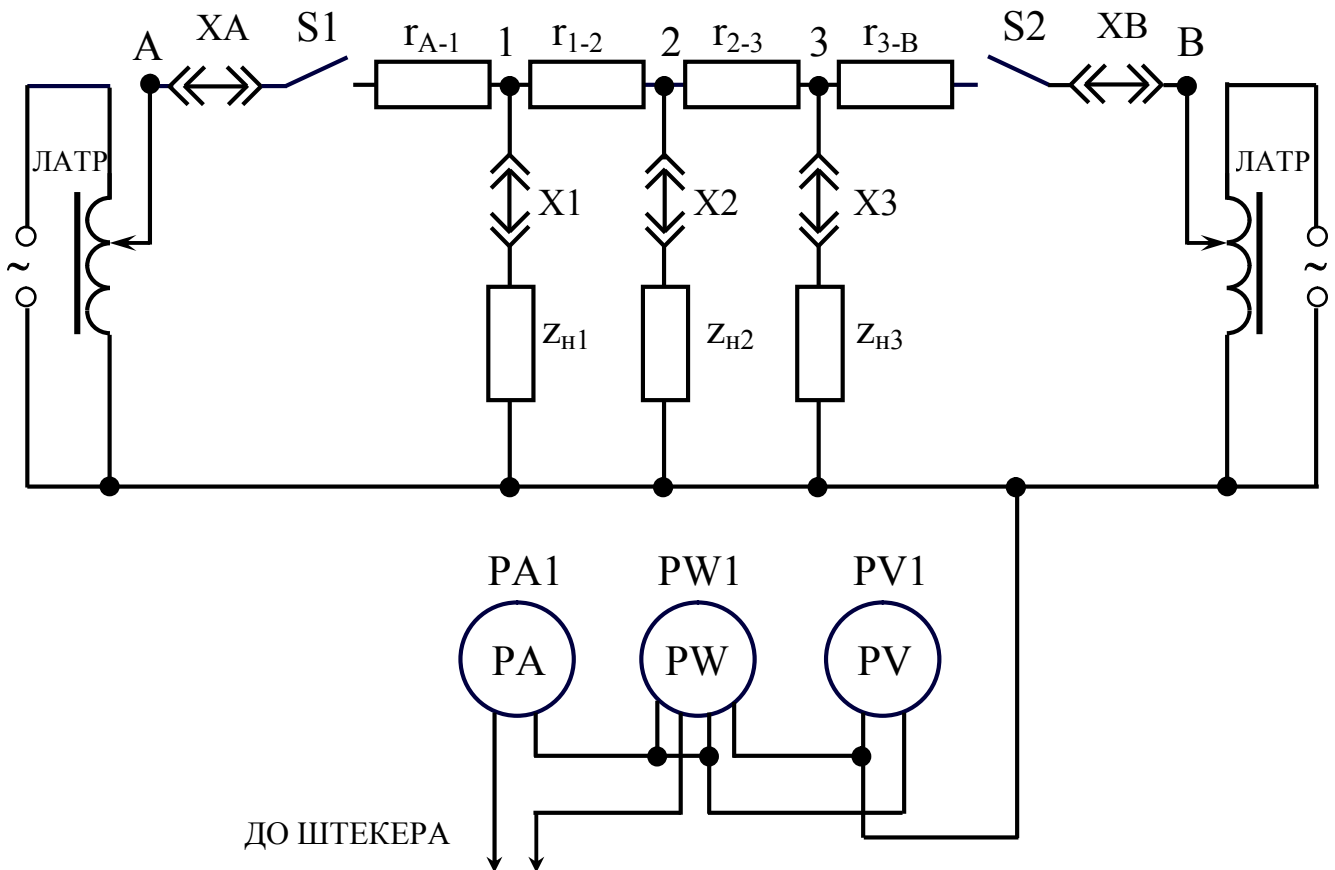


Рисунок 5.3 – Схема лабораторної установки

Таблиця 5.1 – Результати дослідів та обчислень

Найменування	Позначення	Точки мережі				
		A	1	2	3	B
дослід №1 $U_A = U_B = 50 \text{ В}$	$I, \text{ А}$					
	$U, \text{ В}$					
	$P, \text{ Вт}$					
	$S, \text{ ВА}$					
	$Q, \text{ Вар}$					
дослід №2 $U_A = 60 \text{ В},$ $U_B = 50 \text{ В}$	$I, \text{ А}$					
	$U, \text{ В}$					
	$P, \text{ Вт}$					
	$S, \text{ ВА}$					
	$Q, \text{ Вар}$					
дослід №3 $U_A = 50 \text{ В}, U_B = 0$	$U, \text{ В}$					
дослід №4 $U_A = 0, U_B = 50 \text{ В}$	$U, \text{ В}$					

6 Зміст звіту

У звіті необхідно представити:

6.1 Класифікацією замкнених електричних мереж.

6.2 Принципову схему експериментальної установки.

6.3 Таблицю вимірів та обчислень.

6.4 Схеми розподілу струмів у лінії із двостороннім живленням для різних режимів роботи.

6.5 Схеми розподілу активної та реактивної потужності у лінії із двостороннім живленням для різних режимів роботи.

6.6 Епюри розподілу напруги у лінії із двостороннім живленням для різних режимів роботи.

6.7 Відповіді на контрольні запитання.

6 Контрольні запитання

7.1 Які електричні мережі називають замкнутими?

7.2 Чим відрізняються складні замкнуті мережі від простих?

7.3 Переваги і недоліки замкнених електричних мереж.

7.4 **Що називається вузловими точками замкнутої мережі?**

7.5 Лінія із двостороннім живленням, її переваги та недоліки.

7.6 **Для якої категорії споживачів рекомендується електричні мережі виконувати замкнутими і чому?**

7.7 Що таке точка струморозподілу?

7.8 Що таке точка розподілу потужності?

7.9 Як знайти на схемі мережі точку струморозподілу?

7.10 Як знайти розподіл потужностей (струмів) у схемі із двостороннім живленням?

7.11 **Які фактори впливають на величину напруги мережі?**

7.12 **У чому полягає складність розрахунку лінії із двостороннім живленням?**

7.13 Як визначити максимальні втрати напруги в лінії із двостороннім живленням у нормальному й аварійному режимах?

7.14 **Як визначити силу електричного струму (потужності), що витікає із джерела, в лінії із двостороннім живленням?**

7.15 Від яких показників залежить величина сили електричного струму, що витікає із джерела, в лінії із двостороннім живленням?

7.16 Що називається зрівняльним струмом в лінії з двостороннім живленням та чим він обумовлений?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №6

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РАДІАЛЬНІЙ МЕРЕЖІ ЗА ДОПОМОГОЮ СТАТИЧНИХ КОНДЕНСАТОРІВ

1 Мета роботи

Дослідити способи регулювання напруги в радіальній мережі за допомогою повздовжнього та поперечного вмикання конденсаторів.

2 Програма роботи

2.1 Ознайомитися із способами регулювання напруги в сільських радіальних мережах за допомогою статичних конденсаторів.

2.2 Ознайомитися із лабораторною установкою.

2.3 Виміряти напругу, струм і потужність на початку і в кінці лінії без регулювання та при компенсації реактивної потужності, розрахувати $\cos \varphi$.

2.4 Побудувати векторні діаграми для поздовжньої та поперечної компенсації для випадків, зазначених викладачем.

3 Вказівки з підготовки до лабораторної роботи

При підготовці до лабораторної роботи необхідно:

3.1 Вивчити теоретичний матеріал за темою: «Регулювання напруги в сільських електричних мережах» [1 гл. 5.6; 2. с. 150-152, 279-281; 3 с. 154-156, 294-297; 7 с. 90-96; 8 с. 284-287]

3.2 Ознайомитися зі схемою експериментальної установки (рисунок 6.3) і накреслити її в звіті.

3.3 Підготувати таблицю 6.1.

3.4 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

4 Теоретичні відомості

Регулювання напруги в сільських електричних мережах

Як відомо, сільські електричні розподільні мережі мають велику протяжність і відповідно великі втрати напруги в лініях і трансформаторах.

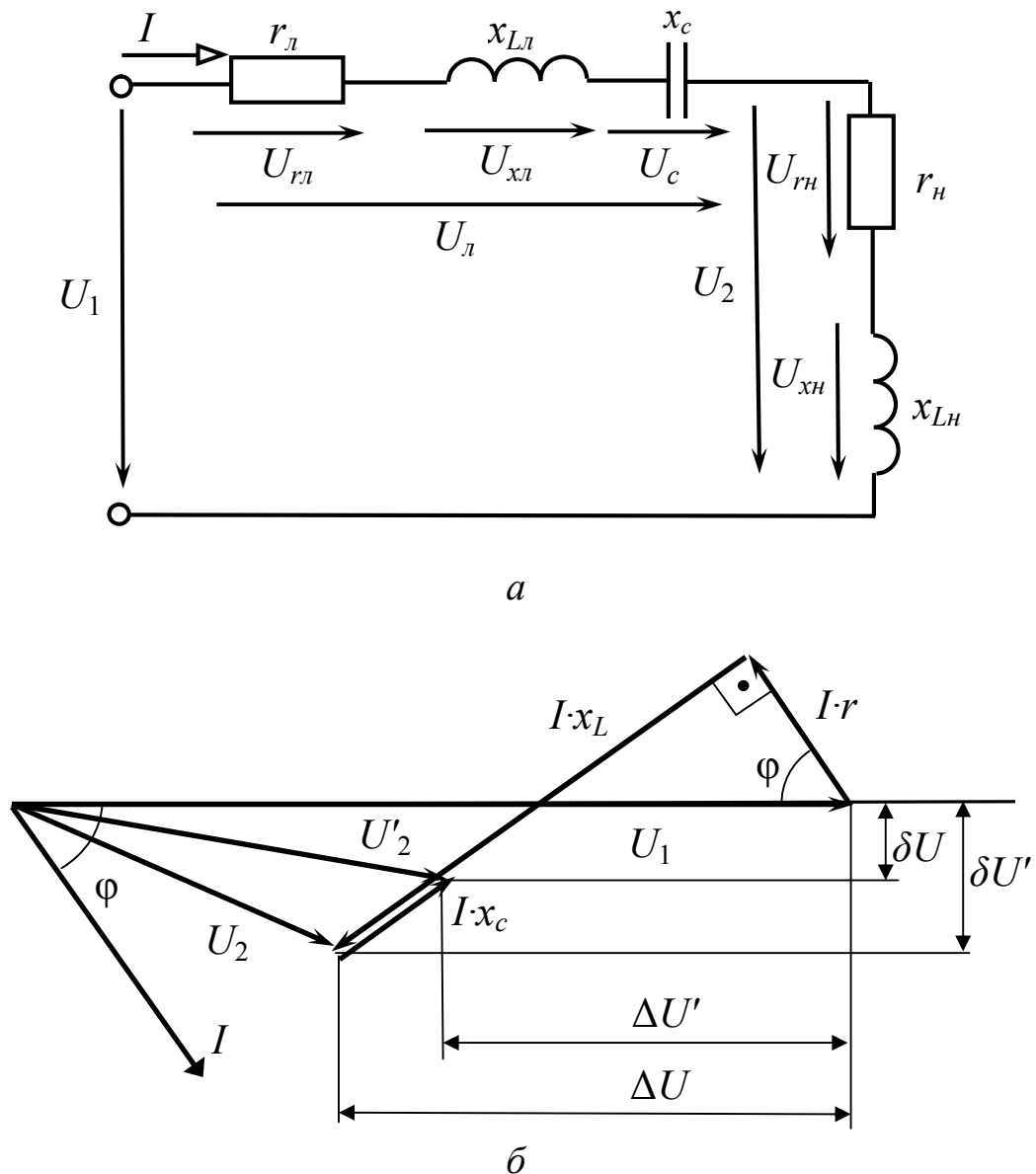
За вимогами ПУЕ, відхилення напруги у споживачів повинно знаходитися в межах $\pm 5\%$ від номінальної напруги. Для покращення якості

електроенергії часто доводиться реконструювати мережі, що вимагає значних капітальних витрат.

Іншим шляхом є регулювання напруги, що дає можливість вибирати проводи лінії за економічною густиною струму або за економічними інтервалами навантаження.

Одним із способів регулювання напруги є так звана поздовжня ємнісна компенсація (ПЄК), яка полягає в послідовному включенні в лінію електропередачі ємнісного опору у вигляді конденсаторів (рисунок 6.1).

Ємнісний опір частково або повністю компенсує індуктивний опір лінії, внаслідок чого в ній зменшуються втрати напруги, що зрештою приводить до підвищення напруги у споживачів U_2' (рисунок 6.1, б).



а – схема заміщення мережі; б – векторна діаграма
Рисунок 6.1 – Поздовжня ємнісна компенсація

Регулювання напруги в такий спосіб має ряд переваг перед іншими способами:

- ПЄК має порівняно просту конструкцію;
- компенсуючий ефект установки залежить від струму навантаження (розмір компенсації втрати напруги із зростанням навантаження зростає і, навпаки, знижується при її зменшенні).

Поздовжня і поперечна складова падіння напруги без компенсації потужності відповідно дорівнюють:

$$\Delta U = \sqrt{3} I(r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi); \quad (6.1)$$

$$\delta U = \sqrt{3} I(x \cdot \cos \varphi - r \cdot \sin \varphi), \quad (6.2)$$

де I – повний струм навантаження, А;
 r, x – відповідно активний і індуктивний опори лінії, Ом.

За наявності поздовжньої компенсації ці складові визначаються за виразами:

$$\Delta U = \sqrt{3} I(r \cdot \cos \varphi + (x - x_c) \cdot \sin \varphi), \quad (6.3)$$

$$\delta U = \sqrt{3} I((x - x_c) \cdot \cos \varphi - r \cdot \sin \varphi), \quad (6.4)$$

де x_c – ємнісний опір конденсаторів, включених послідовно в лінію, Ом.

У практичних розрахунках, зазвичай, поперечною складовою падіння напруги із-за її незначності нехтують. Тому з приведених вище формул маємо, що при поздовжній компенсації:

$$\Delta U_{рег} = \sqrt{3} I \cdot x_c, \quad (6.5)$$

де I – струм навантаження, А;
 x_c – ємнісний опір конденсатора, Ом.

Потужність конденсаторів визначається за виразом:

$$Q_c = 3 I^2 \cdot x_c, \quad (6.6)$$

де I – найбільший робочий струм лінії, А.

У практичних розрахунках потужність конденсаторів визначають виходячи з бажаного рівня напруги в мережі при відомому перерізі проводу за виразом:

$$Q_c = \frac{P}{\cos \varphi} \left[\sin \varphi - \sqrt{\left(\frac{U'}{U''}\right)^2 - (\cos \varphi)^2} \right], \quad (6.7)$$

де P – активна потужність, що проходить через конденсатор, Вт;

U' – напруга на входних (з боку живлення) затискачах конденсатора В;

U'' – напруга на вихідних (у бік споживача) затискачах конденсатора, В;

$$U'' = U' + \delta U_{\phi}, \quad (6.8)$$

де δU_{ϕ} – бажана надбавка напруги, що досягається включенням конденсаторів, В.

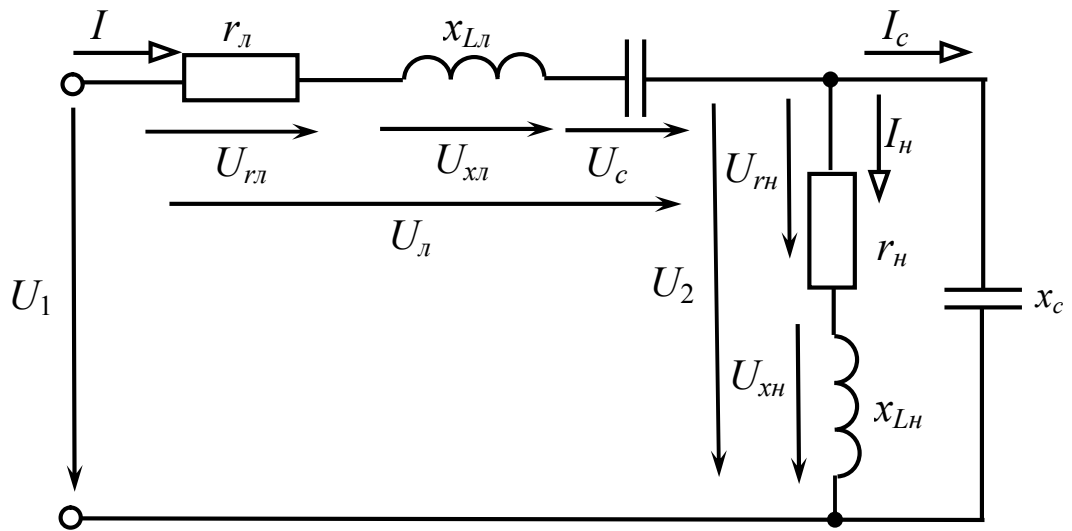
Векторна діаграма напруги без поздовжньої ємнісної компенсації та із нею представлена на рисунку 6.1, б.

Іншим способом зменшення втрат напруги в мережі є компенсація реактивної потужності споживачів або так звана поперечна ємнісна компенсація, при якій статичні конденсатори включаються паралельно навантаженню (рисунок 6.2).

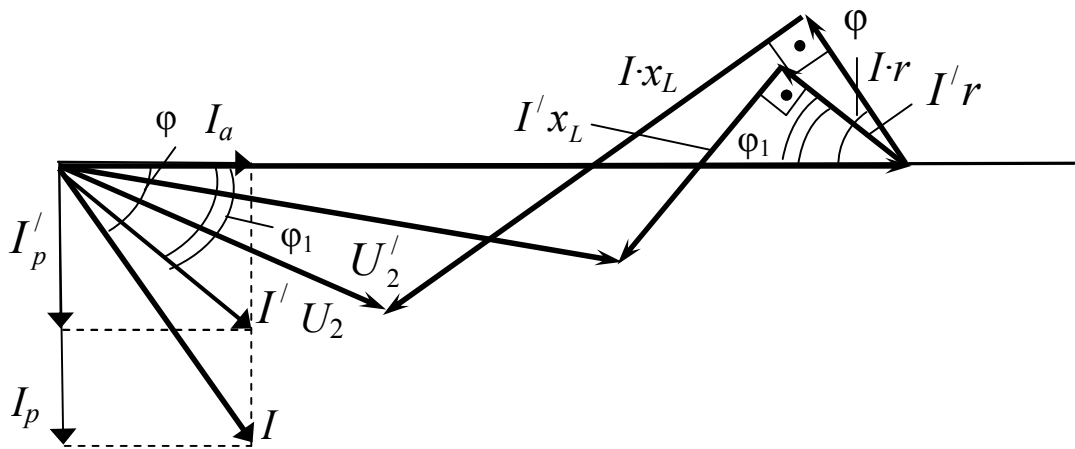
Як відомо, значна частина електроприймачів, що приєднані до електричної мережі, окрім активної потужності споживають також і реактивну.

Основними споживачами реактивної потужності в сільськогосподарському виробництві є асинхронні двигуни. Частина реактивної потужності втрачається в обмотках трансформаторів і в проводах ліній електропередачі. Передача реактивної потужності по мережі для цих споживачів спричиняє додаткові втрати напруги та енергії.

Для розвантаження мережі від реактивної потужності доцільно цю потужність або її частину генерувати на місці споживання (біля споживача). Джерелом реактивної потужності є статичні конденсатори, що встановлюються на місці споживання і підключаються паралельно навантаженню. Конденсатори в цьому випадку є споживачами потужності, що випереджає (ємнісної) або, що те ж саме, джерелами реактивної потужності.



а



б

а – схема заміщення мережі; б – векторна діаграма

Рисунок 6.2 – Поперечна ємнісна компенсація

Втрата напруги при поперечній компенсації визначається:

$$\Delta U = \sqrt{3} [I_a \cdot r + (I_p - I_c) \cdot x]. \quad (6.9)$$

Значить, при паралельному включенні конденсаторів

$$\Delta U_{рег} = \sqrt{3} I_c \cdot x, \quad (6.10)$$

де I_c – ємнісний струм лінії, А;
 x – індуктивний опір лінії, Ом.

Потужність пристрою компенсації при паралельній компенсації визначається за виразом:

$$Q_c = P \cdot (tg\varphi - tg\varphi'), \quad (6.11)$$

де P – активна потужність споживачів, кВт;

$P \cdot \operatorname{tg}\varphi$ – реактивна потужність споживачів без компенсації, кВар;

$P \cdot \operatorname{tg}\varphi'$ – реактивна потужність, що передається по лінії при компенсації, кВар.

Ємність конденсаторів визначається за виразом:

$$C_{\text{комп}} = \frac{Q_{\text{комп}}}{2\pi f U^2}, \quad (6.12)$$

де f – частота струму, Гц.

Векторна діаграма напруги з врахуванням поперечної компенсації представлена на рисунку 6.2 б.

5 Порядок проведення роботи

При виконанні лабораторної роботи необхідно:

5.1 Зібрати схему поперечної компенсації (підключити конденсатор С2). Переконалися в правильності зібраної схеми (рисунок 6.3).

5.2 При замкнутому вимикачі S1 та розімкнутому вимикачі S2 встановити напругу джерела живлення 100 В і підтримувати її постійною під час дослідів.

5.3 Заміряти напругу, струм і потужність на початку та в кінці лінії без компенсації реактивної потужності (X1, X2).

5.4 Замкнути вимикач S2. Збільшуючи поступово ємність конденсаторної батареї від 0, одержати повну компенсацію, а потім зробити перекомпенсацію. Виконати необхідні виміри. Результати вимірів (7 точок) записати в таблицю 6.1. Рекомендовані значення ємностей конденсаторів для поперечної компенсації – 5; 7; 10; 15; 20; 30; 40 мкФ.

5.5 Зібрати схему поздовжньої компенсації (підключити конденсатор С1). Переконалися в правильності зібраної схеми (рисунок 6.3).

5.6 При замкнутому вимикачі S1 та розімкнутому вимикачі S2 встановити напругу джерела живлення 100 В і підтримувати її постійною під час дослідів.

5.7 Розімкнути вимикач S1. Збільшуючи поступово ємність конденсаторної батареї від 0, одержати наприкінці лінії напругу 100 В (повна компенсація). Виконати необхідні виміри. Результати вимірів (4-5 точок) записати в таблицю 6.1. Рекомендовані значення ємностей конденсаторів для поздовжньої компенсації – 10; 20; 25; 30; 40; 50; 60 мкФ.

5.8 Визначити коефіцієнт потужності навантаження за формулою $\cos \varphi = \frac{P_2}{I \cdot U_2}$ та записати в таблицю 6.1.

5.9 Визначити значення падіння напруги на конденсаторі (для поздовжньої) та ємнісного струму (для поперечної компенсації) відповідно за формулами: $U_c = I_c \cdot x = \frac{I}{\omega \cdot C \cdot 10^{-6}}$ та $I_c = \omega \cdot C \cdot U_2 \cdot 10^{-6}$. Результати розрахунків записати в таблицю 6.1.

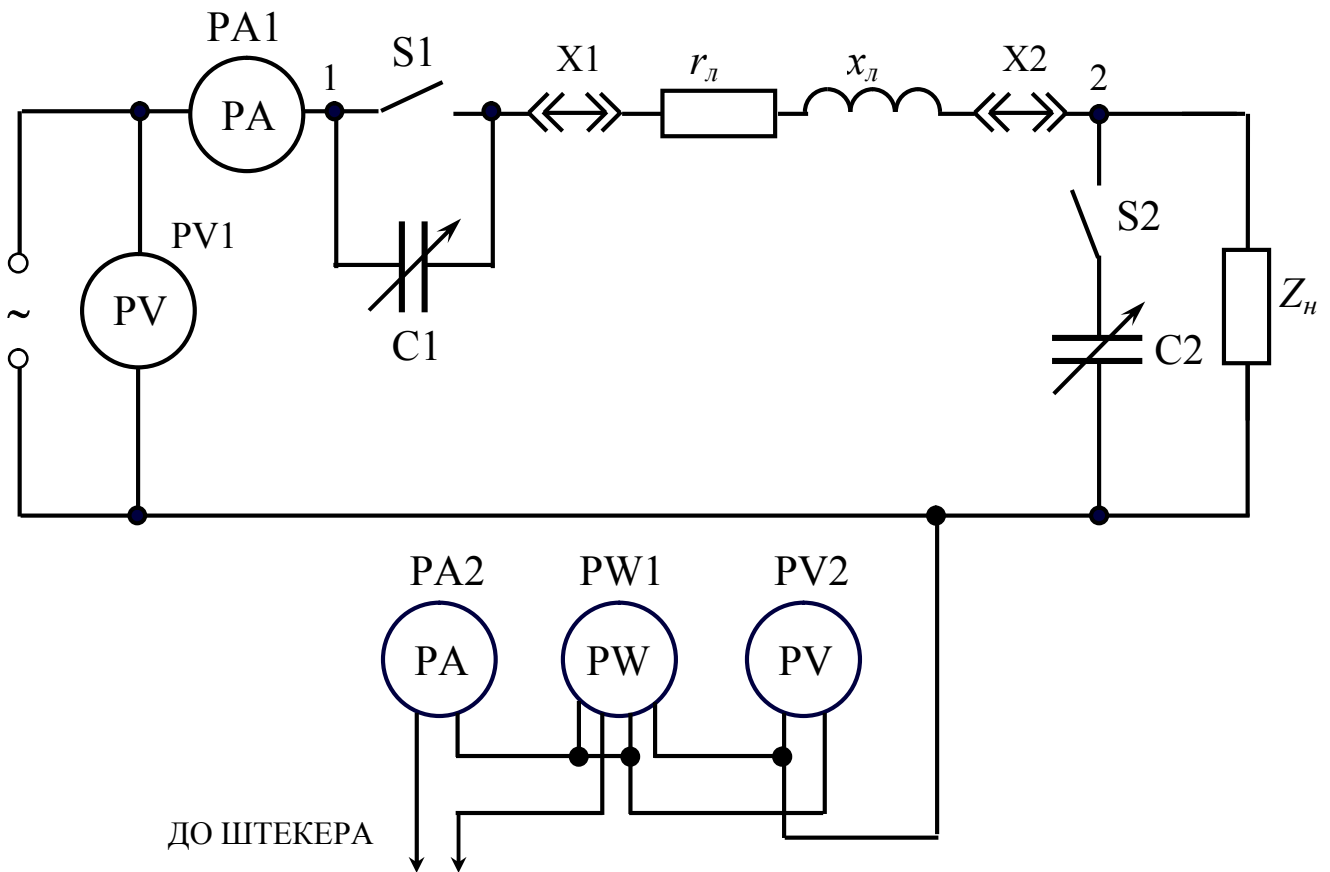


Рисунок 6.3 – Схема лабораторної установки

Таблиця 6.1 – Результати дослідів і розрахунків

Вид компенсації	$U_1, \text{В}$	$U_2, \text{В}$	$I, \text{А}$	$P_2, \text{Вт}$	$C, \text{мкФ}$	$\cos \varphi$	U_c або I_c
Без компенсації							
Поперечна компенсація	100						
Поздовжня компенсація	100						

6 Зміст звіту

У звіті необхідно представити:

6.1 Теоретичні відомості про способи регулювання напруги в радіальних мережах (поздовжня та поперечна компенсація).

6.2 Схему експериментальної установки для регулювання напруги.

6.3 Результати дослідження поздовжньої та поперечної компенсації.

6.4 Векторні діаграми для поздовжньої та поперечної компенсації для випадків, зазначених викладачем, прийнявши задані викладачем опори r та x .

6.5 Висновки про доцільність застосування поздовжньої та поперечної ємнісної компенсації для регулювання напруги та $\cos \varphi$.

6.6 Відповіді на контрольні запитання.

7 Контрольні запитання

7.1 Від чого залежить втрата напруги у повітряних ЛЕП?

7.2 Які основні методи регулювання напруги в електричних мережах?

7.3 У чому полягає фізична суть поздовжньої компенсації?

7.4 У чому полягає фізична суть поперечної компенсації?

7.5 Які переваги та недоліки поздовжньої компенсації?

7.6 Які переваги та недоліки поперечної компенсації?

7.7 Які відмінності у схемі вмикання конденсаторів при поздовжній та поперечній компенсації?

7.8 Чому необхідно захищати послідовно увімкнений конденсатор від перенапруги?

7.9 Чи має значення місце установки конденсатора при поздовжній компенсації?

7.10 Яким чином здійснюється підбір конденсаторів для поздовжньої компенсації?

7.11 Як визначити необхідну потужність конденсаторної батареї для здійснення поздовжньої ємнісної компенсації?

7.12 Як визначити необхідну потужність конденсаторної батареї для здійснення поперечної ємнісної компенсації?

7.13 За рахунок чого досягається зменшення втрати напруги при поперечній та поздовжній компенсації?

7.14 Розповісти порядок побудови векторних діаграм для поперечної компенсації.

7.15 Розповісти порядок побудови векторних діаграм для поздовжньої компенсації.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №7

ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ НАПРУГИ ТА ВИБІР НАДБАВОК ТРАНСФОРМАТОРІВ В РАДІАЛЬНІЙ МЕРЕЖІ

1 Мета роботи

Експериментальним шляхом визначити відхилення та втрати напруги в радіальній мережі та величину надбавки напруги на споживчих трансформаторах сільської електричної мережі шляхом її моделювання.

2 Програма роботи

2.1 Ознайомитися із впливом елементів електричної мережі на відхилення напруги та способами її регулювання.

2.2 Ознайомитися з моделлю електричної мережі.

2.3 Визначити надбавки на трансформаторах при холостому ході.

2.4 Вибрати оптимальні відгалуження на трансформаторах.

2.5 Визначити втрати напруги в мережі і в трансформаторах.

2.6 Побудувати епюри розподілу рівнів напруги в мережі.

3 Вказівки з підготовки до лабораторної роботи

При підготовці до лабораторної роботи необхідно:

3.1 Вивчити теоретичний матеріал за темою: «Визначення допустимої втрати напруги в мережі. Регулювання напруги в сільських електричних мережах» [1 гл. 1.2; 2 с. 146-150; 3 с.150-154; 4. с. 80-92; 5 с. 70-80; 6 с. 162-167; 7 с. 65-70, 84-90; 8 с. 258-262, 280-284; 9 с. 59-73].

3.2 Ознайомитися зі схемами експериментальної установки (рисунк 7.1) і навести їх у звіті.

3.3 Підготувати таблиці 7.1 – 7.5.

3.4 Підготувати відповіді на контрольні запитання.

4 Теоретичні відомості

На даний час сільські споживачі забезпечуються електроенергією, головним чином, радіальними електричними мережами від районних трансформаторних підстанцій, що живляться від об'єднаної енергосистеми. Лінії електропередачі, як високої так і низької напруги, як правило, мають значну довжину та розгалужені, що веде до значних втрат напруги в мережі.

Для забезпечення необхідного рівня напруги у споживачів ($\delta U_{\text{спож}} = \pm 5\% U_{\text{ном}}$) рекомендується здійснювати ряд спеціальних заходів в електричних мережах. В якості основного заходу застосовують **зустрічне регулювання напруги** на районній трансформаторній підстанції (РТП) у поєднанні з підбором необхідних відгалужень на споживчих підстанціях.

Під зустрічним регулюванням напруги розуміють примусове підвищення напруги в мережі в період максимальних навантажень і його зниження в період мінімальних навантажень.

У випадках коли за допомогою зустрічного регулювання напруги на РТП та підбором необхідних відгалужень на споживчих ТП все ж не вдається отримати необхідні рівні напруги, використовують **групове або місцеве регулювання напруги**.

Для групового регулювання напруги використовують вольтододаткові трансформатори або пристрої поздовжньої ємнісної компенсації.

Місьцеве регулювання здійснюють за допомогою поперечної ємнісної компенсації або зміною коефіцієнту трансформації трансформатора під навантаженням (із РПН), шляхом перемикавання виводів відгалужень первинної обмотки трансформатора під навантаженням без розриву кола.

На даний час поширені трансформатори 10/0,4 кВ з ручним перемиканням виводів відгалужень при відключеному навантаженні (з ПБЗ). На обмотці вищої напруги трансформаторів передбачені відгалуження, що забезпечують ступені регулювання: -5; -2,5; 0; +2,5; +5%.

При холостому ході знижувальних трансформаторів номінальному ступеню регулювання (0%) відповідає постійна надбавка напруги на вторинній стороні, яка дорівнює +5% (передбачено конструкцією обмотки).

Сумарно на кожному з п'яти ступенів регулювання будуть відповідно наступні надбавки напруги: **0** (-5 +5); **+2,5** (-2,5 +5); **+5** (0 +5); **+7,5** (+2,5 +5); **+10** (+5 +5)%.

В якості підвищувальних трансформаторів використовують звичайні знижувальні трансформатори, що включаються навпаки. Тому для підвищувального трансформатора номінальному ступеню регулювання (0%) відповідає постійна надбавка -5%, інші ж ступені напруги отримують протилежні знаки.

Сумарно на кожному з п'яти ступенів регулювання будуть відповідно наступні надбавки напруги: **-10** (-5 -5); **-7,5** (-2,5 -5); **-5** (0 -5); **-2,5** (+2,5 -5) і **0** (+5 -5)%.

Необхідне відгалуження, а значить і відповідну надбавку трансформатора вибирають, виходячи з рівня напруги на шинах вищої напруги підстанції в режимі мінімальних та максимальних навантажень.

При проектуванні сільських розподільних мереж, коли дійсні графіки навантаження встановити важко, для вибору відгалужень трансформаторів задаються двома умовними розрахунковими режимами: максимальним – 100% навантаження і мінімальним – 25% навантаження. Для кожного з режимів знаходять рівень напруги на шинах трансформатора і підбирають відповідну надбавку (ступінь регулювання), що задовольняє умові допустимих відхилень напруги у споживачів ($\delta U_{\text{спож}} = \pm 5\% U_{\text{ном}}$).

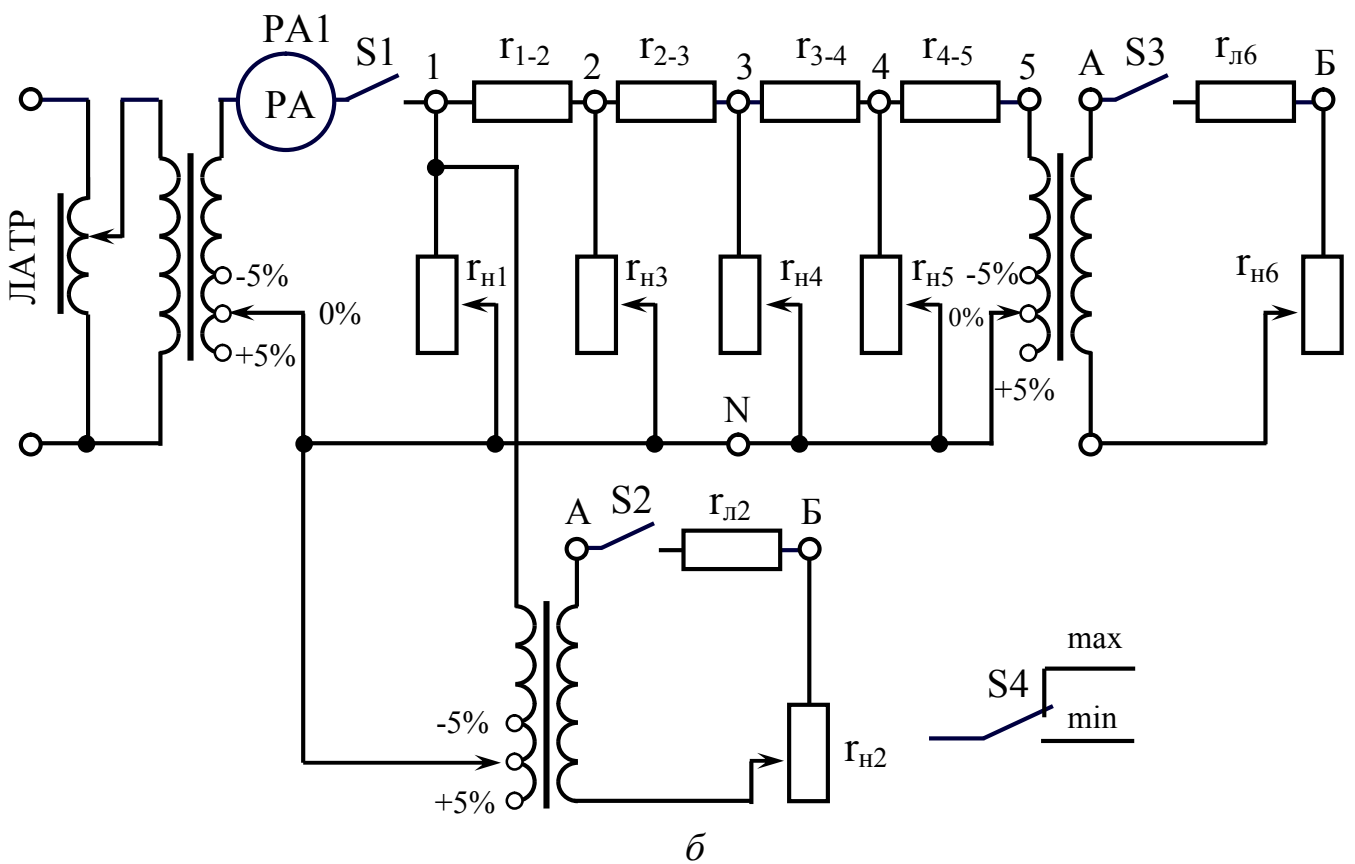
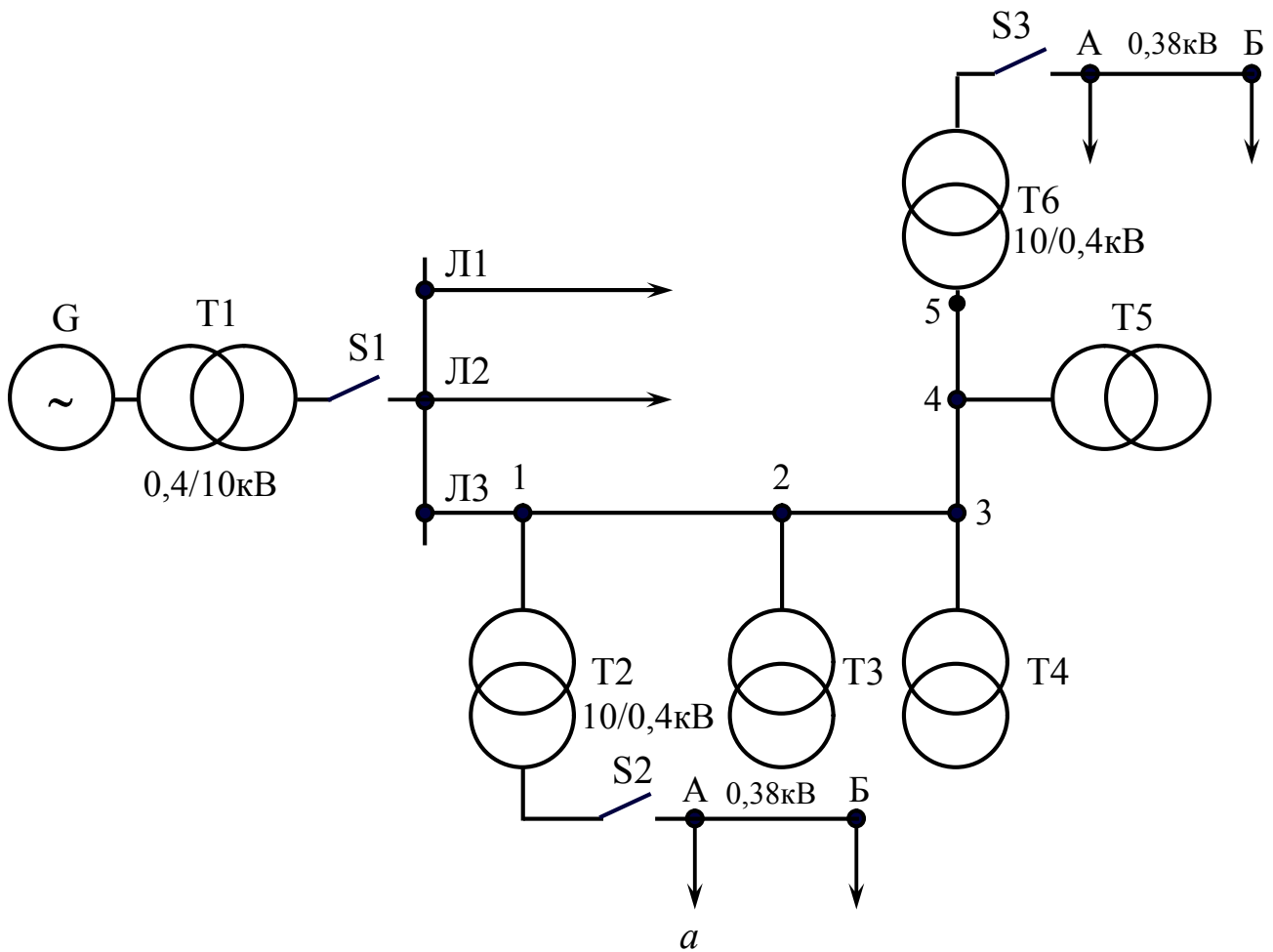
У лабораторній роботі досліджуються режими радіальної мережі, що живиться від сільської електростанції з генератором G, який працює в блоці із підвищувальним трансформатором T1 (рисунок 7.1, а).

Від шин підстанції відходить три лінії напругою 10 кВ (Л1, Л2 та Л3). На схемі детально представлена лінія Л3, на прикладі якої проводяться дослідження. Відгалуження вибирають для двох трансформаторів 10/0,4 кВ T2 (найближчий до шин T1) і T6 (найбільш віддалений). Від споживчих трансформаторів T2 і T6 відходять лінії 0,38 кВ з найближчим від ТП споживачем (А) і віддаленим (Б), який знаходиться в кінці лінії.

Дослідження режимів роботи трифазної мережі проводять на моделі, що змонтована за однофазною схемою заміщення (рисунок 7.1, б).

Модель мережі містить наступні елементи:

- ЛАТР, що імітує джерело живлення (генератор G);
- підвищувальний трансформатор T1 з коефіцієнтом трансформації 105/100 В та з відпайками +5; 0; -5%;
- опір $r_{\text{н1}}$ імітує сумарне навантаження ліній Л1 та Л2;
- трансформатори T2, T6 з коефіцієнтом трансформації 100/105 В і з відпайками +5; 0; -5%, які імітують споживчі знижувальні трансформатори T2 та T6;
- опори r_{1-2} , r_{2-3} , r_{3-4} і r_{4-5} імітують опори відповідних ділянок лінії напругою 10 кВ (Л3);
- змінні опори $r_{\text{н-3}}$, $r_{\text{н-4}}$ та $r_{\text{н-5}}$ імітують навантаження лінії 10 кВ (Л3) в точках 2, 3 і 4 відповідно (трансформатори T3, T4, T5);
- опори $r_{\text{л-2}}$, $r_{\text{л-6}}$ і $r_{\text{н-2}}$, $r_{\text{н-6}}$ імітують, відповідно, опори проводів ліній напругою 0,38 кВ і їх навантаження.



a – схема радіальної мережі; *б* – однофазна схема заміщення мережі
 Рисунок 7.1 – Схема лабораторної установки

На стенді передбачені гнізда для вимірювання значення напруги в різних точках мережі (1, 2, 3, 4, 5, N, А, Б), перемикачі відпайок трансформаторів, вимикачі S1, S2 та S3, для вимірювання напруги при холостому ході трансформаторів.

Режими максимальних і мінімальних навантажень встановлюють перемикачем S4 з положеннями «min» (25 %) або «max» (100 % навантаження). При зміні навантажень слід стежити за дотриманням заданого значення напруги джерела живлення (ЛАТР) .

Для вимірювання напруги в точках мережі використовується переносний вольтметр.

5 Порядок проведення роботи

При виконанні лабораторної роботи необхідно:

5.1 Підготувати стенд для проведення експерименту.

5.2 Визначити надбавки напруги трансформаторів T1, T2 та T3.

Надбавки трансформаторів визначають при холостому ході, коли втрати напруги в трансформаторах майже відсутні.

– Встановити за допомогою ЛАТРа напругу 60 В (джерело живлення).

– Холостий хід трансформаторів T1, T2 та T6 здійснюють відключенням тумблерів відповідно S1, S2 та S3. Вимірювання виконати для всіх відгалужень трансформаторів.

– Визначити надбавки напруги трансформаторів T2 та T6.

Надбавку трансформатора при прийнятому коефіцієнті трансформатора, близькому до одиниці, визначають за виразом:

$$\delta U_{NB} = \frac{U_{1T.xx} - U_{2T.xx}}{U_{2T.xx}} \cdot 100\%, \quad (7.1)$$

де $U_{1T.xx}$ – первинна напруга трансформатора в режимі холостого ходу, В;

$U_{2T.xx}$ – вторинна напруга трансформатора в режимі холостого ходу, В.

Дані вимірів і обчислень надбавок напруги занести в таблицю 7.1.

Визначення надбавок необхідне для обчислення втрати напруги в трансформаторах виходячи з дослідних даних, отриманих на моделі схеми.

5.3 Вибрати оптимальні відгалуження для трансформаторів T2 і T6.

– Встановити перемикач відгалужень трансформатора Т1 в оптимальне положення.

– Виконати виміри напруги в точках А і Б для усіх відгалужень трансформаторів Т2 та Т6 в режимі максимального та мінімального навантаження.

– Визначити відхилення напруги в заданих точках мережі.

Відхилення напруги у споживачів від номінального значення $\delta U_{\text{спож}}$, %, визначають за виразом:

$$\delta U_{\text{спож}} = \frac{U_{\text{спож}} - U_n}{U_n} \cdot 100\%, \quad (7.2)$$

де $U_{\text{спож}}$ – напруга у споживача, В;

U_n – номінальна напруга мережі, В.

Дані вимірів і обчислень відхилень напруги звести в таблиці 7.2, 7.3.

За результатами таблиць 7.2 та 7.3 вибрати оптимальні відгалуження для трансформаторів Т2 та Т6.

Оптимальними необхідно вважати відгалуження, при яких відхилення напруги у споживачів (у точках А і Б) будуть якомога ближчими до нормативних значень – $\delta U_{\text{спож}} = \pm 5\% U_{\text{ном}}$.

5.4 Визначити втрати напруги на ділянках мережі та в трансформаторах.

– Встановити перемикачі відгалужень трансформаторів Т1, Т2 та Т3 у положення, що відповідають оптимальним відгалуженням (див. п.5.3).

– Виконати виміри напруги у вказаних точках мережі (таблиця 7.4) в режимі максимального та мінімального навантаження. Заміряні величини напруги в контрольних точках схеми записати в таблицю 7.4.

– Визначити втрати напруги ΔU , %, на ділянках мережі та у трансформаторах.

Втрати напруги на окремих ділянках схеми визначають як різницю напруги, що заміряна по кінцях цієї ділянки:

$$\Delta U_{1-2} = U_1 - U_2; \quad \Delta U_{2-3} = U_2 - U_3 \quad \text{і так далі.} \quad (7.3)$$

Якщо напруга приведена до одного ступеня трансформації, то втрати напруги в трансформаторі при навантаженні визначаються за виразом:

$$\Delta U_T = U_{1T} - U_{2T} + \delta U_{НБ}. \quad (7.4)$$

Результати розрахунків втрат напруги ΔU звести в таблицю 7.5.

5.5 Побудувати епюри розподілу рівнів напруги в схемі, що досліджується при обраному оптимальному відгалуженні трансформатора Т6 для режиму максимальних і мінімальних навантажень.

Для побудови епюри розподілу рівнів напруги в мережі по осі абсцис, рівень якої відповідає номінальній напрузі, відкладають вправо ділянки мережі від джерела живлення (G) до Т6. По осі ординат відкладають надбавки і втрати напруги в трансформаторах і на ділянках мережі.

Таблиця 7.1 – Визначення надбавок трансформаторів при х.х.

Трансформатор	Положення перемикача відгалужень	U_{1T} , В	U_{2T} , В	Надбавки, %
Т1	-5	60		
	0	60		
	+5	60		
Т2	-5	60		
	0	60		
	+5	60		
Т3	-5	60		
	0	60		
	+5	60		

Таблиця 7.2 – Вибір оптимальних відгалужень трансформатора Т2

Режим навантаження	Положення перемикача відгалужень		Напруга в точках мережі U , В		Відхилення напруги в точках мережі δU , %	
			Т2		Т2	
	Т1	Т2	А	Б	А	Б
Максимальне		-5				
		0				
		+5				
Мінімальне		-5				
		0				
		+5				

Таблиця 7.3 - Вибір оптимальних відгалужень трансформатора Т6

Режим навантаження	Положення перемикача відгалужень		Напруга в точках мережі U , В		Відхилення напруги в точках мережі δU , %	
			Т6		Т6	
	Т1	Т6	А	Б	А	Б
Максимальне		-5				
		0				
		+5				
Мінімальне		-5				
		0				
		+5				

Таблиця 7.4 – Результати дослідження режиму напруги мережі

Режим навантаження	Напруга джерела живлення, В	Положення перемикача відгалужень			Напруга в точках мережі U , В									
					На високій стороні					На низькій стороні				
		Т1	Т2	Т6	1	2	3	4	5	Т2		Т6		
					А	Б	А	Б						
Максимальне														
Мінімальне														

Таблиця 7.5 – Результати обробки отриманих даних

Режим навантаження	Надбавки трансформатора, %			Втрата напруги ΔU , В										
				На ділянках високовольтної лінії				У трансформаторах			На ділянках н/в лінії		Сумарна	
	Т1	Т2	Т6	1-2	2-3	3-4	4-5	Т1	Т2	Т6	Л2	Л6	до Н2	до Н6
Максимальне														
Мінімальне														

6 Зміст звіту

У звіті необхідно представити:

- 6.1 Теоретичні відомості про вплив елементів електричної мережі на відхилення напруги та способи її регулювання.
- 6.2 Схему та модель радіальної мережі.
- 6.3 Таблиці вимірів та обчислень.
- 6.4 Епюри розподілу рівнів напруги в схемі, що досліджується.
- 6.5 Висновки про зв'язок втрати напруги із величиною навантаження.
- 6.6 Відповіді на контрольні запитання.

7 Контрольні запитання

- 7.1 З якою метою застосовується регулювання напруги в електричних мережах?
- 7.2 Які способи регулювання напруги застосовуються в сільських електричних мережах?
- 7.3 Що називається відхиленням напруги?
- 7.4 Як визначити відхилення напруги у споживачів?
- 7.5 **Чим відрізняється коливання напруги від відхилення напруги?**
- 7.6 Які нормативні рівні відхилення напруги встановлені для сільськогосподарських споживачів?
- 7.7 Що називається режимом зустрічного регулювання напруги?
- 7.8 **Що називається режимом сталої напруги?**
- 7.9 Які існують способи регулювання напруги на трансформаторах?
- 7.10 У чому полягає принцип регулювання напруги в мережі за допомогою трансформаторів?
- 7.11 Чим відрізняються надбавки знижувальних і підвищувальних трансформаторів?
- 7.12 Чому для знижувальних трансформаторів перемикання відгалужень здійснюється на високій стороні?
- 7.13 Як визначити втрати напруги на ділянках мережі та у трансформаторах за експериментальним даними?
- 7.14 **Як впливає відхилення напруги на роботу електронагрівальних установок?**
- 7.15 **Як впливає відхилення напруги на роботу електродвигунів?**

7.16 Як впливає відхилення напруги на роботу освітлювальних установок?

7.17 З якою метою розраховують втрату напруги у максимальному та мінімальному режимі навантаження?

7.18 Яким чином впливають елементи електричного обладнання на втрату напруги в мережі?

7.19 Які надбавки існують у силових трансформаторах та які вони мають значення?

7.20 Чим відрізняються трансформатори із РПН від трансформаторів із ПБЗ?