

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

**Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем**



ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Конспект лекцій

**для здобувачів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної і заочної форм навчання
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**



**Суми
2025**

УДК 621.31:631.371
О 72

Укладачі:

Козін В. М., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Савойський О. Ю., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем

Шашков С. В., к. е. н., старший викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем

Рясна О. В., старший викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем

О 72 Основи електропостачання :

Конспект лекцій для здобувачів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної і заочної форм навчання першого (бакалаврського) рівня вищої освіти [Електронне видання] / укл.: В. М. Козін, О. Ю. Савойський, С. В. Шашков, О. В. Рясна. – Суми, 2025 – 308 с.

У конспекті лекцій зібраний основний теоретичний матеріал з дисципліни «Основи електропостачання» відповідно до силябусу навчальної дисципліни.

Конспект лекцій призначений для вивчення, систематизації, розширення та закріплення теоретичних знань зі основ електропостачання та застосування їх під час вирішення конкретних наукових, технічних, економічних та виробничих завдань.

Рецензенти :

Кравченко В. О., к. ф.-м. н., доцент кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ;

Лобода В. Б., к. ф.-м. н., професор кафедри охорони праці та фізики СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А. В., к. т. н., завідувач кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ.

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

Протокол № 4 від «28» січня 2025 року

З М І С Т

	С.
ВСТУП.....	4
ЧАСТИНА I	
1 Роль електропостачання агропромислових підприємств.....	6
2 Загальні відомості про виробництво, передачу, розподіл та споживання електричної енергії.....	11
3 Електропостачання сільськогосподарських споживачів.....	36
4 Електропостачання сільських районів.....	53
5 Електропостачання сільських районів. Схеми та їх конструктивне виконання.....	63
6 Електропостачання сільських районів.....	93
7 Електричні мережі електропостачання. Економічність роботи електричних мереж.....	96
8 Елементи електричних мереж.....	106
9 Складові частини і схеми електропостачальної системи споруд.....	118
10 Електричні навантаження сільських мереж.....	131
11 Розрахунок електричних мереж напругою 0,38–110 кВ.....	149
12 Розрахунок електричних мереж за втратою напруги.....	155
ЧАСТИНА II	
13 Розрахунок електричних мереж за економічними показниками.....	165
14 Розрахунок електричних мереж за допустимим нагріванням.....	174
15 Розрахунок повітряних ліній на механічну міцність.....	178
16 Регулювання напруги в електричних мережах.....	194
17 Перенапруги в електричних мережах та засоби захисту від них.....	199
18 Струми короткого замикання і замикання на землю.....	218
19 Релейний захист систем електропостачання сільського господарства.....	230
20 Засоби автоматизації електричних мереж.....	251
21 Техніко-економічні розрахунки систем електропостачання.....	266
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	275
ДОДАТКИ.....	277

ВСТУП

Одним із ключових і постійних завдань агропромислового комплексу є забезпечення виробництва сільськогосподарської продукції у достатніх обсягах і високої якості для задоволення суспільних потреб. Досягнення цієї мети можливе виключно за умови впровадження інноваційних, високо механізованих технологій, високого рівня автоматизації виробничих процесів, а також широкого застосування електроенергії. Електроенергія використовується як для безпосереднього впливу на продукцію під час її переробки, так і для трансформації в інші види енергії, такі як теплова чи механічна. Сучасний парк технологічного обладнання для переробки та виробництва продукції сільського господарства є майже повністю укомплектованим електротехнічними пристроями, такими як електроприводи, електронагрівачі, освітлювальні та опромінювальні установки, а також технології електронно-іонної обробки. У зв'язку із цим зростає обсяг споживання електричної енергії, що висуває підвищені вимоги до її якості. Зокрема, це стосується стабільності напруги, частоти та синусоїдальності електричного струму. Забезпечення постачання електроенергії здійснюється через систему електропостачання, яка виконує передачу та розподіл енергії до всіх споживачів. Така система має забезпечувати необхідну потужність під час пікових навантажень, досягати нормативного рівня надійності роботи, гарантувати встановлені параметри якості електроенергії, відповідати вимогам безпечної експлуатації та економічної ефективності, а також мати надійний механізм управління.

Разом з тим, аналіз практики експлуатації систем електропостачання свідчить, що електроенергія не завжди використовується ефективно як із технічної, так і з економічної точки зору. Це стосується не лише її споживання у виробничих процесах, але й втрат під час передачі до кінцевого споживача. Отже, розрахунок систем електропостачання потребує особливої уваги. Він передбачає вибір найбільш оптимального з технічного та економічного погляду варіанта побудови і функціонування систем електропостачання для конкретного виробничого об'єкта. Реалізація такого підходу неможлива без ґрунтовних знань основ електропостачання, які розглядаються в межах цього конспекту лекцій.

ЧАСТИНА І

1 РОЛЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ АГРОПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

План

- 1.1 Вступ. Роль і місце дисципліни у підготовці фахівців
- 1.2 Розвиток електропостачання сільського господарства
- 1.3 Надійність електропостачання та засоби для підвищення її рівня

1.1 Вступ. Роль і місце дисципліни у підготовці фахівців

Дисципліна «Основи електропостачання» є базовою профілюючою дисципліною освітньо-професійної програми спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Метою вивчення дисципліни є засвоєння студентами комплексу питань щодо забезпечення надійної та ефективної роботи систем електропостачання агропромислового та підготовка студентів до діяльності в системах електропостачання агропромислового комплексу.

Освоїти навички, необхідні для проектування енергетичних об'єктів в агропромисловому комплексі (АПК). Основні завдання дисципліни впливають з її ролі у системі підготовки інженера-електрика.

Після вивчення цієї дисципліни здобувачі повинні знати:

- технологію виробництва електричної енергії;
- передачу електричної енергії споживачам та розподіл електричної енергії;
- будову та конструкцію систем електропостачання;
- електричні схеми електроустановок систем електропостачання;
- технології та методи вимірювання напруги, струму та потужності електрообладнання.

Здобувачі повинні вміти:

- володіти сучасними математичними методами розрахунків, адаптованими до систем електропостачання сільського господарства;

- виконувати необхідні техніко-економічні розрахунки окремих елементів та систем електропостачання сільськогосподарських об'єктів.

1.2 Розвиток електропостачання сільського господарства

Електрифікація, тобто виробництво, розподіл і застосування електроенергії, – основа стійкого функціонування й розвитку всіх галузей промисловості та сільського господарства країни і забезпечення комфортного побуту населення.

На базі електроенергетики стали розвиватися промисловість, сільське господарство й транспорт. Досвід розвитку електрифікації показав, що надійне, якісне й дешеве електропостачання можливе тільки від великих районних електростанцій, об'єднаних у потужні енергетичні системи. Вироблення найбільш дешевої електроенергії на великих електростанціях районного масштабу й передача її по лініях електропередачі великого радіуса обумовлені високою концентрацією виробництва електроенергії й можливістю розміщення електростанцій безпосередньо в дешевих джерел енергії – вугілля, сланців, на більших ріках.

У світі відзначається підвищений інтерес до використання нетрадиційних поновлюваних джерел енергії (НПДЕ), до яких відносять вітроелектричні станції, геліостанції, гідравлічні, біоелектричні станції, що працюють на відходах сільськогосподарських підприємств тощо. Частка НПДЕ у світовому паливно-енергетичному балансі світу становить близько 20 %, у тому числі гідроелектроенергія – близько 26 %, сонячна енергія – 6%, деревне паливо – 49 %, енергія вітру – 1,8 %, відходи підприємств – 15 %.

Сільське господарство одержує електроенергію в основному від енергетичних систем. Повітряними лініями охоплені майже всі населені пункти.

Електричні навантаження у сільському господарстві – постійно мінлива величина: підключаються нові споживачі, поступово росте навантаження на введенні у вдома, тому що збільшується насичення побутовими приладами, у той самий час припиняють своє існування великі тваринницькі комплекси, поступаючись місцем дрібним фермам тощо. Якщо електричне навантаження збільшується, то пропускна здатність електричних мереж стає недостатньою й

з'являється необхідність у їх реконструкції. При цьому частина повітряних ліній замінюють підземними кабелями або повітряними лініями з ізольованими самонесучими проводами. Основна перевага таких мереж – висока надійність і великий термін служби.

Виконуються роботи з реконструкції електричних мереж із застосуванням самонесучих проводів і кабелів. Під час реконструкції широко впроваджуються заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільських споживачів, яка ще далеко не достатня.

1.3 Надійність електропостачання

У зв'язку із серйозними кількісними і якісними змінами сільськогосподарських споживачів електроенергії значно зросла актуальність завдання забезпечення надійного електропостачання. Це пов'язане з появою сільськогосподарських підприємств промислового типу, у першу чергу тваринницьких комплексів.

Відповідно до ПУЕ всі електроприймачі поділяють на **три категорії** відносно забезпечення **надійності електропостачання**.

Відповідно до ПУЕ розрізняють три категорії електроприймачів з погляду забезпечення надійності електропостачання.

До **I категорії** належать електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може викликати такі наслідки:

- небезпеку для життя людей;
- значні втрати народного господарства;
- пошкодження дорогого обладнання;
- масовий брак продукції або розлад в складному технологічному процесі;
- порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

Крім того, у I категорії виділяють особливу групу електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрози для життя людей, вибухів, пожеж і пошкодження дорогого обладнання.

У промисловості прикладом електроприймачів І категорії можуть бути робочі машини хімічних, газо- та нафтопереробних підприємств: спиртозмішувальні установки, компресори для подачі повітря для пневмотранспорту та циркуляції газових сумішей, сировинні насоси, система санітарно-технічної вентиляції, насоси головного водозабору, зворотного водопостачання та каналізації тощо.

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних та побутових будинків прикладом електроприймачів І категорії можуть бути:

- у будинках понад 16 поверхів – протипожежні пристрої (пожежні насоси, системи підпору повітря, димовидалення, пожежної сигналізації й оповіщення про пожежу), ліфти, евакуаційне та аварійне освітлення, вогні світлового огороження:

- у будинках лікувально-профілактичних установ – електроприймачі операційних і родильних блоків, відділення анестезіології, реанімації і інтенсивної терапії, кабінетів лапароскопії, бронхоскопії й ангіографії, протипожежних пристроїв і охоронної сигналізації, евакуаційного освітлення й лікарняних ліфтів;

- у будинках та приміщеннях підприємств громадського харчування – столові, кафе і ресторани з кількістю посадкових місць понад 500;

- у музеях і виставкових залах: комплекс електроприймачів музеїв і виставкових залів державного значення.

Електроприймачі І категорії повинні забезпечуватись електроенергією від двох незалежних джерел живлення, що мають взаємне резервування, і перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного джерела живлення може бути допустимою лише на час автоматичного відновлення живлення від іншого джерела живлення.

Відповідно до ПУЕ більш жорсткі вимоги передбачені до електропостачання особливої групи електроприймачів І категорії – обов'язкова наявність третього незалежного джерела живлення, що має взаємне резервування. Функцію третього незалежного джерела живлення для особливої групи електроприймачів та другого для інших електроприймачів І категорії

можуть виконувати місцеві електростанції, електростанції енергосистем, спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї та ін.

До **II категорії** відносять електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити такі наслідки:

- масовий недовипуск продукції;
- масові простої робітників, механізмів і промислового транспорту;
- порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

У промисловості прикладом електроприймачів II категорії можуть бути робочі машини целюлозних підприємства, підприємств з виготовлення продуктів лісохімії, аміачної селітри, розбавленої азотної кислоти, та ін.

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних та побутових будинків прикладом електроприймачів II категорії можуть бути:

- електроприймачі в житлових будинках понад 5 і до 10 поверхів з плитами на газоподібному або твердому паливі;
- електроприймачі лікувально-профілактичних закладів, крім тих, що були перераховані вище для I категорії;
- електроприймачі закладів освіти, виховання та підготовки кадрів.

До **III категорії** належать всі інші електроприймачі, що не підходять під визначення I і II категорій.

2 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО, ПЕРЕДАЧУ, РОЗПОДІЛ ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

План

2.1 Терміни та визначення основних понять

2.2 Загальні відомості про виробництво електричної енергії

2.3 Складові частини електропостачальної системи та режими її роботи

2.1 Терміни та визначення основних понять

Основні терміни та визначення встановлені одним із найголовніших нормативних документів, що визначає сучасну електротехнічну термінологію, стан і перспективи подальшого удосконалення електроустановок – «Правила улаштування електроустановок» (ПУЕ). Вони були введені в дію з 1987 р. як ПУЕ-86 і продовжили свої чинність на території України як ПУЕ Правила улаштування електроустановок (перше переглянute, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). Остання діюча редакція відповідно до Наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 р. № 476. Глави 5.4, 5.5, 7.1, 7.2, 7.3, 7.4, 7.6 ПУЕ з 1 січня 2002 р. мають нову редакцію відповідно до ДНАОП 0.01-1.32-01. ДСТУ 2790-94 встановлює терміни та визначення основних понять щодо електропостачальних систем напругою понад 1000 В, а ДСТУ 2791-94 – до 1000 В. Нижче наводяться деякі основні терміни та визначення відповідно до цих нормативних документів.

Електропостачанням називається забезпечення споживачів електричною енергією.

Сукупність електроустановок, що призначені для забезпечення споживачів електричною енергією, називається **електропостачальною системою**.

Електропостачальною системою напругою до 1000 В називається електропостачальна система, елементи якої розраховано на роботу з напругою до 1000 В.

Електропостачальною системою напругою понад 1000 В називається електропостачальна система, елементи якої розраховано на роботу з напругою понад 1000 В.

Електропостачальною системою з глибоким вводом називається електропостачальна система, у якій напруга 35 кВ і вище якомога ближче підводиться до споживача.

Централізованою електропостачальною системою називається електропостачальна система, джерелом енергії якої є енергетична система.

Енергетичною системою (енергосистемою) називається сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, що з'єднані між собою і зв'язані спільністю режимів у безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії і теплоти при загальному керуванні цим процесом.

Електричною частиною енергосистеми називається сукупність електроустановок електричних станцій і електричних мереж енергосистеми.

Електроенергетичною системою називається електрична частина енергосистеми і споживачі електричної енергії, що від неї живляться, які об'єднані спільністю процесів виробництва, перетворення, розподілу і споживання електричної енергії.

Електроустановками називається сукупність машин, апаратів, ліній і допоміжного обладнання, призначених для виробництва, перетворення, трансформації, передачі, розподілу електричної енергії і перетворення її на інший вид енергії. Відповідно до ПУЕ електроустановки за умовами електробезпеки поділяють на електроустановки до 1 кВ і електроустановки понад 1 кВ.

Відкритими, або зовнішніми, електроустановками називають електроустановки, що незахищені приміщенням від атмосферних впливів. Електроустановки, які захищені лише навісом, огорожею із сітки тощо, визначаються як зовнішні.

Закритими, або внутрішніми, електроустановками називаються електроустановки, які розміщені в середині будівлі, що захищає їх від атмосферних впливів.

Електроприміщенням називають приміщення або відгороджені, наприклад, сітками, частини приміщення, що доступні лише для кваліфікованого обслуговуючого персоналу, і в яких розміщені електроустановки.

Електричною мережею називається сукупність електроустановок для пересилання і розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільчих пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередачі, які працюють на певній території.

Низьковольтною електричною мережею називається сукупність електроустановок номінальною напругою до 1000 В, призначених для пересилання та (чи) розподілу електричної енергії.

Приймачем електричної енергії (електроприймачем) називається електричний апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії на інший вид енергії.

Незалежним джерелом живлення електроприймача або групи електроприймачів називається джерело живлення, на якому зберігається напруга в межах, що регламентуються ПУЕ для післяаварійного режиму, при зникненні його на іншому або інших джерелах живлення цих електроприймачів.

До числа **незалежних джерел живлення** ПУЕ відносить дві секції або систему шин однієї або двох електростанцій і підстанцій при одночасному дотриманні таких двох умов:

- 1) кожна із секцій або систем шин, у свою чергу, може мати живлення від незалежного джерела живлення;
- 2) секції (система) шин не зв'язані між собою або мають зв'язок, що автоматично вимикається при порушенні нормальної роботи однієї із секцій (систем) шин.

Лінією електропередачі (ЛЕП) називається елемент електропостачальної системи, призначений для пересилання та розподілу електричної енергії без зміни її параметрів.

ЛЕП поділяються на:

- **повітряні**, у яких електрична енергія пересилається по проводах, що підтримуються над землею за допомогою опор та ізоляторів;

– **кабельні**, що виконуються одним або кількома кабелями, прокладеними безпосередньо в землі, у кабельних каналах, трубах, на кабельних конструкціях, а також у воді чи відкрито;

– **повітряно-кабельні**, що виконані повітряним кабелем – електротехнічною конструкцією, яка складається із скручених між собою ізолюваних струмопровідних жил у загальній оболонці чи без неї або яка має додатково лінву в середині цієї оболонки або поза нею, чи разом в одному пучку з ізолюваними струмопровідними жилами, скрученими відносно лінви. Повітряні кабелі підвішуються на опорах полегшеного типу.

ГОСТ 13109-97 встановлює терміни та визначення стосовно енергосистем електропостачання загального призначення:

– електропостачальною системою загального призначення називається сукупність електроустановок та електропристроїв енергопостачальної організації, призначених для забезпечення електричною енергією споживачів (приймачів електричної енергії);

– електричною мережею загального призначення називається електрична мережа енергопостачальної організації, призначена для пересилання електричної енергії різним споживачам (приймачам) електричної енергії;

– споживачем електричної енергії називається юридична або фізична особа, що здійснює використання електричної енергії.

2.2 Загальні відомості про виробництво електричної енергії

Для виконання будь-якої роботи треба витратити певну кількість енергії. Людина в своїй діяльності використовує різні види енергії, проте найбільш поширеною на сучасному етапі розвитку суспільства є **електрична енергія**, її виробляють на електричних станціях, перетворюючи теплову, механічну або хімічну енергію природних джерел, насамперед палива (вугілля, нафти, природного газу, горючих сланців, торфу) і води. Крім того, як енергоносії на електростанціях можуть використовуватись вітер, тепло земних надр, морські приливи, а в південних і гірських районах країни – тепло сонячного проміння (на геліостанціях).

На електростанціях енергія природних джерел перетворюється в механічну, яка, в свою чергу, за допомогою електричних машин, що називаються **генераторами**, перетворюється в електричну. Залежно від виду джерела енергії для обертання генераторів використовують різні первинні двигуни – парові, газові і гідравлічні турбіни, двигуни внутрішнього згоряння, парові машини, вітроподвигуни тощо. Отже, **електрична станція** – це електротехнічна споруда, на якій енергію природних джерел перетворюють в електричну енергію.

Залежно від енергоносія, що використовується для живлення первинного двигуна, розрізняють електростанції, що працюють на **традиційному** (невідновлюваному викопному) паливі та електростанції, що використовують **альтернативні та відновлювальні** джерела енергії. До першого виду належать **теплові, атомні й гідравлічні** електростанції. Найбільш поширені теплові електростанції, які наразі виробляють близько 86 % усієї електроенергії. На цих електростанціях перетворення енергії відбувається в три стадії: спочатку хімічна енергія палива перетворюється в теплову, потім тепла в механічну (в парових турбінах, наприклад) і, нарешті, механічна – в електричну. До другого виду електростанцій відносять **сонячні, вітрові, припливні, геотермальні** електростанції, а також електростанції, що використовують **відходи сільськогосподарського виробництва** (наприклад, соломі або рештки соняшника), **відходи деревообробної промисловості** (у вигляді щепи, пелет, брикетів), а також **похідні речовини від переробки продуктів органічного походження** (біодизель, біогаз).

Далі розглянемо енергетичні установки, що працюють від традиційного палива та забезпечують виробництво переважної частину електроенергії, а отже, по суті формують сучасну енергосистему як нашої країни, так і світу в цілому.

Залежно від типу первинного двигуна теплові електростанції називають **паротурбінними** установками, **дизельними** і **газотурбінними**.

Паротурбінні електростанції належать до потужних сучасних станцій, на яких парова турбіна з'єднана з генератором електроенергії в енергетичний агрегат, що називається **турбоагрегатом**.

Паротурбінні електростанції як первинний двигун містять поршневу парову машину. Вони мають відносно низький ККД, тому їх споруджують на невеликі потужності і використовують для місцевих потреб, переважно, для компенсації надлишкового споживання електроенергії споживачами у часи пік.

Дизельні електростанції працюють на дорогому і дефіцитному паливі (продукт нафтопереробки). Первинними двигунами цих станцій є двигуни внутрішнього згоряння. Дизельні електростанції використовують як резервні для електропостачання окремих районів чи споживачів.

Газотурбінні електростанції, на яких використовується газова турбіна, ще не набули великого поширення.

Великі паротурбінні електростанції поділяють на **конденсаційні і теплофікаційні**, або **теплоелектроцентралі (ТЕЦ)**.

На паротурбінних електростанціях джерелом теплової енергії є кам'яне вугілля, торф, горючі сланці, відходи деревини, газ, нафта, мазут та ін. Тверде паливо спалюють, зазвичай, в пилоподібному стані. Це паливо із складу 1 (рис. 2.1) подають у паливний бункер 2 і спалюють в топці 3 парового котла 4. Тепло, що виділяється під час згоряння палива, нагріває воду, яка проходить трубами всередині котла.

Відпрацьовані гази через димосос 5 викидаються назовні. У котлі утворюється пара з температурою до 360 °С, яка під тиском до 24 МПа надходить до парової турбіни 6. Внаслідок різниці тиску пари, що надходить до турбіни і виходить з неї, а також різниці температури пара розширюється, здійснює механічну роботу, тобто обертає, вал 7 турбіни, а разом з ним і вал генератора 8. Чим більша різниця тиску і температури, тим більшу механічну роботу здійснює пара в турбіні. Відпрацьована пара ВП, яка має ще деякий запас теплової енергії, спрямовується у конденсатор 11. Останній являє собою циліндр із горизонтально розміщеними всередині нього трубами, якими біжить холодна вода ХВ. Відпрацьована пара, що обмиває ці труби, охолоджується і перетворюється в дистильовану воду (конденсат) К. Живильним насосом 9 конденсат після конденсаторного насоса 12 і живильного бака 10 подається у котел, де знову перетворюється в пару.

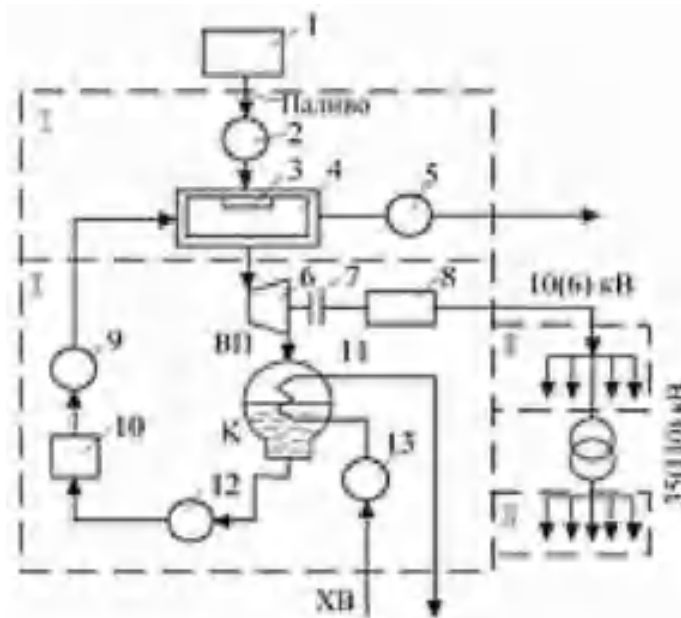


Рисунок 2.1 – Принципова схема технологічного процесу конденсаційної паротурбінної електростанції:

I – котельня; II – машинний зал; III, IV – розподільчі пристрої напругою 10 (6) і 35(110) кВ відповідно; 1 – склад; 2 – паливний бункер; 3 – топка; 4 – паровий котел; 5 – димосос; 6 – парова турбіна; 7 – вал турбіни; 8 – вал генератора; 9 – живильний насос; 10 – живильний бак; 11 – конденсатор; 12 – конденсатний насос; 13 – циркуляційні насоси

Воду для охолодження, що циркулює трубами конденсатора, подають циркуляційними насосами 13 з озера, річки тощо. Через труби конденсатора протікає велика кількість води, температура якої не перевищує 25–36 °С. Цю воду скидають у водоймище для охолодження. Якщо біля електростанції немає природного водоймища, застосовують штучний охолодник-градирню або басейн.

Теплофікаційні електростанції (ТЕЦ), крім електроенергії виробляють і тепло, яке постачають споживачам, що розміщуються на невеликій відстані. Тепло може бути використане для виробничих потреб і опалення.

Від конденсаційної станції ТЕЦ відрізняється тим, що частина пари, яка має ще великі теплоємність і тиск, відбирається від проміжного ступеня турбіни для потреб теплофікації. Відібрану пари можна подавати трубопроводом безпосередньо до споживачів або використовувати на станції для підігрівання

води, яку потім подають споживачам. Чим більша кількість пари відбирається для теплофікації, тим менша кількість її надходить до конденсатора. При цьому виробництво електроенергії зменшується, проте зменшуються і втрати тепла, які відбирає циркуляційна вода.

Середній коефіцієнт корисної дії (ККД) вітчизняних теплових електростанцій становить майже 30 %, а деяких нових електростанцій, де застосовуються надвисокі параметри пари, він наближається до 40 %. Оскільки надвисокі параметри пари (тиск і температура) можна використати лише блоками в 150, 200, 300, 500 тис. кВт і більше, одним із найважливіших засобів економії палива і підвищення економічної ефективності є укрупнення потужності теплових електростанцій.

Перетворення енергії з одного виду в інший неминуче пов'язане з втратами. Чим більше ступенів перетворення, тим більшими будуть втрати. Тому перспективним напрямом удосконалення теплових електростанцій і підвищення їх ККД є застосування **магнітогідродинамічних** генераторів, в яких хімічна енергія палива безпосередньо перетворюється в електричну, минаючи стадії перетворення в теплову енергію пари і механічну енергію турбіни.

У магнітогідродинамічних генераторах (МГД-генераторах) потік «гарячих» електропровідних газів-плазми з температурою до 2500–3000 К, спрямовується у міжполюсний простір потужних електромагнітів. Рух такого газоподібного провідника рівнозначний переміщенню якоря звичайних електричних машин у магнітному полі. Але у МГД-генераторах відпадає стадія механічної енергії машин, що обертаються, і перетворення теплової енергії в електричну відбувається за більш високого ККД. Проте розробка МГД-генераторів поки що перебуває в стадії експериментальних і теоретичних досліджень, отже, практичного значення в електроенергетиці вони не мають. Водночас вже почали будувати газотурбінні установки, які також дають можливість виключити стадію перетворення хімічної енергії палива в теплову енергію пари та істотно підвищити ККД теплових електростанцій.

На електростанціях, де використовується енергія води (гідроелектростанціях) або вітру, перетворення енергії відбувається теж у дві

стадії: спочатку енергія джерела приводить у дію первинний двигун, а потім механічна енергія через генератор перетворюється в електричну.

Вода в річці внаслідок різниці рівня безперервним потоком переміщується від верхів'я до гирла. Якщо в якому-небудь місці (створі) перегородити річку 1 греблею 3 (рис. 2.2), то рівень води до греблі значно піднімається порівняно з її рівнем після греблі. Різниця рівнів верхнього 2 і нижнього 4 водяного простору (б'єфа) називається напором, або висотою падіння. Якщо на лопатки гідротурбіни спрямувати потік води з верхнього б'єфа, то колесо турбіни почне обертатися, а разом з ним і вал турбіни та ротор електричного генератора. Потужність гідроелектростанцій залежить від напору і кількості води, що проходить за одиницю часу через турбіни. Об'єм води, яка протікає за певний проміжок часу через створ (переріз) річки, називається **стоком річки**.

Отже, потужність водяного потоку визначається різницею рівнів води (напором) і стоком води. Гідроелектростанція (ГЕС) використовує лише енергію певної ділянки річки. Для повнішого використання енергії річки будують каскад гідроелектростанцій, тобто кілька електростанцій, розміщених на різних ділянках. Отже, наприклад, на Дніпрі є Дніпровський каскад з Київською, Кременчуцькою, Канівською, Дніпровською, Дніпродзержинською та Каховською гідроелектростанціями.

ККД сучасних ГЕС набагато вищий, ніж теплових, і досягає 85 %.

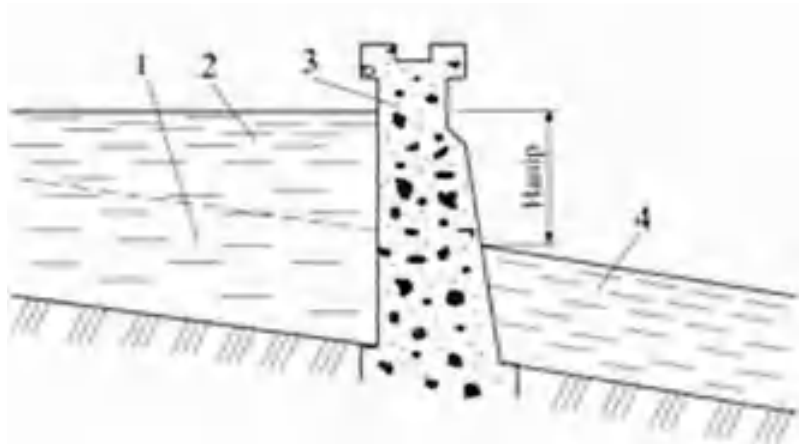


Рисунок 2.2 – Схема утворення напору греблею гідроелектростанції:

1 – річка; 2 – верхній водяний простір; 3 – гребля; 4 – нижній водяний простір

Залежно від типу споруд ГЕС поділяють на **пригребельні, гребельні, дериваційні та змішані.**

Пригребельні ГЕС споруджують безпосередньо біля греблі. На цих електростанціях весь напір створюється греблею.

У гребельних ГЕС турбіни, генератори та інше обладнання розміщені в тілі греблі, або навпаки, водоскидні споруди розміщені в межах будівлі ГЕС.

Дериваційні ГЕС споруджують на гірських річках. На цих електростанціях значна частина напору створюється дериваційним (обвідним) водоводом. Такими водоводами можуть бути відкриті канали, тунелі або трубопроводи.

У змішаних ГЕС напір створюється греблею і дериваційними спорудами.

Разом із будівництвом ГЕС вирішуються і питання комплексного використання води річок для судноплавства, водопостачання, зрошування земель, риборозведення тощо.

ГЕС порівняно з тепловими мають низку переваг:

- 1) технологічний процес виробництва електроенергії значно простіший;
- 2) більший ККД;
- 3) нижча собівартість електроенергії.

На великих ГЕС вона у п'ять раз менша, ніж на теплових. Це пояснюється відсутністю затрат на паливо і зменшенням кількості обслуговуючого персоналу у зв'язку з відсутністю котельні.

Основним недоліком ГЕС є велика вартість і значні строки спорудження.

Атомні електростанції (АЕС) належать до теплових станцій. На відміну від теплової на АЕС встановлені атомний реактор і паровий котел. Джерелом енергії на цих електростанціях є ядерне паливо: уран-235, уран-233, плутоній-239 тощо. Внаслідок ланцюгової реакції поділу ядер виділяється дуже велика кількість теплової енергії, що використовується для виробництва електроенергії.

Тепло АЕС може бути використане за одно або двоконтурною схемою. За одноконтурної схеми перегріта пара від реактора надходить безпосередньо до парової турбіни. За такою схемою працює, наприклад Білоярська атомна електростанція.

На рис. 2.3 зображено спрощену технологічну схему двоконтурної атомної електростанції на високих початкових параметрах пари (17–9 МПа, 500 °С). У реакторі 1 внаслідок ланцюгової реакції поділу ядер, наприклад урану-235, повільними нейтронами виділяється тепло. Для сповільнення реакції поділу ядер можна використовувати графіт. Графітний циліндр 2 має велику кількість робочих каналів 5. У робочому каналі всередині ядерної втулки 3 розміщена У-подібна стальна трубка 4, якою переміщується охолодний теплоносі.

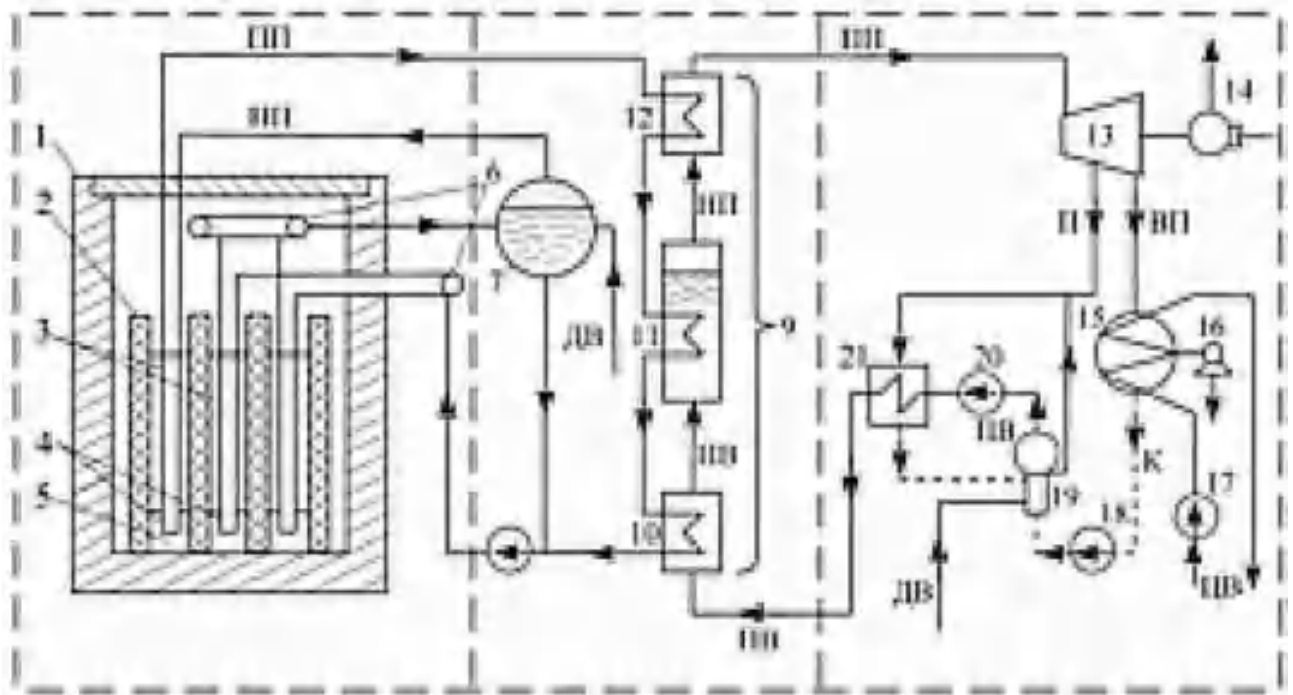


Рисунок 2.3 – Спрощена схема технологічного процесу АЕС:

1 – приміщення реактора; II – приміщення парового котла; III – машинна зала;
 1 – реактор; 2 – графітний циліндр; 3 – ядерна втулка; 4 – стальна трубка; 5 –
 робочі канали; 6 – колектор; 7 – сепаратор; 8, 17, 18, 20 – насоси; 9 – паровий
 котел; 10 – теплообмінник; 11 – котел насиченої пари; 12 – пароперегрівник;
 13 – парова турбіна; 14 – генератор; 15 – конденсатор; 16 – ежектор;
 19 – деаератор; 21 – регенеративний підігрівник

У трубках вода під тиском однією половиною протікає донизу, а другою – повертається догори. Кінці трубок з'єднані колектором 6. Безперервна циркуляція води у трубках 4 і сепараторі 7 забезпечується насосом 8. У верхній

частині сепаратора 7 збирається насичена пара НП, яка проходить крізь робочі канали 5, перегрівається (17 МПа, 500 °С) і надходить до парового котла 9. Після теплообмінника 10 конденсат разом з водою із сепаратора 7 знову подається до робочих каналів реактора.

Паровий котел складається з теплообмінника 10, котла насиченої пари 11 і пароперегрівника 12. Перегріта пара ПП з котла надходить до парової турбіни 13, розміщеної на одному валу з генератором 14. Відпрацьована пара ВП, як і на інших паротурбінних електростанціях, з турбіни надходить до конденсатора 15. Циркуляційна вода ЦВ подається насосом 17.

Із конденсатора конденсат К насосом 18, подається в деаератор 19. Підігріта вода ПВ живильним насосом 20 через регенеративний підігрівник 21 спрямовується до теплообмінника 10. Вода у підігрівнику підігрівається парою 17, що відбирається з проміжного ступеня турбіни. Вода в системі поповнюється додатковою водою ДВ. Повітря, що потрапляє в конденсатор, вилучається ежектором 16, який підтримує в конденсаторі певний ступінь вакууму.

Отже, вода і пара вторинного контуру, що проходить через турбіну, ізольовані від контуру реактора і тому практично позбавлені радіоактивності.

Двоконтурна атомна електростанція за схемою дещо складніша, ніж одноконтурна, проте забезпечує високу безпеку обслуговування. В основу контролю і керування атомних електростанцій покладено принцип централізації і автоматичного регулювання технологічним процесом.

До переваг АЕС порівняно з іншими відносять:

1) незначна витрата палива. На першій атомній електростанції потужністю 5000 кВт витрати урану на добу становлять 30 г. ПТУ (ТЕС, ТЕЦ) такої самої потужності під час роботи на пиловугільному паливі витрачає за добу понад 100 т вугілля;

2) можливість спорудження в будь-якому місці, де є водоймище, оскільки це не пов'язано з розміщенням природного запасу енергоресурсів і перевезенням великої кількості палива;

3) відсутність забруднення повітря димом і кіптявою.

Проте досвід експлуатації і особливо аварія на Чорнобильській АЕС показали, що на цих електростанціях необхідно передбачати значно вищий рівень безпеки, ніж на інших.

Перспективним є будівництво АЕС, що використовують енергію не розпаду важких атомів, а синтез легких атомів водню з утворенням гелію. При цьому джерелом енергії є звичайна вода, а енергії з одиниці маси речовини виділяється значно більше.

За видом споживачів електростанції бувають **районні, промислові (заводські), сільські, міські (комунальні) і спеціального призначення.**

Районні електростанції споруджують поблизу природного джерела енергії (палива чи великої ріки) або споживачів. Місце спорудження вибирають на основі техніко-економічних розрахунків. Потужність таких електростанцій велика і досягає кількох сотень тисяч і навіть мільйонів кіловат. Вони живлять електроенергією великі промислові райони і районні енергосистеми.

Промислові електростанції споруджують на території великих підприємств для електропостачання виробничих цехів, допоміжних служб, житлових будинків, а також установ, що містяться поблизу підприємства. До них належать і електростанції новобудов.

Сільські електростанції використовуються як резервні для електропостачання колгоспів і радгоспів, а також сільських населених пунктів з виробничими підприємствами.

Міські (або комунальні) електростанції постачають електроенергію, а також тепло, головним чином, містам і міським населеним пунктам.

Сьогодні структура виробництва електроенергії в Україні має такий вигляд: на АЕС виробляється 47,9 % загальної кількості електроенергії; на ТЕС та ТЕЦ – 40,8 %; на ГЕС та ГАЕС – 6,7 %; на блок-станціях та інших джерелах – 4,7%.

2.3 Складові частини електропостачальної системи та режими її роботи

2.3.1 Складові частини електропостачальної системи

Основними складовими частинами електропостачальної системи є: електростанції, підвищувальні та понижувальні підстанції, розподільчі мережі.

Аналіз кожної із складових частин розглянуто на прикладі рис. 2.4.

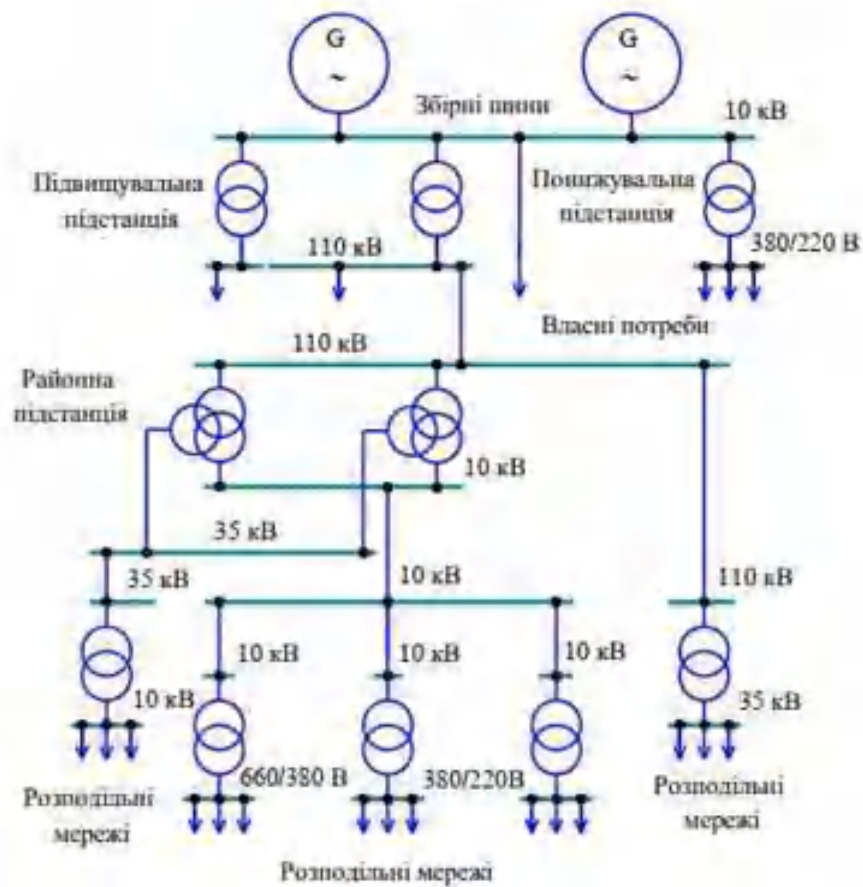


Рисунок 2.4 – Принципова електрична схема виробництва та розподілу електричної енергії

На **електростанції** електроенергія виробляється на генераторі напруги 10 кВ. Незначна частина цієї енергії використовується на споживачами власних потреб електростанцій, як високовольтними, так і низьковольтними.

Понижувальна трансформаторна підстанція власних потреб, що встановлена на електростанції, забезпечує пониження генераторної напруги до номінального значення напруги низьковольтних споживачів власних потреб. Високовольтні споживачі власних потреб отримують живлення на генераторній напрузі.

Можливі випадки, коли електроенергія на генераторній напрузі пересилається безпосередньо і стороннім споживачам, що знаходяться неподалік від електростанції.

Більша ж частина електроенергії, що виробляється на електростанції, після трансформації на **підвищувальних підстанціях**, передається на напрузі 110 кВ в енергосистему.

Районні понижувальні підстанції забезпечують трансформацію напруги з 110 кВ до 35 і 10 кВ та розподіл електроенергії між населеними пунктами, міськими та сільськими районами, підприємствами тощо.

Понижувальні підстанції населених пунктів, міських та сільських районів, підприємств тощо забезпечують зниження напруги до номінальних значень як окремих високовольтних та низьковольтних приймачів, так і груп приймачів і/або споживачів електричної енергії.

Розподільчі мережі забезпечують розподіл та пересилання електричної енергії до окремих приймачів та електроспоживачів.

Електричну енергію виробляють в основному великі електричні станції, які об'єднані в енергетичні системи.

Частина енергосистеми, що складається з генераторів, розподільних пристроїв, підвищувальних і знижувальних трансформаторних підстанцій, електричних мереж і приймачів електроенергії, називають **електричною системою**.

Електричними мережами називають частини електричної системи, що складаються із підстанцій і ліній електропередачі різних напруг.

Залежно від призначення електричні мережі розділяють на розподільчі й живильні.

Розподільчою називають електричну мережу (рис. 2.5 а), що підводить електроенергію від джерела живлення до споживчих ТП або самим споживачам, якщо це лінія низької напруги.

Живильною називають електричну мережу (рис. 2.5 б), що підводить електроенергію до розподільчих пунктів РП або підстанцій.

З курсу «Теоретичні основи електротехніки» відомо, що для передачі електроенергії на велику відстань необхідно підвищити її напругу. Тому сучасна електрична система обов'язково містить у собі підвищувальні підстанції, на яких за допомогою трансформаторів підвищується напруга електричної енергії.

У місцях споживання розміщують понижувальні підстанції, що знижують напругу до такого значення, щоб електроенергією могли користуватися споживачі. Необхідність підвищення й зниження напруги електричної енергії привела до того, що для її передачі й розподілу застосовують змінний, переважно трифазний, струм.

2.3.2 Номінальна напруга

У табл. 2.1 відповідно до ГОСТ 21128-83 наведені стандартні номінальні значення напруг для електроустановок до 1 кВ, а у табл. 1.2 відповідно до ГОСТ 721-77 – для електроустановок понад 1 кВ.

Таблиця 2.1 – Номінальні напруги до 1кВ

Струм	Номінальна напруга, В	
	джерело	мережі і приймачі
Постійний	6; 12; 28,5; 42; 62; 115; 230; 460	6; 12; 27; 40; 60; 110; 220; 440
Змінний:	6; 12; 28,5; 42; 62; 115; 230	6; 12; 27; 40; 62; 110; 220
	42; 62; 230; 400; 690	40; 60; 220; 380; 660
- трифазний		

Примітка до табл. 2.1: 1. У таблиці вказані міжфазні значення трифазної напруги.

Таблиця 2.2 – Номінальні міжфазні напруги понад 1 кВ

Мережі і приймачі	Генератори і синхронні компенсатори	Трансформатори і автотрансформатори з РПН	
		первинні обмотки	вторинні обмотки
(6)	(6,3)	(6) або (6,3)	(6,3) або (6,6)
10	10,5	10 або 10,5	10,5 або 11
20	21,0	20 або 21,0	- 22,0
35	-	35 або 36,75	- 38,5
110	-	110 або 115	115 або 121
220	-	220 або 230	230 або 242
330	-	330 -	330 -
500	-	500 -	500 -
750	-	750 -	750 -
1150	-	1150 -	- -

Примітки до табл. 2.2: 1. Знаком «*» вказані напруги для трансформаторів і автотрансформаторів, що приєднані безпосередньо до шин генераторної напруги електричних станцій або до виводів трансформаторів.

2. У дужках подані номінальні значення напруг, що не рекомендуються для мереж, які проектуються. Для мереж, що вже діють або розширюються на номінальні напруги 3, 6 і 150 кВ, обладнання повинне виготовлятися.

Крім зазначених значень номінальних напруг, ГОСТ 21128-83 допускає використовувати й інші номінальні напруги, наприклад, для однофазних та трифазних мереж і електроприймачів:

- 24 В для мереж і приймачів загальнопромислового призначення;
- 42 В для мереж однофазного і трифазного струму;
- 127 В для приймачів, що раніше виготовлялись.

Допустимі відхилення напруги електропостачальної системи, джерел, перетворювачів, мереж і приймачів електричної енергії вибирають із ряду: 0,5; 1,0; 2,0; 3,0; 5,0; 10; 15 % номінального значення.

Номінальною називають таку **напругу** приймачів електроенергії, генераторів і трансформаторів, при якій вони нормально й найбільше економічно працюють. Ця напругу вказують у паспорті відповідної машини або апарата.

2.3.3 Режими роботи електропостачальної системи

Режими роботи електропостачальної системи визначаються великою кількістю показників, головними з яких є:

- значення напруги на виходах джерел та на вході електроприймачів;
- рівень напруги мережі живлення відносно землі;
- величина навантаження по струму джерел, приймачів, пристроїв перетворення та провідників;
- режим роботи нейтралі;
- симетричність фазних та лінійних напруг;
- синусоїдальність напруги;
- величина відхилення частоти;

– опір ізоляції між провідниками та відносно землі та ін.

Залежно від величини відхилення зазначених вище перерахованих показників від розрахункових (проектних) значень розрізняють такі основні види режимів роботи:

1) Нормальні режими роботи – режими роботи, за яких відхилення основних показників знаходиться в допустимих межах, що передбачені чинними нормами та правилами або вимогами заводу-виробника відповідного обладнання. У цьому режимі роботи всі складові частини електропостачальної системи можуть працювати тривалий час і забезпечувати надійне електропостачання.

2) Короткочасно допустимі режими роботи – режими роботи, які супроводжуються значними відхиленнями показників від номінальних значень, але ці відхилення або передбачені у проектних розрахунках (наприклад, перевантаження по струму протягом добового максимуму), або допускаються на певний обмежений час і не завдають значного збитку для джерел, мереж і електроприймачів (наприклад, спад напруги на час запуску потужних електроприймачів, пускові струми яких значно більші від номінальних струмів). Частота повторення та тривалість таких режимів обмежені.

3) Аварійні режими роботи – режими роботи, які супроводжуються значними відхиленнями показників і можуть спричинити вихід із ладу як окремих складових частин, так і всієї електропостачальної системи. Факторами, що можуть зумовити появу аварійних режимів роботи, є міжфазні короткі замикання, обрив провідників і замикання їх на землю, погіршення ізоляційних властивостей та ін. Як правило, аварійні режими роботи супроводжуються значним зростанням навантаження по струму, що призводить, навіть при короткочасному протіканні таких струмів, до значного нагрівання провідників, яке може викликати їх перегорання; появою значних механічних навантажень на струмопровідні частини, що зумовлені збільшенням електродинамічних сил; стрибками напруги, порушенням її синусоїдальності, симетричності тощо. Такі режими роботи є небажаними, а тому в електропостачальній системі мають бути передбачені засоби та заходи, спрямовані

на унеможливлення виникнення таких режимів, а під час виникнення – вжити заходів зі скорочення тривалості таких режимів роботи.

2.3.4 Режими роботи нейтралі

Відповідно до ПУЕ електроустановки залежно від заходів електробезпеки поділяються на:

- електроустановки понад 1 кВ у мережах з ізолюованою нейтраллю (з малими струмами замикання на землю);
- електроустановки до 1 кВ з ізолюованою нейтраллю;
- електроустановки понад 1 кВ у мережах з ефективно заземленою нейтраллю (з великими струмами замикання на землю);
- електроустановки до 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю.

1) Мережі з ізолюованою нейтраллю

Ізолюованою нейтраллю називають нейтраль трансформатора або генератора, що не з'єднана з заземлювальним пристроєм, або з'єднана з ним через прилади сигналізації, вимірювання, захисту, заземлювальні дугогасильні реактори і подібні пристрої, що мають великий опір.

Особливостями роботи системи з **повністю ізолюованою нейтраллю** (рис. 2.5) є:

- однофазне замикання на землю не є коротким замиканням, і струми однофазного замикання на землю малі порівняно зі струмами навантаження, а тому є безпечними для системи;
- при однофазному замиканні на землю напруга на непошкоджених фазах відносно землі збільшується до значення міжфазної напруги;
- при однофазному замиканні на землю безперебійність електроприймачів не порушується;

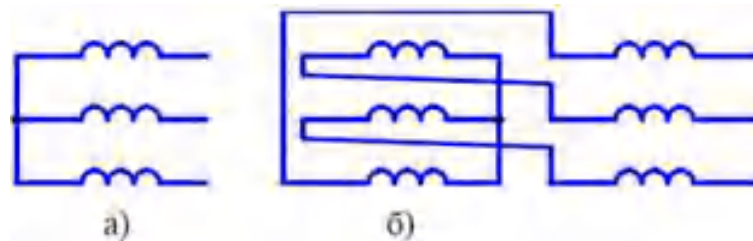


Рисунок 2.5 – Схеми з'єднання обмоток джерела живлення з повністю ізолюваною нейтраллю: а – «зірка»; б – «зигзаг»

- у режимі однофазного замикання на землю система може працювати протягом тривалого часу (як правило, не довше 2 годин), якого часто буває досить, щоб виявити місце замикання на землю й усунути неполадку;

- надійність та безпека роботи системи значною мірою залежать від стану ізоляції, оскільки пошкодження ізоляції відносно землі або між фазними провідниками може зумовити виникнення двох- або трьохфазного короткого замикання на землю, яке супроводжується великими значеннями струмів короткого замикання. Тому в системах з ізолюваною нейтраллю необхідно передбачувати встановлення пристроїв контролю ізоляції і спеціальні сигнальні або захисні пристрої, що потребує окремих фінансових затрат;

- у місці однофазного замикання на землю можливе виникнення й стале горіння електричної дуги, яка може зумовити пошкодження як ізоляції інших фаз, так і електрообладнання взагалі. Ця особливість є одним з основних недоліків даної системи.

З урахуванням наведеного вище сфера використання систем з ізолюваною нейтраллю обмежена.

Прикладами використання таких мереж можуть бути:

- трифазні мережі напругою 6–35 кВ, у яких струми замикання на землю не перевищують допустимих значень;

- трифазні трьохпровідні мережі напругою до 1 кВ (наприклад, мережі з напругою 220, 380 і 660 В);

- мережі низької напруги (наприклад, мережі з напругою 40 і 60 В), в яких для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу передбачені захисні

заходи, не пов'язані з використанням заземлення (наприклад, використання розділювальних трансформаторів).

Для зменшення струмів замикання на землю (і в першу чергу ємнісних струмів) до значення, при якому неможливе стале горіння електричної дуги, у системах з ізолюованою нейтраллю нейтральну точку джерела живлення заземлюють через дугогасильні реактори, реактивний індуктивний опір яких приблизно дорівнює реактивному ємнісному опору системи:

$$2\pi fL \approx 1/(2\pi fC), \quad (2.1)$$

де f – частота мережі, Гц;

L – індуктивність заземлювального дугогасильного реактора, Гн;

C – ємність мережі, Ф.

В електропостачальних системах найбільшого поширення набули **заземлювальні дугогасильні реактори**, що дозволяють регулювати величину індуктивності зміною кількості витків обмотки реактора або величини зазору в його осерді (рис. 2.6).

Показником ефективності роботи системи з ізолюованою нейтраллю за наявності заземлювального дугогасильного реактора є відношення кількості замикань на землю, що не переходять в короткі замикання, до загальної кількості замикань. Для систем з повністю ізолюованою нейтраллю цей показник у середньому становить 0,3, а за наявності заземлювального дугогасильного реактора збільшується до 0,6–0,9, що є підтвердженням доцільності використання цих пристроїв.

Особливістю роботи **системи з ізолюованою нейтраллю за наявності заземлювального дугогасильного реактора** є:

- при правильному налагодженні реактора (коли виконується умова (2.1) і режим роботи є резонансним або близьким до нього) струми у ділянці замикання на землю мають значно менші значення, ніж у системі з повністю ізолюованою нейтраллю, що забезпечує надійне дугогасіння;

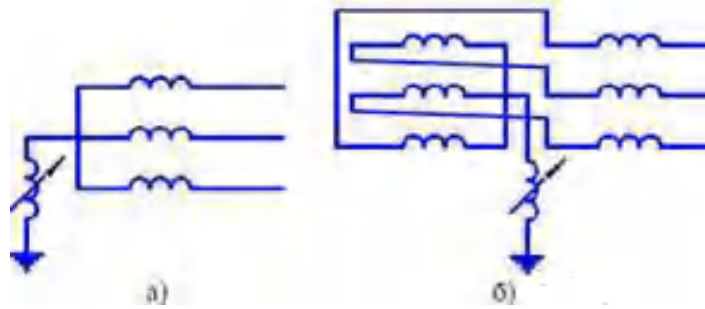


Рисунок 2.6 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення з ізолюваною нейтраллю за наявності заземлювального дугогасильного реактора:

а – «зірка»; б – «зигзаг»

- значно спрощуються вимоги до апаратів захисту. Система, як правило, не потребує релейного захисту від замикань на землю, що діє на відключення, а для отримання інформації про виникнення замикання і прийняття необхідних рішень часто досить встановлення лише відбіркової сигналізації;

- значно збільшується швидкість поновлення напруги на пошкодженій фазі. Тому ймовірність повторного загорання дуги значно зменшується, а отже, і ймовірність переростання однофазного замикання на землю в багатозаземлене або міжфазне коротке замикання;

- кількість аварійних відключень такої системи значно менша ніж у попередньо розглянутій, а тому безперебійність електропостачання краща;

- вимоги до рівня та стану ізоляції залишаються майже такими самими високими, як і для попередньо розглянутої системи;

- порівняно складною є експлуатація системи, оскільки вона потребує постійного контролю за станом компенсації ємнісних струмів, що пов'язано з необхідністю регулювання індуктивності реактора;

- досить складним є процес виявлення місця пошкодження ізоляції, якщо замикання на землю не переросло в коротке замикання.

На завершення слід зазначити, що використання заземлювальних дугогасильних реакторів зумовлює зростання витрат при створенні та експлуатації системи, і відповідь щодо доцільності її використання можуть дати техніко-економічні розрахунки для конкретної електропостачальної системи.

2) Мережі з ефективно- та глухозаземленою нейтраллю

Мережі з ефективно заземленою нейтраллю, відповідно до ПУЕ – це трифазні електричні мережі напругою вище 1 кВ, у яких коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4. називають відношення різниці потенціалів між непошкодженою фазою і землею в точці Коефіцієнтом замикання на землю замикання на землю однієї або двох інших фаз і різницею потенціалів в точці до замикання.

Глухозаземлена нейтраль – нейтраль трансформатора або генератора, що приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір (наприклад, через трансформатор струму).

Головною характерною ознакою систем з ефективно- або глухозаземленою нейтраллю є те, що будь-яке однофазне замикання на землю є обов'язково коротким замиканням, яке супроводжується значним зростанням струму, а тому повинне обов'язково призвести до відключення пошкодженої ділянки завдяки спрацюванню пристроїв захисту.

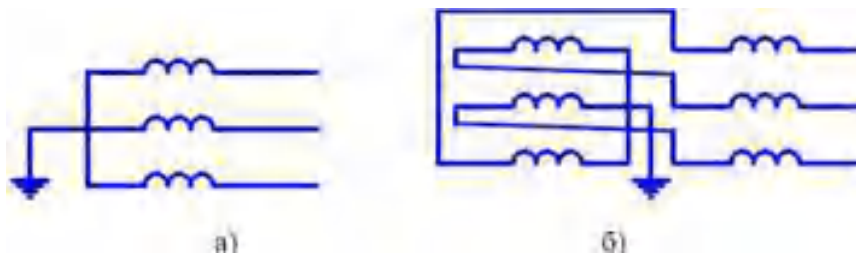


Рисунок 2.7 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення з глухозаземленою нейтраллю: а – «зірка»; б – «зигзаг»

Особливостями роботи системи з глухозаземленою нейтраллю (рис. 2.7) є:

- стабілізація напруг фаз відносно землі, унаслідок чого зменшується перенапруга при виникненні однофазних замикань на землю;
- унеможлиблюється поява стійких електричних дуг у місці замикання на землю і пов'язаних з цим явищем негативних наслідків;

- полегшуються умови роботи ізоляції у випадку однофазних замиканнях на землю, що дає можливість зниження рівня ізоляції або підвищення надійності роботи завдяки більшому запасу міцності ізоляції;
- створюються сприятливі умови для забезпечення чіткого, надійного, селективного та швидкодіючого релейного захисту;
- простіше створювати та експлуатувати системи відносно режиму нейтралі;
- однофазні замикання на землю як найбільш поширеніші зумовлюють відносно часті відключення, а тому для обмеження безструмових пауз у таких системах часто є необхідним використання швидкодіючих пристроїв автоматичного повторного увімкнення і виконанням систем із резервуванням для найбільш відповідальних електроприймачів;
- суттєво зростають динамічні сили, що діють на струмопровідні частини, при виникненні однофазних коротких замикань, оскільки струм однофазного короткого замикання може бути більшим від струму міжфазного короткого замикання;
- значно збільшується вплив на лінії зв'язку, що змушує збільшувати витрати на їх виготовлення та експлуатацію;
- зростає небезпека для обслуговуючого персоналу через великі значення напруги дотикання і напруги кроку;
- великі значення струмів короткого замикання суттєво зменшують синхронізуючий момент, а тому тривалі протікання таких струмів можуть призвести до відключення не лише того генератора, де виникло коротке замикання, але й того, що працює паралельно з ним;
- значно більшими порівняно з попередньо розглянутими системами є витрати на виготовлення та експлуатацію заземлювальних пристроїв.

Найчастіше глухе заземлення нейтралі використовують у мережах напругою 110 кВ і вище та у чотири і п'ятипровідних мережах напругою 380/220 В.

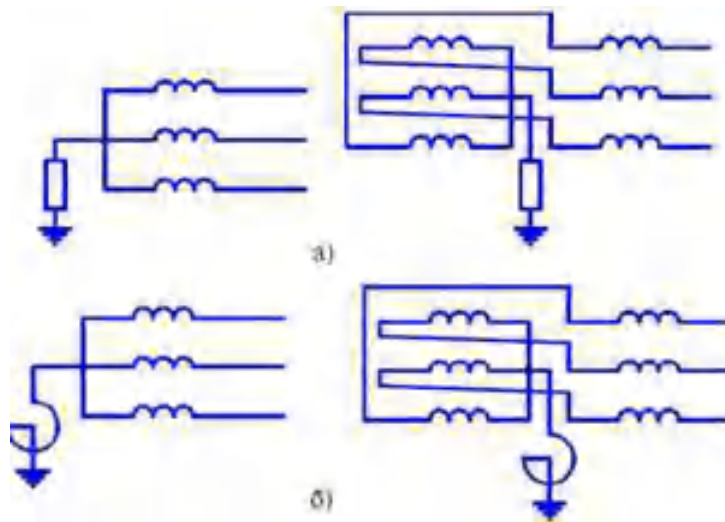


Рисунок 2.8 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення з ефективно заземленою нейтраллю через струмообмежувальні опори:

а – активний; б – реактивний

З метою зменшення величини струмів однофазного короткого замикання на практиці використовують «розземлення нейтралі», для чого нейтральну точку деяких трансформаторів системи з'єднують з землею через струмообмежувальні активні (рис. 2.8 а) або індуктивні (рис. 2.8 б) опори.

Величину цього опору вибирають так, щоб струм однофазного короткого замикання не перевищував струму міжфазного короткого замикання, який визначає необхідну вимикаючу здатність вимикачів. У більшості випадків практичне виконання й досягнення необхідної мети зниження величини струму однофазного короткого замикання більш економічно доцільне і простіше в реалізації з допомогою реактивного індуктивного опору (реактора), ніж з допомогою активного опору.

На завершення необхідно зазначити, що відповідно до МЕК системи залежно від режиму роботи нейтралі, класифікують таким чином:

- система з ізолюваною нейтраллю;
- резонансно-заземлена система (нейтраль заземлена через дугогасильний реактор);
- система з ефективно заземленою нейтраллю;
- система з неефективно заземленою нейтраллю.

З ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ

План

3.1 Основні функції та електричні схеми розподільчих пунктів

3.2 Основне електрообладнання розподільних пунктів

3.1 Основні функції та електричні схеми розподільчих пунктів

В електропостачальних системах міських і сільських районів напругою 6–10 кВ використовують розподільчі пункти (РП), призначені для виконання таких функцій:

- приймання електричної енергії від джерел живлення 2–4 лініями живлення;
- розподіл електричної енергії на одній напрузі багатьма лініями живлення;
- забезпечення надійного постачання електроенергії споживачам завдяки можливості підключення їх за необхідності до кількох ліній;
- захист ліній живлення від аварійних режимів роботи;
- відключення ліній живлення для виконання планових профілактичних і ремонтних робіт, а також під час аварійних режимів роботи.

Як правило РП – це окремо розміщені будівлі. Останнім часом використовують збірні конструкції РП, складові частини яких невеликі за розмірами, зручні для транспортування, надійні в роботі, безпечні в обслуговуванні, допускають (за необхідності) розширення.

Часто РП є вузлом мережі живлення, у якому конструктивно виконані розміщення та з'єднання всіх елементів електричної схеми підведення від джерел живлення й розподілу між окремими споживачами електричної енергії без перетворення на одній напрузі.

Компонування РП електричними апаратами, з'єднаними з системою збірних шин, виконують у суворій відповідності до розробленої схеми розподілу електроенергії, чинних норм і правил. Обладнання для кожної з ліній, що підходять і відходять від РП, розміщують в окремій панелі. Каркас панелі

переважно виготовляють із гнутих металевих профілів, які значно полегшують конструкцію та забезпечують просте й надійне закріплення на ній електрообладнання. У сучасних конструкціях панелей використовують роздільні перегородки з гіпсу або цементно-тирсової суміші.

Оскільки РП є електроустановкою закритого типу, в них використовують малогабаритні силові електричні апарати, а підключення вимірювальних трансформаторів струму й напруги, лічильників і реле контролю таке, що забезпечує їх заміну без переривання роботи.

На рис. 3.1 зображена електрична схема РП із масляними вимикачами. Лінії, що підходять і відходять від РП, зв'язані між собою системою збірних шин, розділених на дві секції (1-шу с. ш., 2-гу с. ш.). До першої секції шин підключені 1–10 панелі, а до другої – 11–18. Секційний масляний вимикач і два роз'єднувачі можуть забезпечити як роздільне, так і паралельне живлення кожної секції від головних джерел живлення (панелі 9 і 18). У панелях 1–6, 8, 9, 13–18 установлені

такі електричні апарати: масляні вимикачі, роз'єднувачі з головними ножами й ножами заземлення, трансформатори струму. У панелях 10 і 11 розміщені секційні електричні апарати: масляний вимикач, роз'єднувачі з головними ножами й ножами заземлення, трансформатор струму. У панелях 7 і 12 розміщені вимірювальні трансформатори напруги, роз'єднувачі з головними ножами й ножами заземлення, трансформатори струму.

На рис. 3.2 зображена електрична схема РП із вакуумними вимикачами. Цей РП має також дві секції шин (1-шу с. ш., 2-гу с. ш.), що лініями 1а і 20 живляться від ТЕЦ. Секції шин з'єднані між собою за допомогою секційного вакуумного вимикача (панелі 10 і 11).

Використання вакуумних вимикачів викотної конструкції дозволяє спростити електричну схему РП без зниження надійності її функціонування, а тому на кожній лінії встановлюють значно менше електричних апаратів: вакуумний вимикач, вимірювальні трансформатори струму й заземлювач. У панелях 8 і 13 розміщують вимірювальні трансформатори напруги.

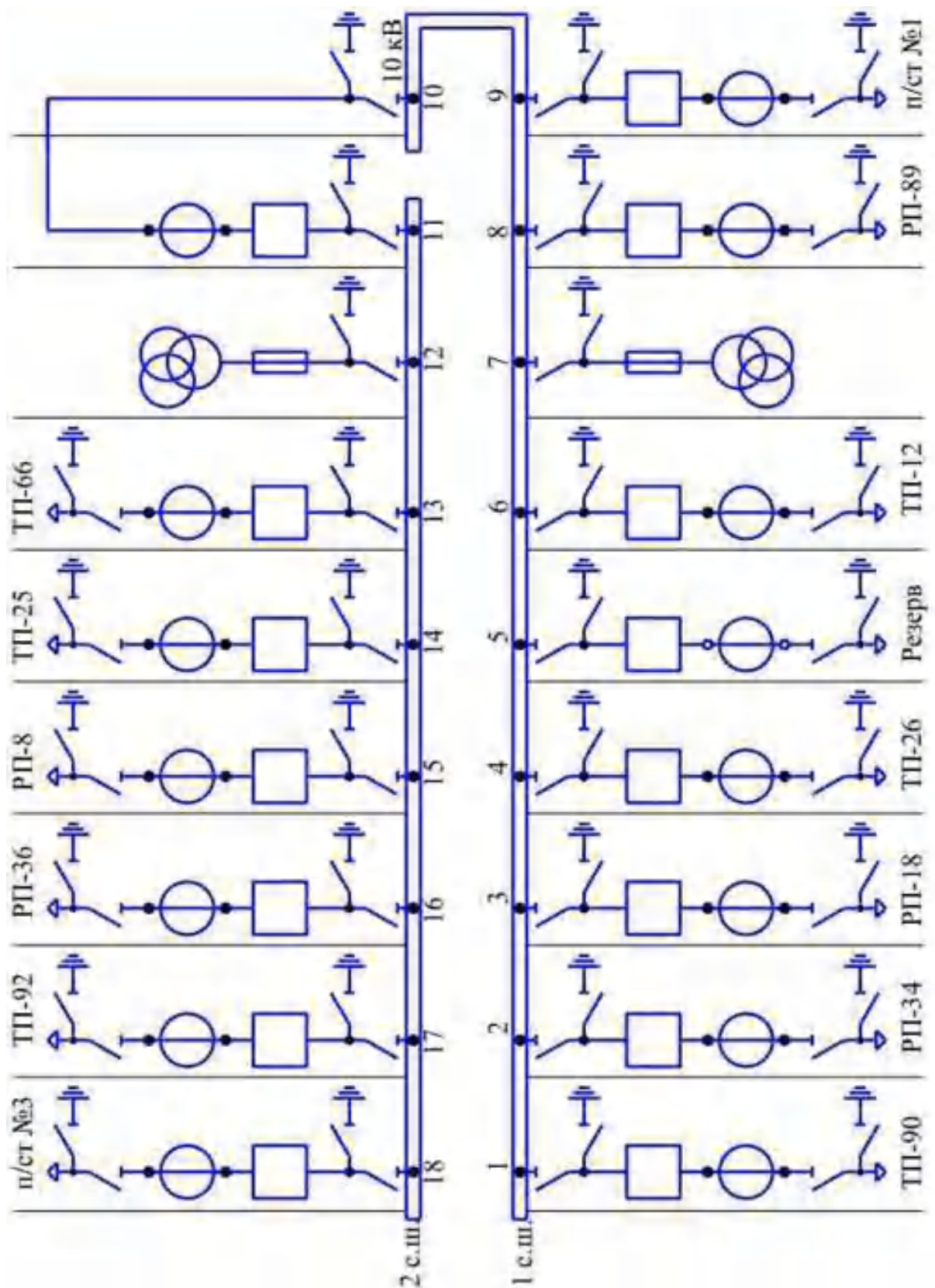


Рисунок 3.1 – Електрична схема РП з масляними вимикачами

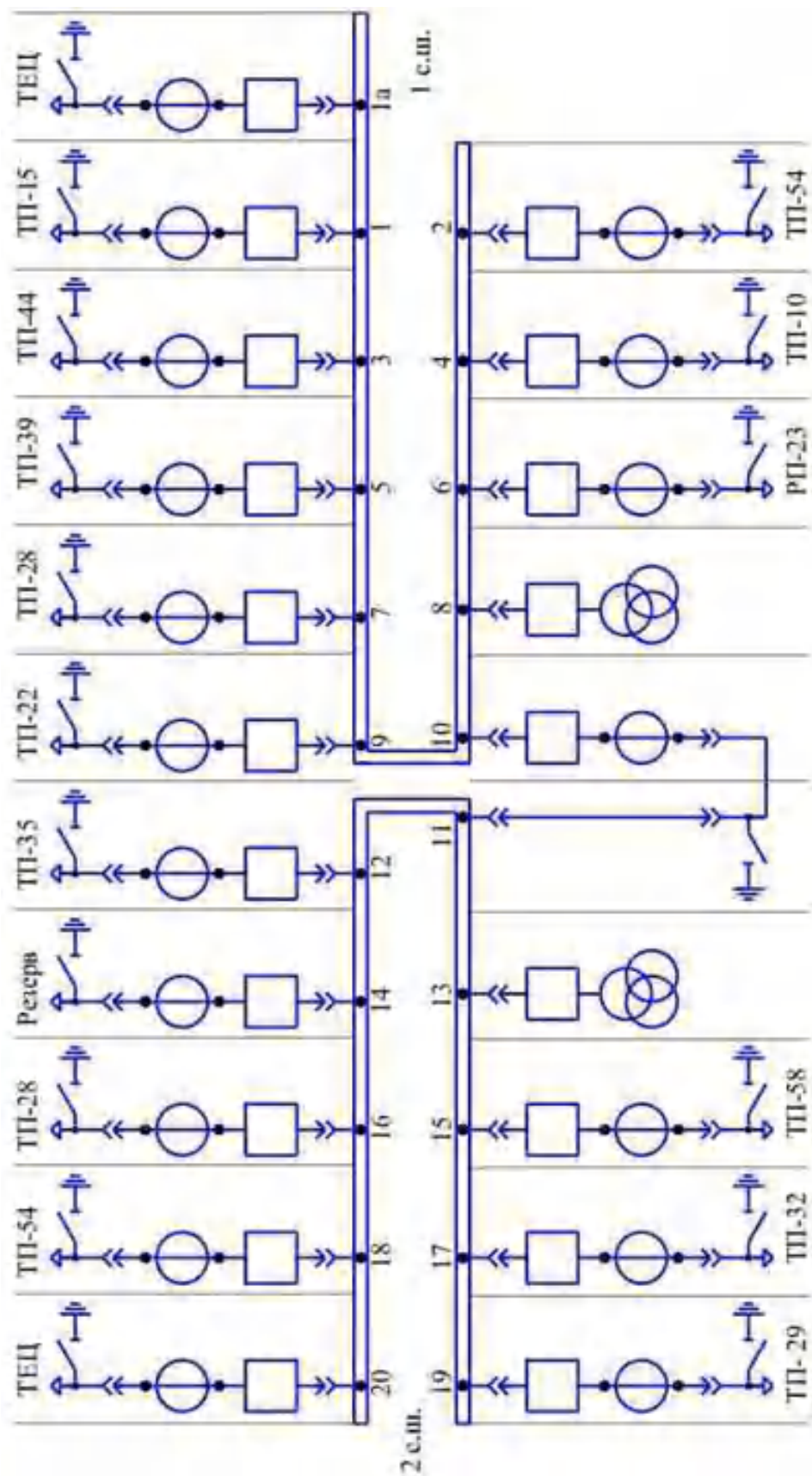


Рисунок 3.2 – Електрична схема РП з вакуумними вимикачами

3.2 Основне електрообладнання розподільних пунктів

- **Вимикачі навантаження** призначені для ввімкнення й вимкнення електричних кіл під навантаженням у межах номінального струму. Ці електричні апарати не можуть вимикати струми короткого замикання, а тому вони зазвичай функціонують водночас із високовольтними запобіжниками.

Прикладом такого електричного апарата може бути вимикач навантаження типу ВН-16 (рис. 3.3). Ці електричні апарати комплектують ручним, наприклад типу ПР-16, або автоматичним, наприклад типу ПРА-17, приводом. Якщо є необхідність у дистанційному керуванні функціонуванням вимикача, використовують електромагнітний привод.

Вимикачі навантаження типу ВН-16 виготовляють триполюсними. Усі частини вимикача розміщують на металевій рамі (5). Нерухомі (1) і рухомі (2) контакти кріплять до рами за допомогою опорних ізоляторів (4). Рухомим контактам (2) надають руху за допомогою привода (на рисунку не зазначений), з'єднаного з валом (8), а останньому - через порцелянові тяги (6) із рухомими контактами (2). Вимкнення електричного апарата відбувається під дією пружини (7), що зводиться під час увімкнення.

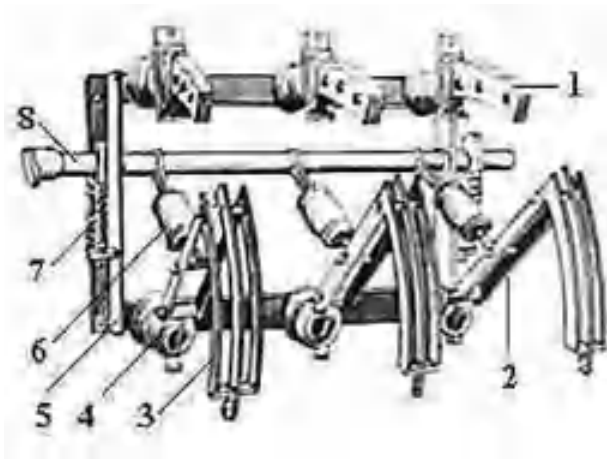


Рисунок 3.3 – вимикач навантаження типу ВН-16:

- 1, 2 – нерухомі й рухомі контакти;
- 3 – дугогасильна камера; 4 – ізолятор;
- 5 – рама; 6 – тяга; 7 – пружина;
- 8 – вал

Гасіння електричної дуги, що виникає під час комутації електричних кіл під навантаженням, забезпечують за допомогою дугогасильних камер (3). Для гашення електричної дуги використовують газ, що генерують у самій камері завдяки наявності вставок, виготовлених, наприклад, з органічного скла. Під час

вимкнення вимикача запалюється електрична дуга, що спричиняє значне підвищення температури. Органічне скло впродовж горіння дуги виділяє велику кількість газу, струмені якого спрямовуються в зону горіння дуги й зумовлюють її швидке згасання.

Певні вимикачі навантаження, наприклад типу ВНП-17, комплектують також високовольтними запобіжниками й пристроєм для автоматичного вимкнення в разі перегорання плавкої вставки будь-якого з трьох запобіжників.

Вимикачі навантаження вибирають за такими основними параметрами: номінальною напругою (U_n), струмом вимкнення: номінальним (I_n) і максимальним (I_{max}); граничним наскрізним струмом ($I_{гр.ам}$ – амплітудне значення, $I_{гр.д}$ – діюче значення), струмом термічної стійкості ($I_{тс}$). Значення цих параметрів для вимикачів навантаження зазначені у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Основні технічні характеристики високовольтних вимикачів типу ВН-16

U_n , кВ	Струм відключення, А		Граничний наскрізний струм, кА		$I_{тс}$, кА
	I_n	I_{max}	$I_{гр.ам}$	$I_{гр.д}$	
6	400	800	41	16	10
10	200	400	41	16	10

- **Вимикачі** призначені для ввімкнення та вимкнення електричних кіл під навантаженням, а також забезпечують автоматичне вимкнення струмів короткого замикання. Для цих електричних апаратів наявність пристрою дугогасіння обов'язкова. залежно від середовища й способу гасіння дуги вимикачі бувають масляними, вакуумними, газовими (повітряними, елегазовими) і з електромагнітним гасінням дуги.

- **Масляні вимикачі.** У цих електричних апаратах гасіння електричної дуги відбувається в середовищі трансформаторного масла. Їх електричні контакти розміщують або в одному баку, або кожний полюс окремо перебуває в

невеликому баку, що часто називають горщиком. Прикладом такого електричного апарата можуть бути масляні вимикачі горщикового типу ВМГ-133 (рис. 3.4). У цих електричних апаратах контактна система та пристрій дугогасіння для кожного полюса знаходяться в окремому баку (5), заповненому маслом. Їх комплектують приводом типів ПРБА, ППМ, ПП-61 та ін., від якого рух передається до вала (1), а потім за допомогою тяги (3) – до рухомих контактів.

Ці електричні апарати призначені на напругу 6–10 кВ і струм до 1 000 А.

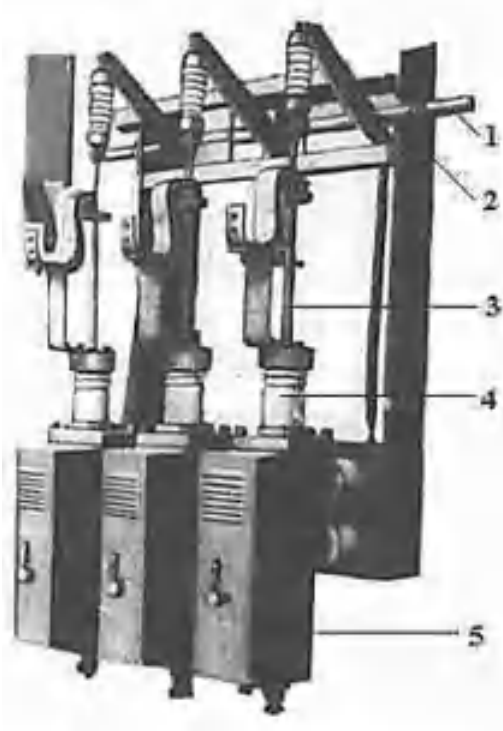


Рисунок 3.4 – Масляний вимикач типу ВМГ-132: 1 – вал; 2 – рама; 3 – тяга; 4 – прохідний ізолятор; 5 – бак полюса

• **Вакуумні вимикачі.** У цих вимикачах розмикання контактів відбувається всередині камери, у якій тиск повітря не перевищує 10^{-4} Па. За такого низького тиску густина газу надзвичайно мала, а тому умови горіння електричної дуги дуже погані. Прикладом такого електричного апарата може бути вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10-12,5/630-У2 (рис. 3.5), призначений для номінальної напруги 10 кВ (найбільшої робочої напруги – 12,5 кВ) і номінального струму 630 А.

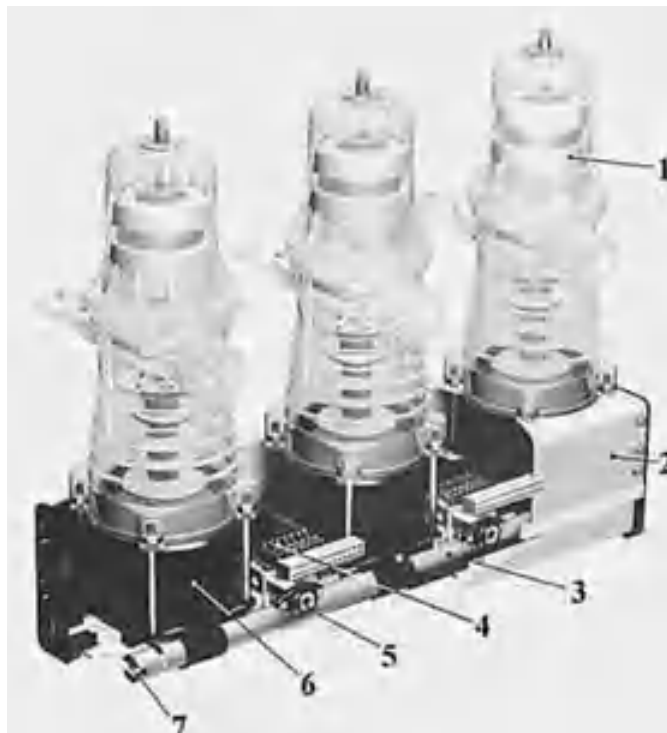


Рисунок 3.5 – Вакуумний вимикач типу BB/TEL-10-12,5/630-Y2:

- 1– вакуумна дугогасильна камера; 2 – основа; 3 – вал; 4 – допоміжні контакти;
5 – тяга блокування; 6 – привод; 7 – торцевий вузол

Вакуумні вимикачі, порівнюючи з масляними, мають низку істотних переваг, основними з яких є:

- високі механічний і комутаційний ресурси;
- мале власне електроспоживання;
- малі габарити й вага;
- низька трудомісткість виробництва та помірні ціни.

Але цим вимикачам властиві й недоліки, основними з яких є:

- метал контактів розпиляється за час горіння дуги, тому питання зносостійкості одне з найголовніших для цих електричних апаратів;
- контактна система функціонує в дуже важких умовах, тому що наявність вакууму в місці контакту значно погіршує умови тепловідведення.

Високовольтні вимикачі вибирають за такими параметрами: номінальною напругою (U_n), номінальним струмом (I_n), номінальним струмом або потужністю вимкнення (I_n від або S_n від), струмом електродинамічної стійкості ($I_{дин}$), струмом термічної стійкості й тривалістю його проходження ($I_{тер}/t_{тер}$), часом вимкнення

$t_{від}$, типом привода. технічні характеристики певних високовольтних вимикачів зазначені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Основні технічні характеристики високовольтних вимикачів

<i>T_{тип}</i>	<i>U_н</i> кВ	<i>I_н</i> А	<i>I_{н від}</i> кА	<i>I_{дин}</i> кА	<i>I_{нотр} t_{нотр}</i> кА/с	<i>t_{від}</i> с	<i>Тип привода</i>
Масляні							
ВММ-10-400-10	10	400	10	25	10/4	0,1	Пружинний
ВК-10-630-20	10	630	20	52	20/4	0,05	
ВКЭ-10-20/630	10	630	20	52	20/4	0,07	Електромаг- нітний
ВМПЭ-10-630-31,5	10	630	31,5	80	31,5/4	0,12	
Вакуумні							
ВВ/ТВЛ-10 12,5 630	10	630	12,5	82	12,5/0 ,15	0,1	Електромаг- нітний
ВВЭ-10-31,5/630	10	630	31,5	80	31,5/3	0,055	
ВВЭ-10-31,5/3150	10	3150	31,5	80	31,5/3	0,055	
Електромагнітні							
ВЭЭ-6 40/3150	6	3150	40	128	40/3	0,06	Електромаг- нітний
ВЭМ-10Э-1000-20	10	1000	20	52	20,4	0,05	

На електричних схемах вимикачі зображують умовними графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в п. 49 додатка А.

Для ввімкнення, надійного утримання у ввімкненому положенні й вимкнення вимикачів використовують **приводи**.

Залежно від принципу дії приводи вимикачів класифікують на ручні, пружинні, електромагнітні й пневматичні.

У **ручному приводі** для ввімкнення й вимкнення застосовують фізичну силу оператора. Цей вид привода найпростіший, але його швидкодія значно залежить від сили й правильності дій оператора. Такий вид привода найчастіше використовують для вимикачів невеликої потужності.

У **пружинному приводі** для виконання роботи, пов'язаної з увімкненням/вимкненням, застосовують потенційну енергію заведеної пружини. Швидкодія електричних апаратів із таким приводом переважно залежить від накопиченої потенційної енергії пружини й кінематичної схеми привода. Такий вид привода використовують у масляних, вакуумних та електромагнітних вимикачах.

В електромагнітних приводах енергію, необхідну для виконання операцій увімкнення/вимкнення, створюють низьковольтні електромагніти зазвичай постійного струму. Недолік такого виду привода – необхідність мати потужну акумуляторну батарею або випрямляч.

У пневматичних приводах зусилля для ввімкнення/вимкнення створюють за допомогою пневмоциліндра, що живиться від компресора. Такі приводи передусім застосовують для вимикачів із номінальною напругою 110 кВ і вищою, а для вимикачів електропостачальних систем міських і сільських районів вони не типові.

- **Роз'єднувачі** призначені для розмикання й замикання електричних кіл, що перебувають під напругою, але без навантаження, створення видимого зазору між контактами й заземленням. Вони забезпечують необхідні перемикання для одержання потрібних схем з'єднання або вимкнення певних ділянок, ліній чи окремого електрообладнання для їх огляду, ремонту та заземлення.

Прикладом такого електричного апарата є триполюсний роз'єднувач для внутрішньої установки типу РВ на напругу 10 кВ і струм 400 А (рис. 3.6). Керування роботою такого роз'єднувача здійснюють за допомогою ручного привода, наприклад типу ПР-2.

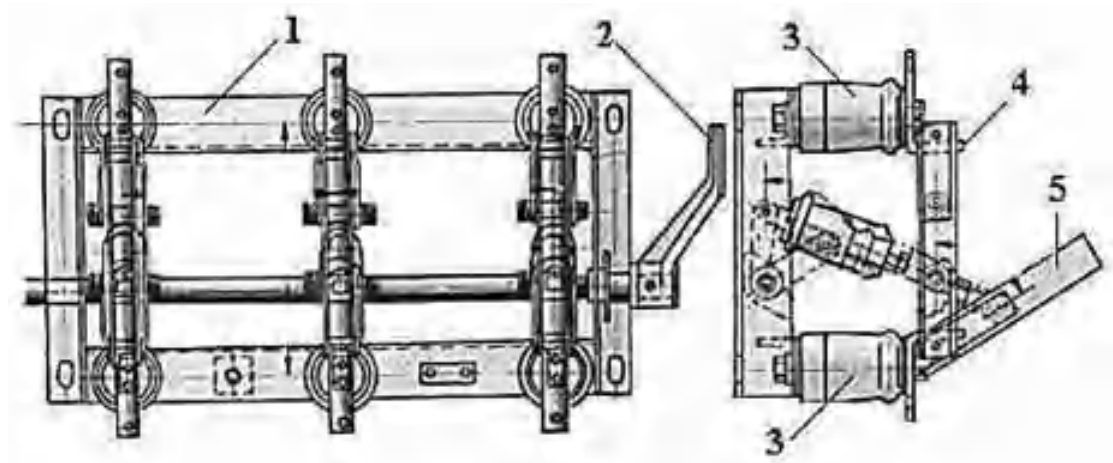


Рисунок 3.6 – Роз'єднувач типу РВ:

1 – рама; 2 – рукоятка привода; 3 – опорні ізолятори;

4 – нерухомі контакти; 5 – рухомі контакти

Роз'єднувачі – одні з найпростіших і найпоширеніших електричних апаратів. Від надійності їх функціонування значно залежить надійність функціонування всієї електропостачальної системи. Основними причинами ненадійності більшості типів роз'єднувачів є недостатня динамічна й термічна стійкості під час проходження через їх контакти струмів короткого замикання, а також неможливість відключення електричних кіл під навантаженням. У більшості сучасних конструкцій роз'єднувачів передбачені різні види блокування, що внаслідок цього виключають розмикання електричних кіл під навантаженням.

Роз'єднувачі вибирають за такими параметрами: номінальною напругою (U_n), номінальним струмом (I_n), струмом електродинамічної стійкості ($I_{дин}$), струмом термічної стійкості й тривалістю його проходження ($I_{тер}/t_{тер}$), типом привода. Технічні характеристики певних роз'єднувачів зазначені у табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Основні технічні характеристики роз'єднувачів

Тип	U_n кВ	I_n А	$I_{дин}$ кА	$I_{тер}/t_{тер}$ кА/с		Тип привода
				головики пожів	шарні затяжки	
РВ, РВФ, РВФЗ	6	400	41	16/4	—	ПР-10, ПР-11
		600	52	20/4	20/1	
		1 000	100	40/4	31,5/1	
РВ, РВФ, РВФЗ	10	400	41	16/4	16/1	ПР-10, ПР-11
		600	52	20/4	20/1	
		1 000	100	40/4	31,5/1	

На електричних схемах роз'єднувачі зображують умовним графічним і буквеним позначенням, як зазначено в п. 50 додатка А.

• **Трансформатори струму** призначені для розширення межі виміру таких вимірювальних приладів, як амперметри й ватметри, живлення обмоток струму лічильників електричної енергії та котушок електричних апаратів захисту й контролю струму та ін.

Прикладом такого електричного апарата може бути трансформатор струму типу ТПОЛ-10 (рис. 3.7). Він є прохідним одновитковим. Функцію первинної обмотки в ньому виконує струмопровідна шина (1). Витки вторинної обмотки знаходяться всередині литого ізолятора (2).

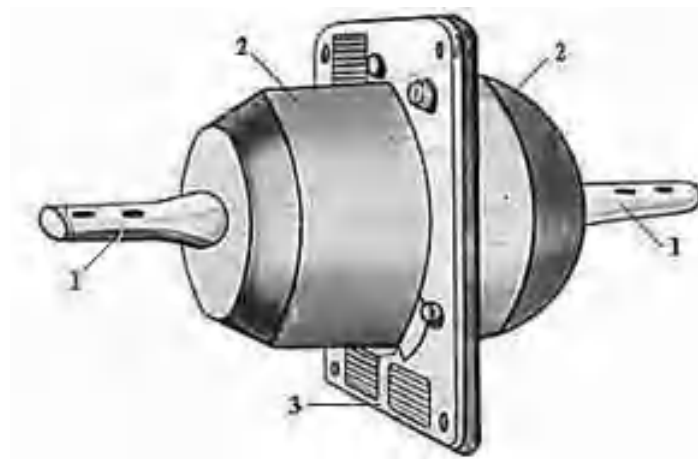


Рисунок 3.7 – Трансформатор струму типу ТПОЛ-10:

1 – струмопровідна шина; 2 – ізолятор; 3 – панель кріплення

Таблиця 3.4 – Основні технічні характеристики трансформаторів струму

$T_{\text{тип}}$	$U_{\text{н}}$ кВ	$I_{\text{н}}$ А	$I_{\text{доп}}$ А	$I_{\text{сдс}}$ кА	$I_{\text{пер}}$ кА	$i_{\text{пер}}$ с	$S_{\text{ном}}$ В·А	$k_{\text{ном}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТПОЛ-10	10	600, 800, 1 000, 1 500	5	81*, 69*, 45*	31*, 27*, 18*	3	10	0,5
ТВЛМ- 6	6	10–75, 100 200, 300, 400	5	0,61–1,9, 6,9 13,8, 17,5, 20,5	3,5– 26,4, 35,2–52, 52, 52	3	15	1
ТЛМ-10	10	50–200, 300, 400, 600, 800, 1 000, 1 500	5	17,6 35,2, 100, 100, 100	2,8 10,1, 18,4, 23, 26	3	10	0,5
ТПЛК-10	10	10 50, 100–400, 500, 800, 1 000, 1 600	5	2,47–14,8, 74,5, 74,5, 74,5, 74,5	0,45 2,2, 14,5, 19, 27, 27	4	10	0,5

Продовження таблиці 3.4

ТЛК-10	10	30–50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1 000, 1 500	5	8–25, 52, 52, 52, 81	1,6–4, 10, 10, 16, 31,5	3	10	0,5
ТЛЛ-10	10	30–200, 300, 400	5	250*, 175*, 165*	34*, 34*, 34*	3	10	0,5
ТЛШ-10	10	2 000, 3 000	5	81, 81	31, 31,5	3	20	0,56

Трансформатори струму вибирають за такими параметрами: номінальною напругою (U_n), номінальним струмом первинної (I_{1n}) та вторинної (I_{2n}) обмоток, струмом (* кратністю) електродинамічної стійкості ($I_{едс}$), струмом (* кратністю) термічної стійкості ($I_{тер}$), часом термічної стійкості $t_{тер}$, класом точності клас, номінальним навантаженням вторинної обмотки $S_{ном}$.

Технічні характеристики певних трансформаторів струму зазначені у табл. 3.4.

На електричних схемах трансформатори струму зображують умовним графічним і буквеним позначенням, як зазначено в п. 13 додатка А.

• **Трансформатори напруги** призначені для розширення межі вимірювання таких вимірювальних приладів, як вольтметри й ватметри, живлення обмоток напруги лічильників електричної енергії та котушок електричних апаратів захисту й контролю напруги та ін. Прикладом такого приладу може бути трансформатор типу НОМ-10 (рис. 3.8). Цей трансформатор напруги однофазний. Його осердя (5) із первиною та вторинною обмотками (6) розміщують усередині бака (1), що заповнюють мастилом.

Трансформатори напруги вибирають за такими параметрами: номінальними напругами обмоток:

$U_{н1}$ — первинною, $U_{н2осн}$ — основною вторинною, $U_{н2дод}$ — додатковою вторинною; потужностями: $S_{ном}$ — номінальною, S_{max} — максимальною.

Технічні характеристики певних трансформаторів напруги наведені в табл. 3.5.

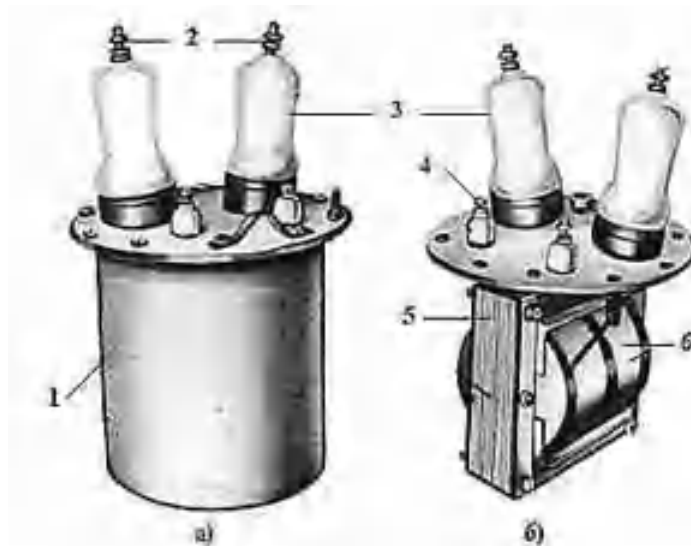


Рисунок 3.8 – Вимірювальний трансформатор напруги типу НОМ-10:

а – у зібраному стані; б – без бака;

1 – бак; 2 – вводи високої напруги; 3 – ізолятори вводів високої напруги;

4 – вводи низької напруги; 5 – осердя; 6 – обмотки

Таблиця 3.5 – Основні технічні характеристики трансформаторів напру

Тип	$U_{\text{вт}},$ кВ	$U_{\text{вх. ном.}},$ кВ	$U_{\text{вх. макс.}},$ кВ	$S_{\text{ном.}}, R \cdot A$				$S_{\text{ном.}},$ В · А
				у класі точності				
				0,2	0,5	1	3	
НОМ-10	10	100			75	150	300	630
НОЛ08	6	100	—	30	50	75	200	400
	10	100		50	75	150	300	630
ЗНОЛ09	$3/\sqrt{3}$	$10/\sqrt{3}$	$100 : 3$	15	30	50	150	250
	$6/\sqrt{3}$		або	30	50	75	200	400
	$10/\sqrt{3}$		100	50	75	150	300	630
ЗНОЛ06	$6/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	$100 : 3$	30	50	75	200	400
	$10/\sqrt{3}$		або	50	75	150	300	630
НТМИ-6	3	100	$100 : 3$	—	50	75	200	400
	6	100		—	75	150	300	630
НТМИ-10	10	100	$100 : 3$	—	120	200	500	960

На електричних схемах трансформатори напруги зображують умовним графічним і буквеним позначенням, як зазначено в п. 14 додатка Б.

- **Високовольтні запобіжники** призначені для захисту від струмів короткого замикання й довготривалих перевантажень струмом. Прикладом такого електричного апарата може бути запобіжник плавкий типу ПКТ (рис. 3.9), що захищає трансформатор від напруги. Основним елементом запобіжника типу ПКТ є плавкі вставки (3), розміщені всередині порцелянового корпусу (2).

Під час довготривалих перевантажень чи протікання струму короткого замикання відбувається перегорання плавкої вставки (3), про що свідчить висунуте положення показника спрацювання (4). Для прискорення гасіння дуги й покращання умов відведення тепла порцеляновий корпус заповнюють кварцовим піском.

Запобіжники вибирають за такими параметрами: номінальною напругою, номінальним струмом, найбільшим струмом вимкнення.

Технічні характеристики певних високовольтних запобіжників наведені в табл. 3.6.

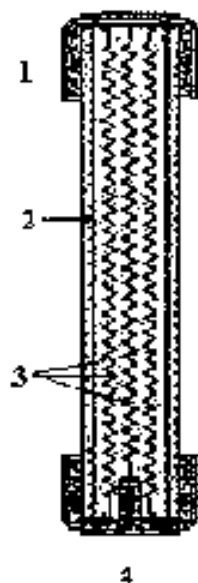


Рисунок 3.9 – Високовольтний запобіжник типу ПКТ:

- 1 – контакт; 2 – порцеляновий корпус;
3 – плавкі вставки;
4 – показник спрацювання

Таблиця 3.6 – Основні технічні характеристики високовольтних запобіжників

Тип	Номінальна напруга, кВ	Найбільший номінальний струм, А	Найбільший струм вимкнення, кА
ПКТ	6 10	Не нормують	85 50
ПК-6	6	200	20
ПК-10	10	100	12

На електричних схемах запобіжники зображують умовним графічним і буквеним позначенням, як зазначено в п. 16 додатка А.

- **Розрядники й обмежувачі перенапруг** призначені для захисту від комутаційних і грозових перенапруг. Завдяки їх використанню вдається знизити міцність електричної ізоляції електричних апаратів та обладнання, а відповідно і їх вартість.

В електропостачальних системах міських і сільських районів широко використовують трубчаті й вентильні розрядники.

Більш сучасними й перспективними є обмежувачі перенапруг, що все частіше використовують замість трубчатих і вентильних розрядників під час проектування, технічного переозброєння та реконструкції електроустановок. Прикладом такого електричного апарата можуть бути обмежувачі перенапруг серії ОПН/TEL (рис. 3.10). Обмежувачі типу ОПН-КР/TEL призначені для захисту електрообладнання напругою 6–10 кВ, а обмежувачі типу ОПН-РТ/TEL – для захисту найбільш функціонально цінного електрообладнання напругою 6–10 кВ з ізольованою або компенсованою нейтраллю. Конструктивно електричні апарати двох типів виготовлені однаково й відрізняються лише величиною струму утікання.

Основною складовою обмежувача перенапруг серії ОПН/TEL є послідовно з'єднані металооксидні резистори (2,) що знаходяться всередині ізоляційного корпусу (3). Високолінійна вольтамперна характеристика резисторів дозволяє безперервне знаходження електричного апарата під напругою.

Під час роботи обмежувача перенапруг у нормальному режимі через електроди (1) і резистори (2) протікає незначний ємнісний струм, що становить частки міліампер. Якщо виникає перенапруга, резистори миттєво переходять у струмопровідний стан та обмежують подальше наростання напруги до рівня, небезпечного для ізоляції обладнання, що обмежувач напруги повинен захищати. Коли перенапруга знижується, опір резисторів обмежувача миттєво зростає, і вони повертаються в непровідний стан.

Обмежувачі перенапруг вибирають за номінальною напругою й струмом пропускної здатності. Технічні характеристики певних обмежувачів перенапруг серії ОПН/TEL наведені в табл. 3.7.

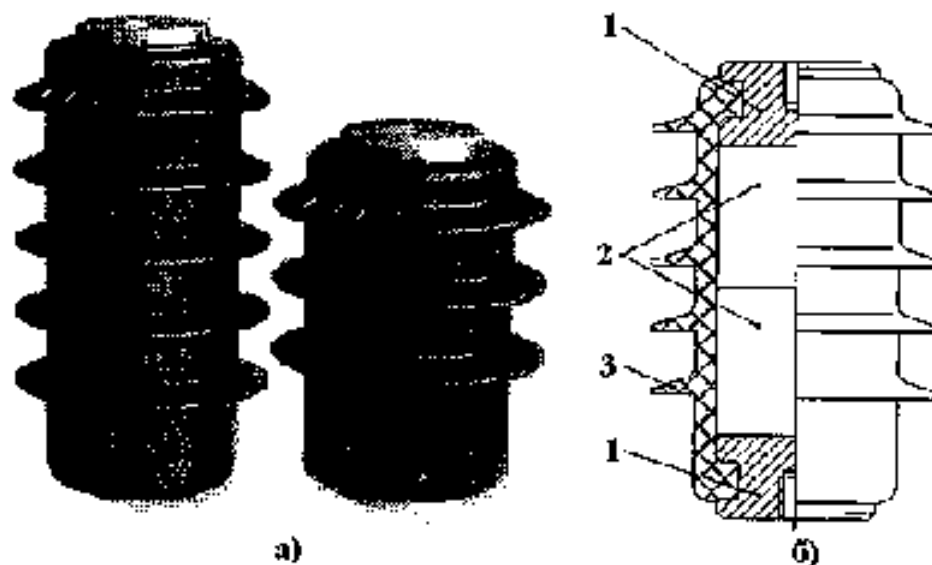


Рисунок 3.10 – Обмежувачі перенапруг типу ОПН/TEL:

а – вигляд зовні; б – креслення в розрізі:

1 – електроди; 2 – резистори; 3 – корпус

Таблиця 2.7 – Основні технічні характеристики обмежувачів перенапруг серії ОПН/TEL

Тип	Номінальна напруга, кВ	Струм пропускної здатності, А
ОПН-КР/TEL-6/6,9 УХЛ1	6	250
ОПН-КР/TEL-10/12,0 УХЛ1	10	250
ОПН-КР/TEL-6/6,0 УХЛ2	6	250
ОПН-КР/TEL-6/6,6 УХЛ2	6	250
ОПН-КР/TEL-6/6,9 УХЛ2	6	250
ОПН-КР/TEL-10/10,5 УХЛ2	10	250
ОПН-КР/TEL-10/12,0 УХЛ1	10	250
ОПН-РТ/TEL-3/4,0 УХЛ2	3	500
ОПН-РТ/TEL-6/6,0 УХЛ2	6	500
ОПН-РТ/TEL-6/6,9 УХЛ2	6	500
ОПН-РТ/TEL-10/11,5 УХЛ2	10	500

На електричних схемах розрядники й обмежувачі напруги зображуються умовним графічним і буквеним позначеннями, як зазначено у п. 17 додатка А.

4 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКИХ РАЙОНІВ

План

- 4.1 Визначення, основні вимоги та класифікація електричних схем
- 4.2 Особливості побудови мереж живлення 6–10 кВ
- 4.3 Схеми розподільних мереж
- 4.4 Особливості побудови розподільної мережі до 1 кВ

4.1 Визначення, основні вимоги та класифікація електричних схем

Електричні мережі міських і сільських районів складаються із мереж напругою 6–10 кВ і мереж напругою 380/220 В. До свого складу вони включають трансформаторні підстанції, розподільчі пристрої (РП), струмопроводи, повітряні, кабельні та повітряно-кабельні лінії електропередачі, що працюють на території певного району.

Електричні мережі міських та сільських районів повинні відповідати основним вимогам нормативних документів і забезпечувати:

- **необхідну якість електроенергії у споживачів** (електроприймачів) – показники якості електроенергії не повинні виходити за межі значень, що встановлює ГОСТ 13109-97;
- **надійність електропостачання**, яка має відповідати категорії електроприймачів;
- **економічність** – капітальні та експлуатаційні витрати на мережу повинні бути мінімальними за умови забезпечення необхідної надійності електропостачання;
- **можливість перспективного розширення мережі та збільшення пропускної здатності** без суттєвих реконструкцій і за мінімальних фінансових витрат;
- **безпеку й зручність експлуатації.**

Техніко-економічні показники електричної мережі значною мірою залежать від схеми її побудови, яка визначає принцип з'єднання окремих складових частин і умови їх резервування.

На практиці використовуються різні схеми електропостачання міських і сільських районів, принцип побудови яких значною мірою залежить від вимог надійності електропостачання споживачів. Умовно схеми електричних мереж міських і сільських районів можна поділити на три групи.

Перша група. При пошкодженні певного елемента розподільної мережі поновлення живлення споживачів можливе лише після ремонту або заміни цього елемента. До цієї групи належать мережі, що базуються на використанні радіальних або магістральних ліній без резервування. Ці мережі є найбільш дешевими, але забезпечують найнижчу надійність електропостачання, тому відповідно до схем цієї групи може здійснюватись електропостачання електроприймачів III категорії.

Друга група. До неї належать схеми, в яких поновлення електропостачання при пошкодженні певного елемента розподільної мережі забезпечується введенням в роботу резервних елементів діями оперативного персоналу. До цієї групи, як правило, відносять мережі, що базуються на використанні петлевих ліній – ліній, що мають живлення з двох боків. У цих схемах, як правило, передбачається часткове резервування трансформаторів через мережу 0,38 кВ. Ця група схем використовується для електропостачання приймачів II категорії і є найбільш поширеною в електропостачальних системах міських і сільських районів.

Третя група. Для цієї групи характерним є використання пристроїв автоматичного включення резервного живлення та обладнання (АВР), які забезпечують введення в роботу резервних елементів у разі порушення нормальних режимів роботи мережі. Такі схеми створюють високу надійність електропостачання споживачів, оскільки час перерви в електропостачанні визначається часом спрацювання АВР і вимірюється секундами або частками секунд. До цієї групи, як правило, належать мережі, що базуються на використанні комбінованих ліній. Ця група схем використовується для електропостачання приймачів I та II категорії і є найбільш складною та дорогою.

Як впливає з наведеного вище, схеми другої та третьої груп передбачають наявність резервування окремих елементів або ланцюгів мережі. При цьому

використовують різні комбінації резервування: трансформатори через розподільну мережу 0,38 кВ, лінії 6–10 кВ і трансформатори через мережу 0,38 кВ, лінії і трансформатори з боку 6–10 кВ та ін.

4.2 Особливості побудови мереж живлення 6–10 кВ

До основних схем побудови мережі живлення 6–10 кВ належать:

а) схема з паралельною роботою ліній живлення (рис. 4.1 а). При цій схемі живлення РП здійснюється одночасно по двох паралельних лініях Л1, Л2 від одного джерела живлення (ДЖ). Для забезпечення відбіркового захисту ліній живлення на їх вводах до РП, як правило, передбачається встановлення електричних апаратів максимального спрямованого захисту. Ця схема є найпростішою, потребує найменших витрат на її виконання та експлуатацію, але й забезпечує найменшу надійність електропостачання, оскільки живлення відбувається від одного джерела живлення. Її використовують для електропостачання приймачів III категорій;

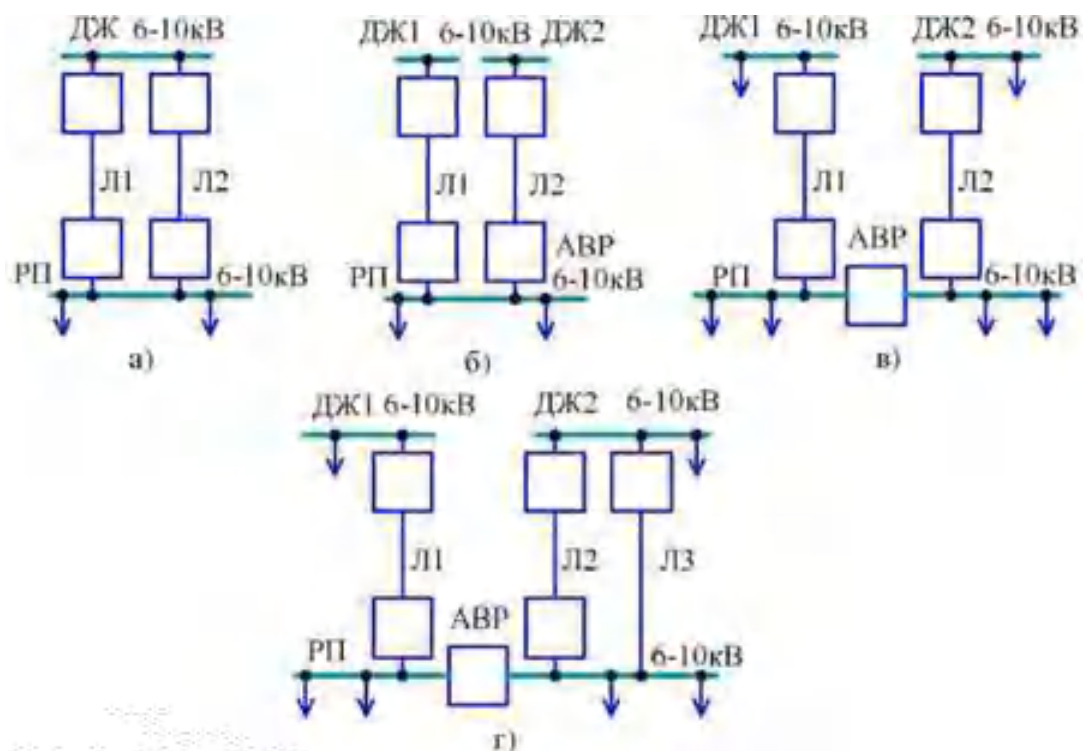


Рисунок 4.1 – Схеми побудови мережі живлення:

а – з паралельною роботою ліній, б, в – з роздільною роботою ліній та з АВР; г – комбінована.

б) схеми з роздільною роботою ліній та АВР. У цьому випадку можливі два схемні рішення.

Схема на рис. 4.1 б передбачає можливість живлення РП від двох джерел (ДЖ1, ДЖ2) по двох рівноцінних лініях (Л1, Л2). У нормальному режимі роботи лінія Л1 знаходиться під навантаженням, а лінія Л2 – в резерві але весь час під напругою. У кінці лінії Л2 на РП встановлюється пристрій АВР, який знаходиться у вимкненому стані у нормальному режимі і вмикається під час виникнення аварійного режиму роботи або пошкодження лінії Л1.

У схемі на рис. 4.1 в живлення РП відбувається також від двох джерел живлення (ДЖ1, ДЖ2) по двох рівноцінних лініях (Л1, Л2), які в нормальному режимі роботи знаходяться під навантаженням.

Шини РП секціоновані пристроєм АВР, який знаходиться у вимкненому стані при роботі в нормальному режимі і вмикається при виникненні аварійного режиму роботи або пошкодженні однієї з ліній. У цьому випадку все навантаження РП перекладається на одну з робочих ліній на весь час до поновлення роботи другої лінії.

в) комбінована схема (рис. 4.1 г). Ця схема забезпечує можливість живлення від двох джерел і по трьох лініях, є комбінацією паралельного та роздільного живлення і може бути використаною для живлення електроприймачів I категорії.

Ця схема забезпечує найвищу надійність електропостачання, є типовою для промислових районів великих міст. Але вона потребує і значно більших витрат як при її виконанні, так і в процесі експлуатації.

Переріз жил ліній живлення для кожної із розглянутих схем вибирається за умови забезпечення живлення споживачів у нормальних і аварійних режимах роботи по одній із ліній.

4.3 Схеми розподільних мереж

Схема радіальної розподільчої мережі подана на рис. 4.2. Найчастіше ця схема використовується для електропостачання невеликих окремо розташованих

мікрорайонів, дачних поселень і сіл. Ця схема належить до першої групи схем. Характерною її ознакою є одностороннє живлення окремих приймачів або споживачів і відсутність резервних елементів. Для мережі, виконаної відповідно до цієї схеми робочим є лише нормальний режим роботи. При виході з ладу будь-якого елемента схеми електропостачання порушується на весь час, необхідний для ремонту або заміни цього елемента.

Ці схеми можуть використовуватись лише для електропостачання приймачів III категорії.

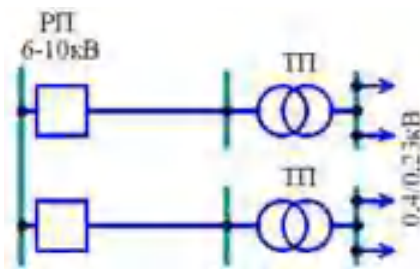


Рисунок 4.2 – Схеми радіальної розподільчої мережі

Схема магістральної розподільчої мережі подана на рис. 4.3. Ця схема, як правило, використовується для електропостачання декількох окремих силових електроприймачів або невеликих населених пунктів, для яких розподільчі мережі 6–10 кВ найчастіше виконуються повітряними лініями.

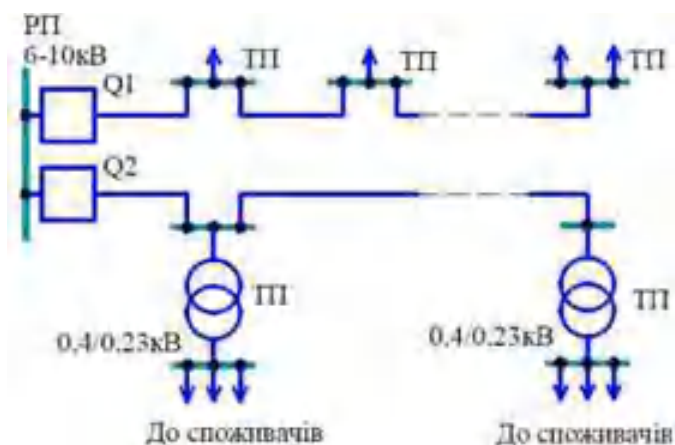


Рисунок 4.3 – Схема магістральної розподільчої мережі

Схема магістральної мережі також належить до першої групи схем. Вона, як і попередня схема, характеризується одностороннім живленням окремих приймачів або споживачів та відсутністю резервних елементів. У випадку пошкодження будь-якого елемента мережі втрачається електропостачання приймачів тієї ділянки, де знаходиться цей елемент, а також всіх наступних після місця пошкодження на весь час, необхідний для ремонту або заміни цього елемента. Тому ці схеми можуть також використовуватись лише для електропостачання приймачів III категорії.

Перевагою схеми магістральної мережі є те, що для неї капітальні та експлуатаційні витрати значно менші ніж при радіальній схемі.

Схема петлевої розподільчої мережі подана на рис. 4.4. Ця схема, як правило, використовується для електропостачання районів великих населених пунктів. Можливість живлення ТП з двох напрямків підвищує надійність електропостачання.

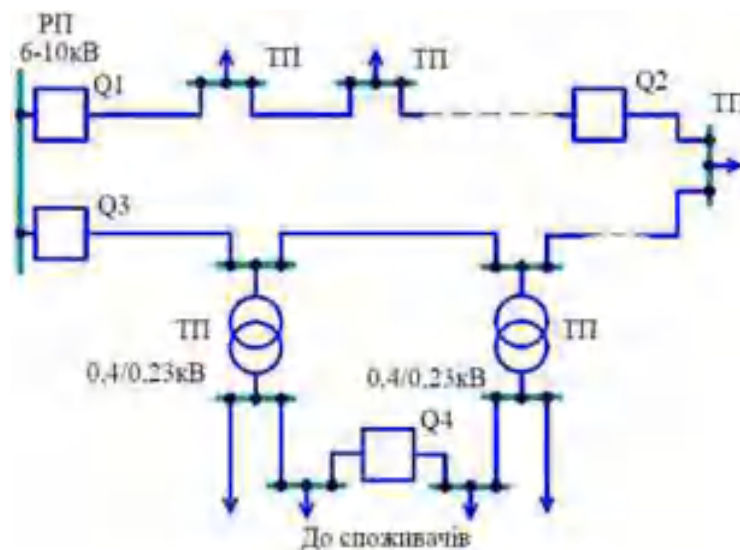


Рисунок 4.4 – Схема петлевої розподільчої мережі

Вимикач Q2 знаходиться в місці розділу петлі на стороні високої напруги, що дозволяє в нормальному режимі (за необхідності) забезпечити роботу схеми в розімкненому стані. Вимикання вимикача Q2 дозволяє також відключати лише частину споживачів для проведення планових чи аварійних робіт на певній ділянці мережі.

Переріз провідників петлевої лінії вибирається за умови одностороннього живлення ТП чи споживачів.

Трансформатори, завдяки наявності міжсекційного вимикача Q4, можуть працювати на мережу 0,4/0,23 кВ як паралельно, так і роздільно. Потужність трансформаторів ТП при цій схемі вибирають із розрахунку, що в аварійному режимі живлення споживачів буде відбуватися від одного трансформатора.

Така схема рекомендується для електропостачання приймачів II і III категорій.

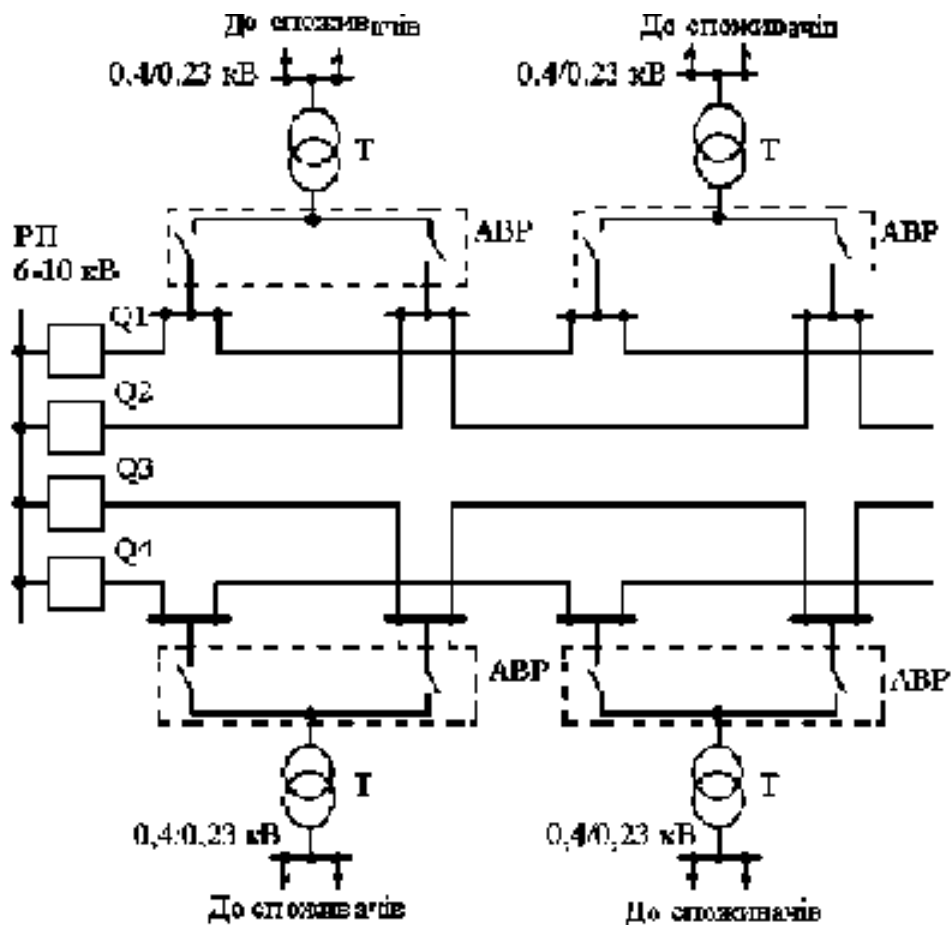


Рисунок 4.5 – Схема автоматизованої двопроменевої мережі з АВР 6–10 кВ

Автоматизована двопроменева схема мережі з АВР 6-10 кВ подана на рис. 4.5.

Особливістю цієї схеми є те, що живлення трансформаторів ТП у нормальному режимі роботи можливе по одній з двох ліній. Одна з них виконує функцію робочої лінії живлення, а друга – резервної. При виникненні аварійного режиму роботи або пошкодженні в робочій лінії завдяки наявності АВР

автоматично відбувається переключення з лінії робочого на лінію аварійного живлення.

Недоліком такої схеми є те, що вихід із ладу трансформатора призводить до порушення електропостачання споживачів на напрузі 0,4/0,23 кВ.

Така схема рекомендується для електропостачання приймачів II і III категорій.

Автоматизована двопротинна схема електропостачання з АВР до 1 кВ подана на рис. 4.6. Ця схема належить до третьої групи схем. Її особливістю є те, що споживачі можуть житися від двох трансформаторів, кожен із яких підключений до різних високовольтних розподільчих мереж. Завдяки наявності АВР автоматично відбувається взаєморезервування як ліній високої напруги 6–10 кВ, так і трансформаторів. Автоматичне переключення з лінії основного на лінію аварійного живлення в цій схемі відбувається на боці низької напруги. При пошкодженні елементів однієї лінії електропостачання споживачів не порушується.

Ця схема найчастіше використовується для електропостачання приймачів I і II категорій.

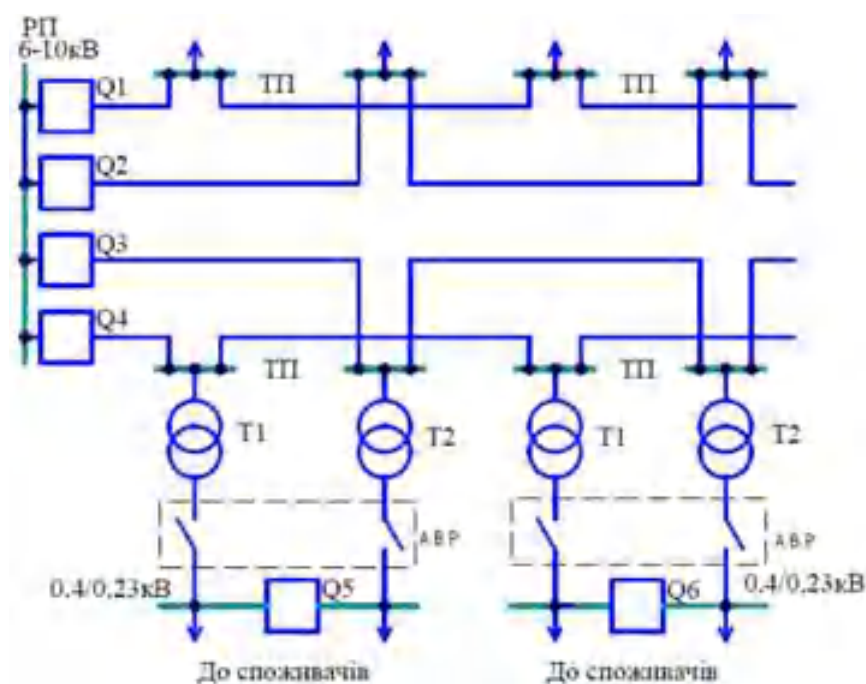


Рисунок 4.6 – Схема автоматизованої двопротинної мережі з АВР до 1 кВ

4.4 Особливості побудови розподільчої мережі до 1 кВ

В електропостачальній системі міських і сільських районів вихід з ладу ліній 6–10 кВ може призвести до перерви в електропостачанні великої кількості споживачів. Тому питання наявності автоматизованих пристроїв, які б забезпечували необхідну, залежно від категорії електроприймачів, надійність в таких мережах є дуже актуальним. Тим більше, що, як показує практика, найчастіше аварійні режими та пошкодження відбуваються саме в таких мережах.

Пошкодження трансформаторів та ліній 0,4/0,23 кВ є певною мірою рідкістю. Вихід з ладу повітряних або кабельних ліній розподільчої мережі 0,4/0,23 кВ, як правило, пов'язаний з перервою в електропостачанні значно меншої кількості приймачів і споживачів. Використання схем першої та другої груп часто є достатнім для забезпечення необхідної надійності в електропостачанні.

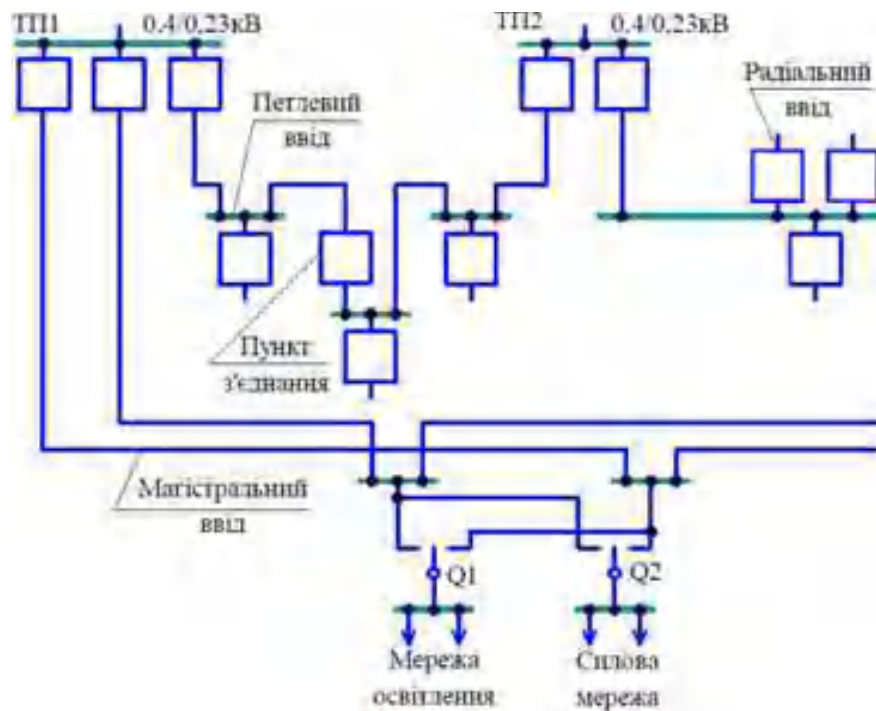


Рисунок 4.7 – Схема розподільчої мережі до 1 кВ

Повна схема розподільчої мережі електропостачання району населеного пункту, як правило, є досить розгалуженою. На рис. 4.7, як приклад, наведена

лише частина розподільчої мережі живлення споживачів на напрузі 0,4/0,23 кВ. На ній показані збірні шини 0,4/0,23 кВ лише двох ТП. Наявність різних категорій приймачів зумовлює і наявність трьох видів вводу - радіального, петлевого та магістрального.

Як приклад на схемі окремо зображена мережа освітлення і силова мережа. У нормальному режимі роботи живлення цих двох груп споживачів відбувається за окремими лініями. У випадку пошкодження елементів однієї з ліній за допомогою перемикачів Q1 та Q2 можливе живлення від одної з двох ліній, які, у свою чергу, можуть бути підключеними до декількох ТП.

5 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКИХ РАЙОНІВ. СХЕМИ ТА ЇХ КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ

План

5.1 Загальні відомості

5.2 Типи електричних схем

5.1 Загальні відомості

Буквені і графічні позначення в електричних схемах (додаток А). Схемою електричного ланцюга називають її графічне зображення з умовними позначеннями елементів і їх з'єднань.

Відповідно до ГОСТ 2.701-68 «Схеми види і типи. Загальні вимоги до виконання» шифри схем (що входять до складу ЕСКД) складаються з букви, що визначає види схеми, і цифри, що позначає тип схеми.

Електричну схему позначають буквою Е, а її тип – цифрами: 1 – структурна; 2 – функціональна; 3 – принципова; 4 – з'єднань (монтажна); 5 – підключення; 6 – загальна; 7 – розташування; 0 – об'єднані.

5.2 Типи електричних схем

Структурна схема зображує основні функціональні частини установки, їх призначення і взаємозв'язок за допомогою простих геометричних фігур (прямокутників) і ліній. Графічна побудова і компоновка схеми повинні забезпечити найбільш наочне уявлення про послідовність взаємодії функціональних частин в установці. Схему використовують для загального ознайомлення з установкою. На рис. 5.1 подано, як приклад, структурну схему формування кола живлення вакуумного вимикача ВВ/TEL на випрямленому оперативному струмі.

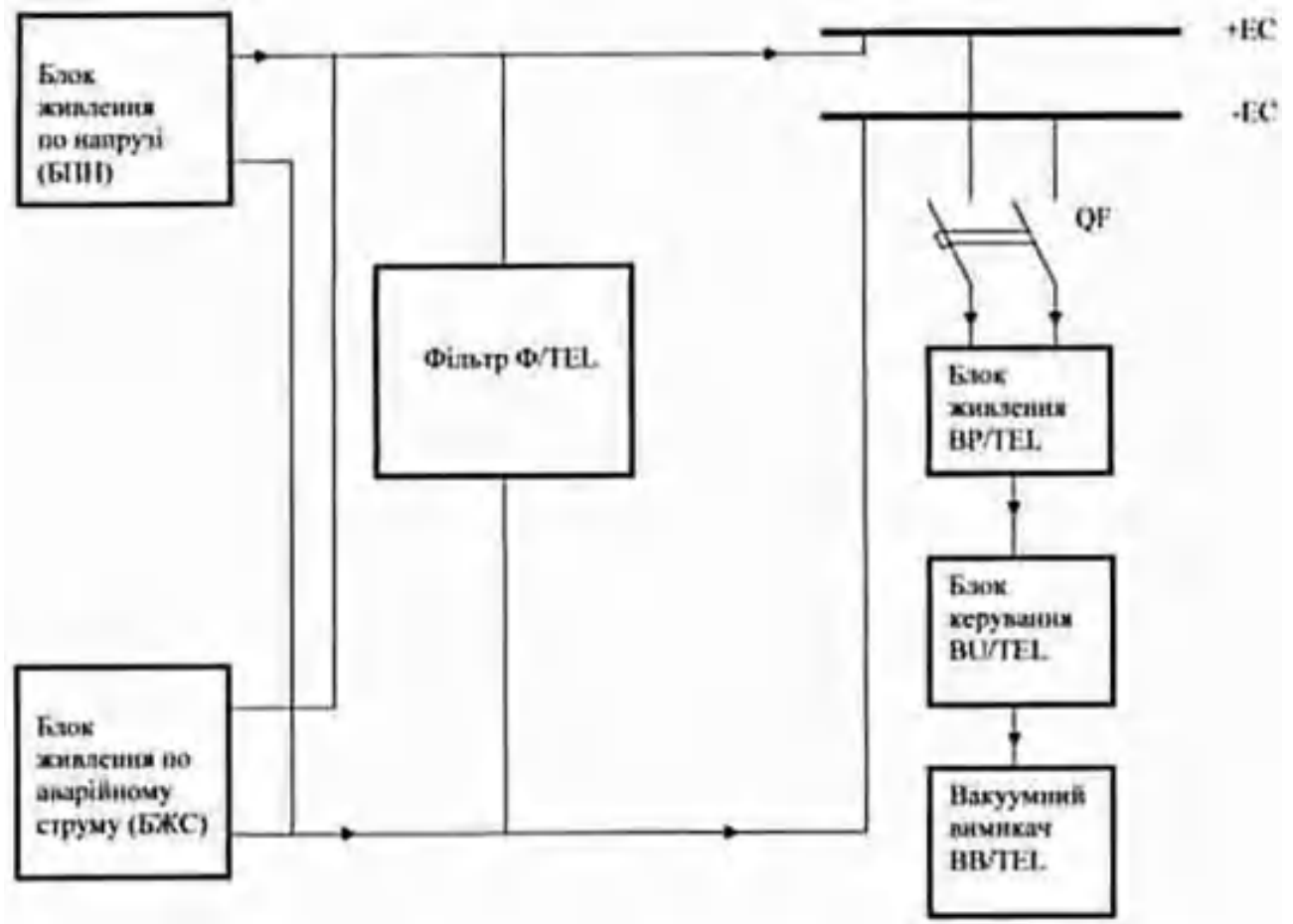


Рисунок 5.1 – Структурна схема формування кола живлення вакуумного вимикача ВВ/TEL на випрямленому оперативному струмі

Функціональна схема роз'яснює процеси, що відбуваються в окремих функціональних частинах або у всій установці. Функціональні частини і зв'язки між ними представляють, як правило, у вигляді умовних графічних позначень, причому окремі пристрої і функціональні групи можуть зображуватися у вигляді квадратів і прямокутників (рис. 5.2). На схемі поміщають написи, діаграми, або таблиці, що пояснюють послідовності процесів у часі, а також указують параметри в характерних точках: величини струмів, напруг, форми і амплітуди імпульсів. У системах електропостачання функціональні схеми можуть бути складені на первинні кола підстанцій, на захисти від окремих видів аварій, на пневмосистему керування приводами комунікаційної високовольтної апаратури та ін. Функціональні схеми використовують для вивчення принципів роботи установки, а також при наладці, регулюванні, контролі і ремонті.

Найбільш часто при проектуванні і експлуатації СЕП застосовують схеми: електричні принципи, з'єднань, підключень, розташування

На **принциповій схемі** зображують усі електричні елементи або пристрої, необхідні для здійснення і контролю у виробі заданих електричних процесів, усі електричні зв'язки між ними, а також елементи (рознімання, затискачі тощо), якими закінчуються вхідні і вихідні кола. На схемі допускається зображати з'єднувальні і монтажні елементи установлювані у виробі із конструктивних міркувань. На схемах показують елементи, розміщені у вимкненому стані. Допускається деякі елементи зображати у вибраному робочому положенні із зазначенням на полі схеми режиму, для якого ці елементи показані.

Принципові схеми виконуються згідно з ГОСТ 2.702-75. Всі елементи пристроїв на схемі позначаються у вигляді умовних графічних позначень згідно ГОСТ 2.721-74 – 2.766-88. Найбільш часто використовувані умовні графічні позначення на електричних схемах систем електропостачання наведені у додатку А.

Біля умовних графічних позначень елементів схем праворуч або зверху повинно бути вказано буквено-цифрове позначення елемента за ГОСТ 2.710-81 «ЕСКД. Обозначения буквенно-цифровые в эклектических схемах» (додаток А).

Зв'язки між елементами виконують лініями у відповідності з вимогами ГОСТ 2.303-68 «ЕСКД. Линии».

Схеми принципів можуть виконуватись суміщеним (рідше) і рознесеним засобом. При суміщеному засобі складові частини елементів або пристроїв приводять на схемі у безпосередній близькості один від одного. Рекомендується при виконанні схем розташувати елементи, що входять в одне коло, послідовно один за одним по прямій, а окремі кола – поряд, у вигляді паралельних горизонтальних або вертикальних рядків. На принциповій схемі усі ділянки кіл повинні мати маркування, згідно ГОСТ 2.709-72 «ЕСКД. Система маркировки цепей в электрических схемах».

Окремими ділянками кола вважаються ділянки, розділені контактами комутаційної апаратури, теплових і проміжних реле, роз'єднувачами,

короткозамикачами, обмотками електричних машин, резисторами, конденсаторами, дроселями, сигнальною арматурою, елементами вимірювальних приладів, запобіжниками тощо.

На схемах силових кіл змінного струму ввід джерел живлення позначають L1, L2, L3 або A, B, C (фазні проводи) і N (нульовий провід), а наступні ділянки кіл – додаванням порядкового номера ділянки (див. рис. 5.3 а, в):

- перша фаза – L11, L12, L13 тощо або A1, A2, A3;
- друга фаза – L21, L22, L23 тощо або B1, B2, B3;
- третя фаза – L31, L32, L33 тощо або C1, C2, C3 тощо.

На схемах силових кіл постійного струму ділянки кіл позитивної полярності позначають непарним числами, а негативної – парними. Полярність вхідних

ділянок позначають L+ и L– або «+», і «–», а середній провід трьохпровідної мережі постійного струму – буквою M (рис. 5.3 б).

Ділянки кіл керування позначаються арабськими цифрами зліва направо і зверху униз (рис. 5.3 а, в). У позначення кіл можна вводити букву, яка характеризує їх функціональне призначення. У цьому випадку послідовність чисел встановлюють у межах функціонального кола. Допускається у позначенні вторинних кіл включати позначення фаз як показано на рис. 5.3 г, де A411, A412, A413 – ділянки вторинного кола трансформатора TA1a фази A; C411, C412 – ділянки вторинного кола трансформатора струму TA1c фази C; N411 – нульовий провід.

Для позначення кіл, які живляться через окремі захисні апарати (автомати, запобіжники), рекомендується використовувати різні групи чисел. Числа, відведені для позначення оперативних кіл, кіл керування і захисту, поділяють на сотні у кожній групі (одна група чисел від 1 до 99, друга – від 01 до 199 тощо). У колах постійного струму ділянки позитивної полярності позначають непарними числами, а негативної – парними. При цьому початкову ділянку кола, пов'язану з позитивним полюсом джерела, позначають першим числом кожної групи (1, 101, 201 тощо – табл. В3), а кінцевий, пов'язаний з негативним полюсом, – другим числом кожної групи (2, 102, 202 тощо). Якщо перед числом стоїть буква, яка характеризує функціональне призначення кола, послідовність чисел

встановлюють у межах цього кола. Так., кола телемеханіки позначають буквою Т (від Т1 до Т99), а кола зв'язку – буквою U (від U1 до U99). У схемі на рис. 5.3 д буква V позначає, що це коло керування.

Для позначення вторинних кіл вимірювальних трансформаторів струму можна використовувати числа четвертої (400–499) і п'ятої (500–599) сотень, відводячи для кожного трансформатора (або їх груп, позначених одним номером) десять чисел. При цьому другий знак числа означає номер трансформатора струму (або їх групи) (табл. В5 додатка В). Вторинні кола трансформаторів напруги позначають аналогічно, використовуючи числа від 600 до 699 (табл. В6).

Особливо позначають шинки, від яких відходять вторинні кола різного функціонального призначення (табл. В1, В2, В6).

Для зручності читання електричних схем колам і їх ділянкам, які найбільш часто зустрічаються, надають характерні для них позначення (табл. В3 і В4):

- коло вмикання 3 – 19, 103 – 119, 203 – 219 тощо;
- ділянка, що підходить до вмикаючого елемента, наприклад до котушки контактора вмикання масляного вимикача 3, 103, 203 тощо;
- коло вимикання 30 – 49, 130 – 149, 230 – 249 тощо;
- ділянка, що підходить до вимикаючого елемента, наприклад, до вимикаючого електромагніту вимикача, 33, 133, 233 тощо;
- ділянка, що підходить до елемента контролю кола вмикання (лампи або реле), 5, 105, 205 тощо;
- коло ламп сигналізації положення вимикача, контроль цілості кіл керування якого здійснюється реле, 70 – 79; 170 – 179 тощо;
- кола аварійної звукової сигналізації 90 – 99, 190 – 199, 290 – 299 тощо;
- кола котушок реле фіксації команд дистанційного керування 80 – 89, 180 – 189, 280 – 289 тощо;
- кола електромагнітів вмикання вимикача 871 – 74.

Принципова схема дистанційного керування високовольтним вимикачем Q (показані тільки його допоміжні контакти Q:1 – Q:5) з нанесеними позиційними позначеннями усіх елементів і позначеннями кіл наведена на рис. 5.3.

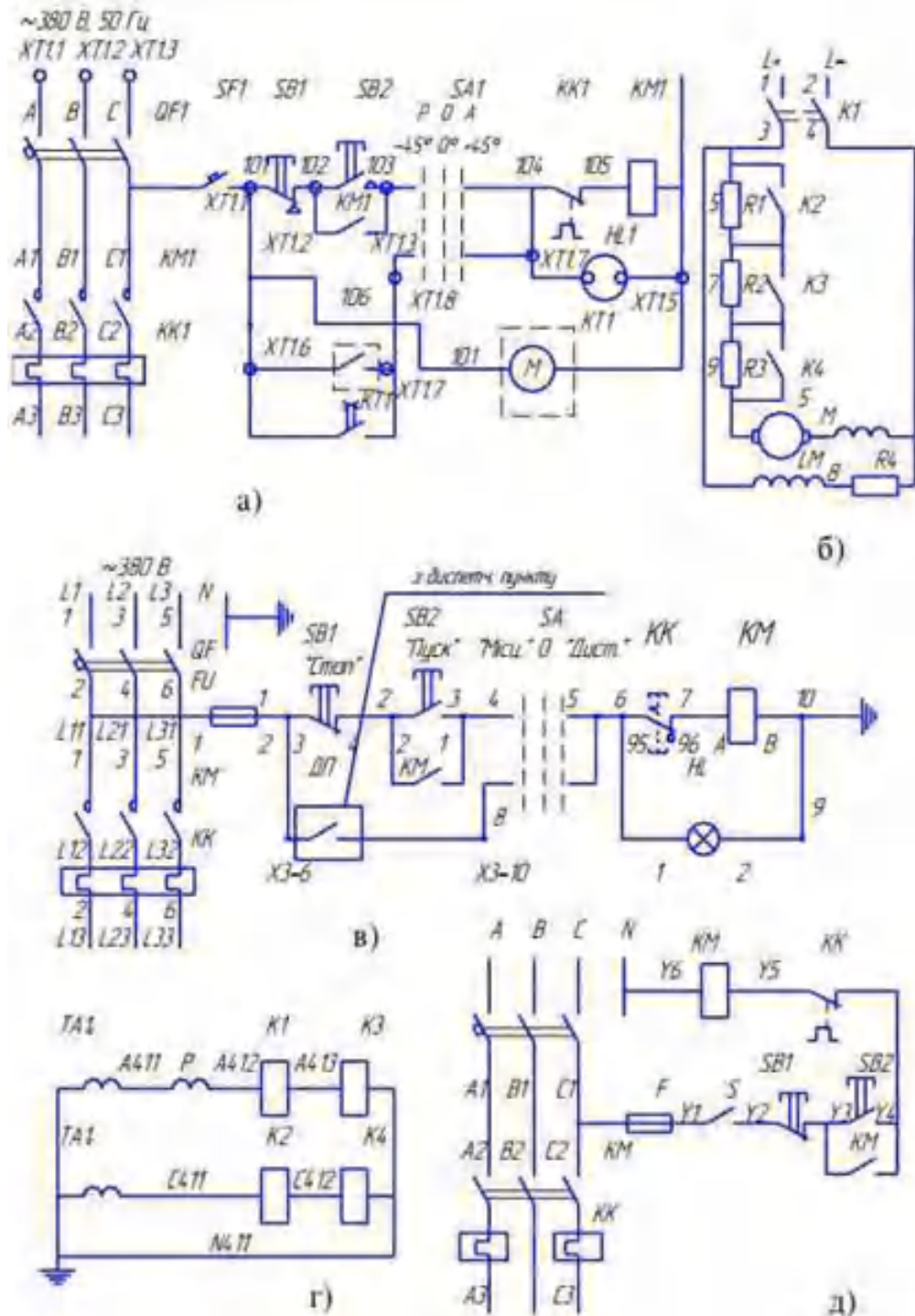


Рисунок 5.3 – Приклади виконання та маркування принципів електричних схем: а – схеми керування освітленням; б – схема силового кола електродвигуна постійного струму; в – маркування силового кола та кола керування освітленням; г – маркування вторинних кіл з використанням адрес приєднань; д – позначення кіл з вказанням їх функціонального призначення

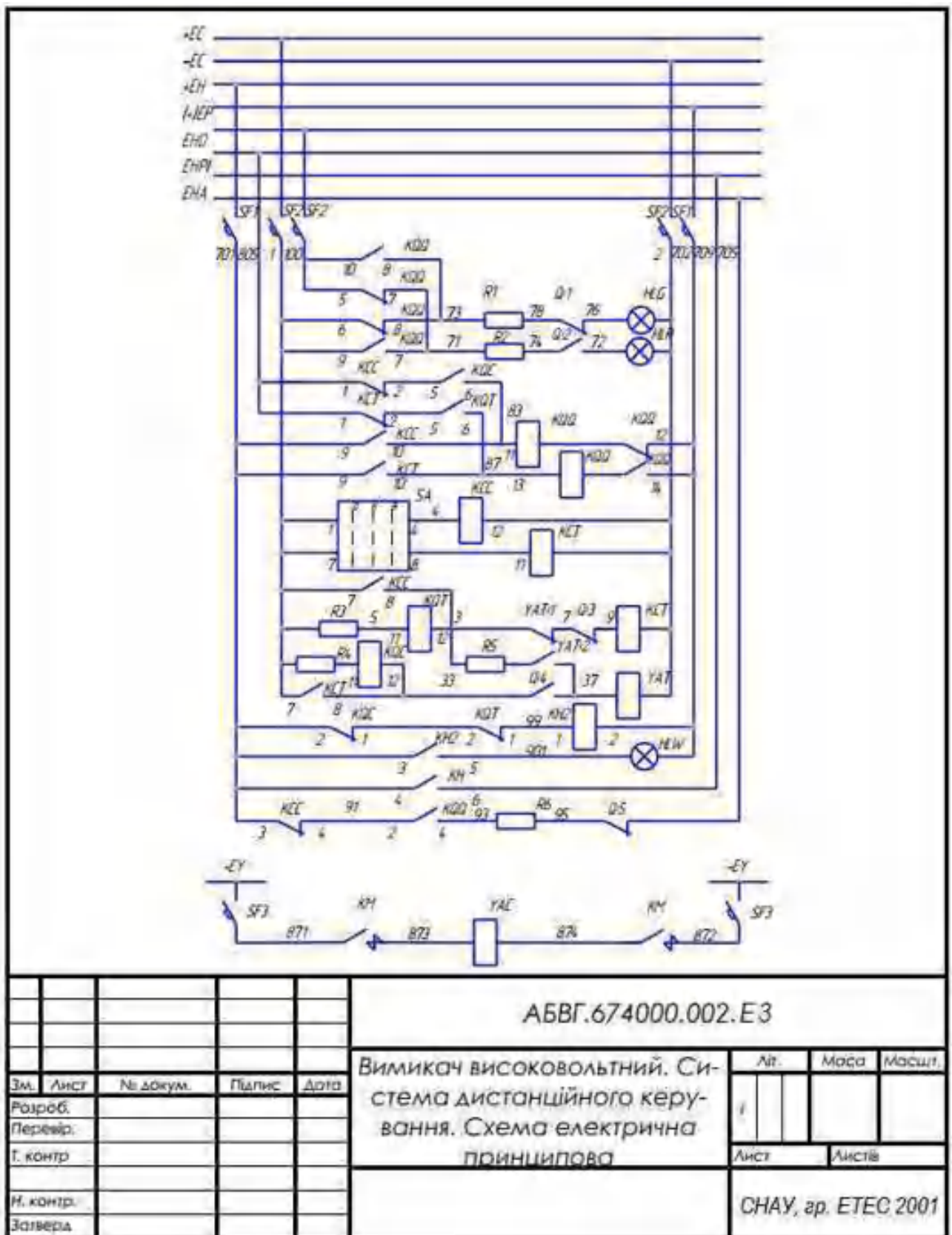


Рисунок 5.4 – Принципова схема дистанційного керування вимикачем високої напруги

Так як на схемі дана нумерація виводів апаратів, присвоєна заводами-виробниками, то можна обійтися без зазначення номерів контактів у позиційних позначеннях (ці контакти однозначно визначаються за номерами їх виводів). Так, якщо при читанні схеми сказати «контакти 6–8 реле КQQ фіксації команд або контакти 1–2 реле КСС команди вмикання», цього буде достатньо, щоб знайти відповідні контакти цих реле на схемі і у самих приладах. Однак якщо апарати заводську нумерацію виводів не мають, слід у позиційному позначенні після двокрапки (« : ») подати номери контактів, як це зроблено для допоміжних контактів 1–5 вимикача Q.

Дво- і трибуквені позиційні позначення визначають як елементи, так і їх функціональне призначення. Так, позначення КН, КМ, КQT, YAT, HLG відповідають вказівному реле, контактору, реле положення вимикача «Вимкнено», вимикальному електромагніту і сигнальній лампі з зеленою лінзою. При позначенні усіх елементів тільки однією буквою (наприклад, усіх реле і контактора буквою К) з цифрами відповідно від 1 до 7 (згідно схеми) необхідно доповнювати схему зазначенням назв або призначень цих елементів.

Слід відзначити, що нанесені на розглядувану схему позначення ділянок кіл дозволяють визначити їх функціональне призначення. Так, числа 3, 33, 91, і 871 відповідно зазначають ділянки кіл контактора КМ, вимикаючого електромагніта YAT, аварійної звукової сигналізації і вмикаючого електромагніта YAG.

Таким чином, позиційні позначення і позначення кіл дозволяють визначити усі елементи і кола даної схеми і їх функціональне призначення, а отже, зрозуміти принцип дії зображеного на ній пристрою і знайти усі елементи і кола.

На відміну від креслень схеми супроводжуються не специфікацією, а таблицею переліку елементів. Таблиця переліку елементів може бути виконана на полі схеми. Якщо перелік елементів виконаний у вигляді самостійного документа, то йому привласнюється літера «П» і в основному надпису зазначають найменування виробу і конструкторського документа «Перелік документів». Форма таблиці переліку елементів і приклад її заповнення наведений на рис. 5.5 і 5.6.

15	Поз. позна- чення	Найменування		Кіл.	Примі- тки
Р. тіп	20	10		10	
	185				

Рисунок 5.5 – Форма таблиці переліку елементів

Позна- чення	Найменування	к-л	Примітка
	Конденсатори КМД ОЖО.460.043.7У		
	Конденсатори КСОГ ОЖО.461.023.7У		
	Конденсатори К73П.3 ОЖО.464.029.7У		
	Конденсатори К30-в ОЖО.464.031.7У		
С1, С2	К-30-в-1-16-50 мкФ	2	
С3	КМ-35-Н30-3300 нФ ±20 %	1	
С4	КСОГ-5-500-Г-3900 нФ ±10 %	1	
С7	К73П-3-0.03 мкФ ±10 %	1	
С8	КСОГ-5-500-Г-680 нФ ±10 %	1	
С9	КСОГ-5-500-Г-1800 нФ ±10 %	1	
С10	К73П-3-0.3 мкФ ±10 %	1	
С11	КСОГ-5-500-Г-3900 нФ ±10 %	1	
С12	КСОГ-5-500-Г-2700 нФ ±10 %	1	
С13	КМ-35-Н30-3300 нФ ±20 %	1	
С14	КМ-35-Н30-1500 нФ ±20 %	1	
С15	К-30-в-1-3 мкФ	1	
Л1, Л2	Катушка індуктивності МНПТ.000000.044	2	
	Резистори МЛТ ГДСТ...		
Р1	МЛТ-0.25-47 кОм ±5 % А	1	
Р2	МЛТ-0.25-27 кОм ±3 % А	1	
Р3	МЛТ-0.25-22 кОм ±5 % А	1	
Р4	МЛТ-0.25-47 кОм ±5 % А	1	
АБВГ XXXXXX.030.ПЕЗ			
Фільтр. Перелік елементів: CHAY, рр. ETEC 2001			

а

Позна- чення	Найменування	к-л	Примітка
Л3	Катушка індуктивності	1	
С4	Катушка індуктивності МНПТ.000000.032	1	
	Резистори		
Р7	С2-14-0.25-2.7 кОм ±1 % Б-6 ОЖО.467.036.7У	1	
Р10	МЛТ-0.25-100 кОм ±10 % ГДСТ	1	
АБВГ XXXXXX.030.П			
	Конденсатори		
С4	К73П-3-0.1 мкФ ±10 % ОЖО.461.029.7У	1	
С6	КСОГ-5-500-Г-6800 нФ ±10 % ОЖО.461.025.7У	1	
Л3	Катушка індуктивності МНПТ.000000.031		
	Резистори		
Р7	С2-14-0.25-2.7 кОм ±1 % Б-6 ОЖО.467.036.7У	1	
Р10	МЛТ-0.25-100 кОм ±10 % ГДСТ	1	
АБВГ XXXXXX.030.П			
	Конденсатори		
С4	К73П-3-0.1 мкФ ±10 % ОЖО.461.029.7У	1	
С6	КСОГ-5-500-Г-6800 нФ ±10 % ОЖО.461.025.7У	1	
	Резистори		
Р7	С2-14-0.25-2.7 кОм ±1 % Б-6 ОЖО.467.036.7У	1	
Р10	МЛТ-0.25-100 кОм ±10 % ГДСТ	1	
АБВГ XXXXXX.030.ПЕЗ			

б

Рисунок 5.6 – Приклад заповнення таблиці переліку елементів:

а – перший лист таблиці переліку елементів; б – продовження на другому листі

Одним із різновидів принципових електричних схем є схеми комплектних трансформаторних підстанцій, живильної і розподільної мереж, виконані відповідно до вимог ГОСТ 21.613-88 «СПДС. Силовое электрооборудование. Рабочие чертежи».

Схема з'єднань (виконується за ГОСТ 2.702-75) показує з'єднання складових частин виробу і визначає проводи, джгути, кабелі якими здійснюються ці з'єднання, а також місця їх приєднань і вводу. На схемі з'єднань пристрої, що входять у склад виробу, позначаються у вигляді прямокутників або зовнішніх окреслень, а елементи пристроїв – у вигляді умовних графічних позначень.

Зображення пристрою на схемі з'єднань повинно відповідати дійсному його розташуванню у виробі. На зображенні пристроїв повинні бути обов'язково позначені входні і вихідні елементи (клемова колодка, вивідні контакти тощо). Їх маркування повинно відповідати заводському, а при його відсутності повинно бути присвоєно маркування проектувальника, яке повинно дотримуватись на усіх видах документів, у яких позначений даний пристрій. Біля кожного пристрою на схемі повинно бути зазначено буквено-цифрове позначення згідно зі схемою електричною принциповою (у знаменнику) і номер, позначений арабськими числами (чисельник), який визначає конструктивне розташування пристрою у виробі (наприклад $\frac{5}{QF1}$).

На схемі з'єднань проводи, що ідуть у одному напрямку допускається зводити у джгут, але при підході до вихідних і входних елементів пристроїв, вони повинні бути роз'єднані. На кожному проводі, приєднаному до пристрою, повинна бути зазначена адреса приєднання. Для позначення адреси використовуються наступні кваліфікуючі символи:

– пристрій найвищого рівня	–	=
– функціональна група найвищого рівня	–	≠
– конструктивне розміщення (зв'язок елемента з конструкцією пристрою найвищого рівня)	–	+
– позначення елемента (позиційне позначення за схемою принциповою)	–	–
– позначення контакту	–	:
– адресне позначення	–	()

Приклад – L11(=A2≠T1+5-QF3:1) означає що провід L11 (відповідно до маркування ділянки кола на принциповій схемі) підключений до контакту 1 автоматичного вимикача QF3, розташованого на конструктивній полиці 5 функціональної групи T1 виробу A2 (шафа керування).

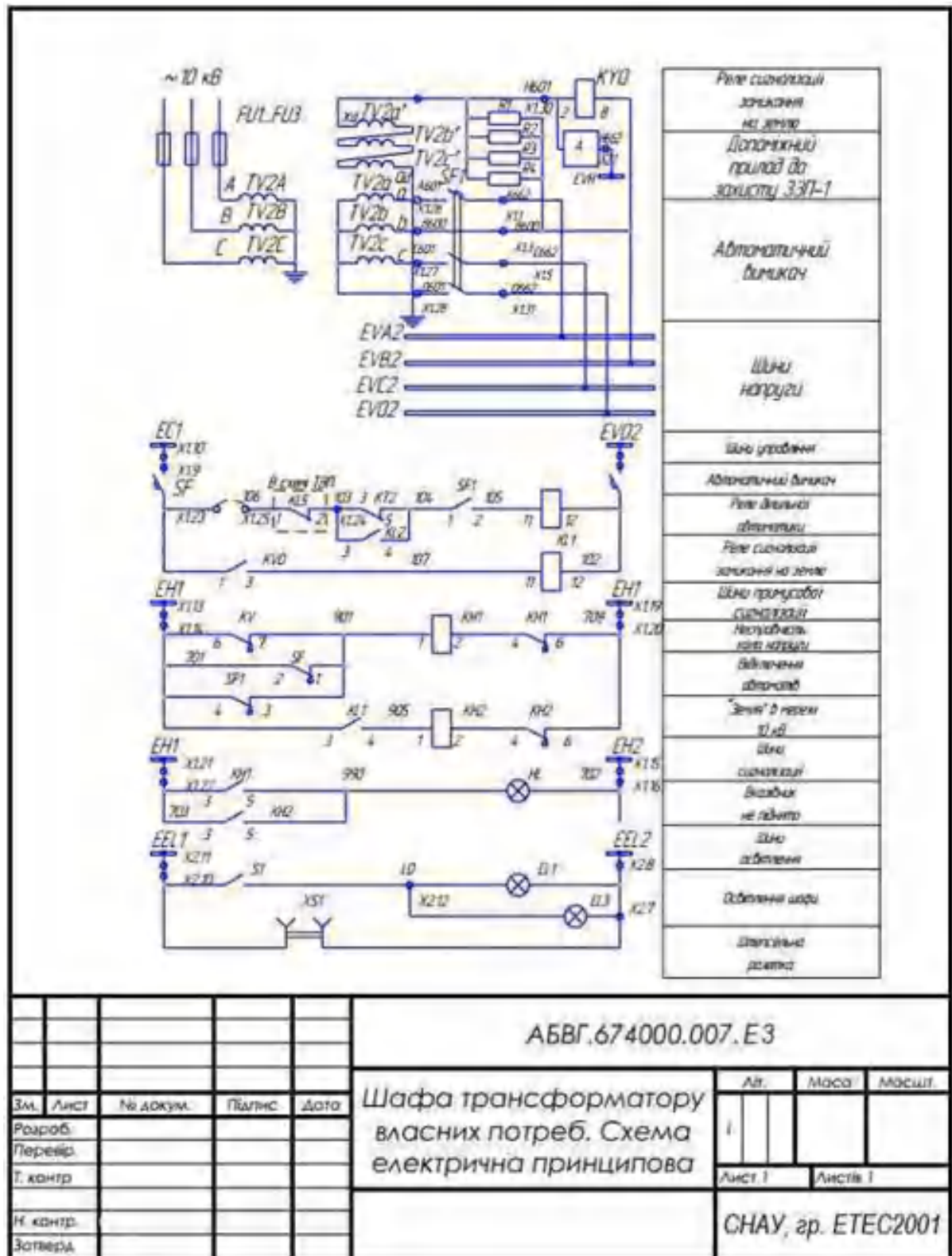


Рисунок 5.8 – Шафа трансформатору власних потреб КРУН-10.

Схема електрична принципова

на те, що провід 107 іде до пристрою KVO і на його вихідний елемент (контакт) 3. Біля контакту 3 пристрою KVO (номер позначення конструктивного розміщення 7) позначена зворотна адреса цього проводу 107 (-KL1 : 11). Це означає, що провід 107 відходить на пристрій KL1 (позначення конструктивного розміщення 1) і підключається до його вихідного контакту 11. Використовуючи замість позиційного позначення елементів позначення їх конструктивного розміщення, маркування даного проводу буде наступним: 107 (+ 7 : 3) – біля 11 клеми пристрою KL1 і 107 (+ 1 : 11) – біля контакту 3 пристрою KVO.

У випадку, якщо в одному пристрої (наприклад, панелі керування) розміщено обладнання, яке відноситься до декількох виробів (ліній, трансформаторів, електродвигунів та ін.), перед порядковим номером кожного апарату або приладу в чисельнику проставляють порядковий номер, присвоєний даному виробу. Треба мати на увазі, що порядкові номери апаратам і приладам присвоюються у межах кожного виробу. Наприклад, поряд з автоматичним вимикачем QF1, який має п'ятий порядковий номер і відноситься до другого та третього виробів, повинні бути у чисельнику проставлені позначення, відповідно $\frac{0205}{QF1}$ і $\frac{0305}{QF1}$.

У багатьох схемах з'єднань шаф управління, релейних шаф у системі електропостачання використовується різне маркування проводів, відхідних від вивідних затискачів (клемове складання) і виводів апаратів або приладів. Кінець проводу, приєднаного до затискача (клемового складання), у загальному випадку має два позначення: перше – порядковий номер виробу, до якого відноситься даний ряд вихідних затискачів і номер затискача (02×1 рис. 5.10); друге – адреса другого кінця проводу, тобто позиційне позначення апарату або приладу і номер його виводу, до якого підключений цей кінець (R1-1 означає, що другий кінець проводу підключений до виводу 1 резистора R1). Перше позначення уводиться з метою виключення помилки при підключенні проводів до затискачів (клемових складань) під час монтажу і експлуатації, оскільки на кожному провідникові видно, від якого затискача і якого ряду він був відключений.

Приклад схеми з'єднань панелі № 10 шафи управління РП-10 кВ приведений на рис. 5.10. Наведена схема з'єднань відноситься до лінії на 10 кВ другій монтажній одиниці (02).

На цій схемі показані резистори R1, R2 і R6, амперметр PA, автомати SF2 і SF1, сигнальні лампи HLR, HLG і HLW з червоною, зеленою і білою лінзами, перемикач SA, проміжне реле КСС команди вмикання і КСТ команди вимикання.

Оскільки апарати і прилади заглибленого виду встановлюються на задньому боці панелі, на схемі виводи замкнені у рамки, виконані безперервною лінією. Усі апарати і прилади пронумеровані послідовним рядом чисел від 01 до 12 і в їх маркуванні зазначені монтажна одиниця 02 і порядковий номер (у чисельнику), а також позиційне позначення (у знаменнику). Так, амперметр, перемикач і сигнальні лампи відповідно мають маркування $\frac{0204}{PA}$, $\frac{0209}{SA}$, $\frac{0207}{HLR}$, $\frac{0208}{HLG}$ і $\frac{0212}{HLW}$.

Виводи апаратів і приладів, а також затискачі ряду затискачів, які знаходяться на лівій боковині панелі, пронумеровані. Над рядом затискачів показані шинки (оперативного струму і сигнальні).

На схемі повністю показані перемички апаратів: між виводами 1 і 7 перемикача SA; між виводом 1 лампи HLR і виводом 2 лампи HLG; між виводами 1,7,9,12 реле КСС і КСТ; між затискачами 15 і 16, 17 і 18, 19 і 20, 21 і 22, 26 і 27, 28 і 29, 30 і 31, 32 і 33 ряду затискачів. Решта провідників даються не повністю, а тільки стрілками показано, що вони прокладені у коробі лівої боковини панелі.

Маркування правого боку ряду затискачів зазначає адреси проводів, відхідних до обладнання встановленого на панелі. Крім того, існують позначення, які указують, до яких затискачів підключені провідники. Зокрема, біля першого затискача є в наявності маркування проводу 02×1 R1-1, розшифровка якого надана вище.

Маркування лівого боку ряду затискачів указує зовнішнє підключення розглядуваної панелі і, крім того, до яких затискачів підключені провідники. Зокрема, біля першого затискача ліворуч є маркування 73 02×1, яке відноситься до жили контрольного кабелю № 2, що йде на релейну панель № 6. Перше позначення є цифровим маркуванням, прийнятим для позначення ділянок мереж

сигнальних ламп, друге – указує, що жила кабелю підключена до затискача 1 ряду затискачів, який відноситься до монтажної одиниці 02.

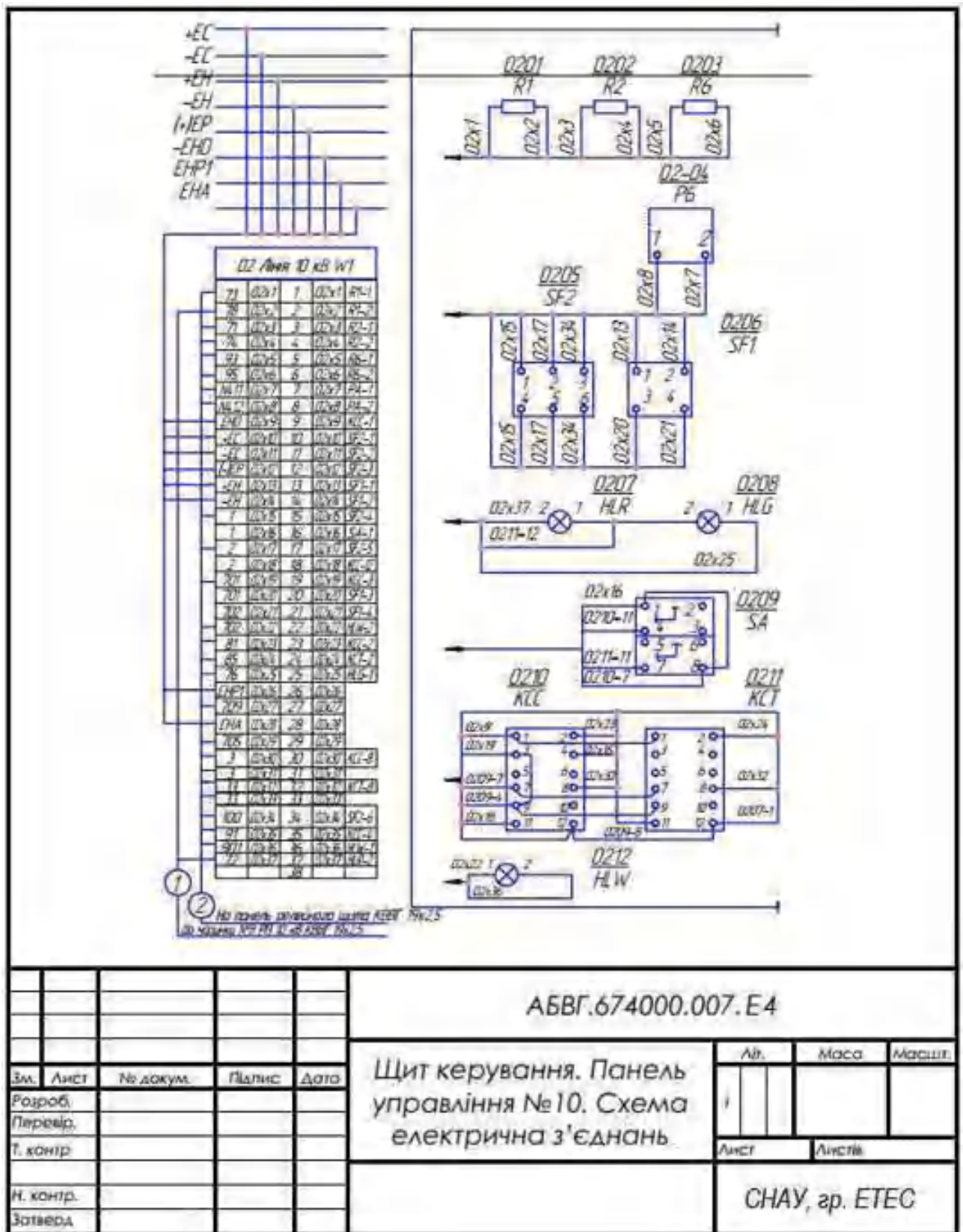


Рисунок 5.10 – Приклад виконання схеми електричної з'єднань панелі №10 щита керування

Провідники, відхідні від обладнання, встановленого на панелі керування маркують наступним чином. Усі провідники від резисторів R1, R2 і R6 підходять до затискачів від першого до шостого свого ряду, який відноситься до другої монтажною одиниці. Тому провідники, підключені до виводів 1 і 2 резистора R1, промарковані 02×1 і 02×2, указуючи, що перший іде до першого затискача, а другий – до другого затискача ряду затискачів монтажною одиниці 02. Аналогічно промарковані провідники, підключені до виводів резисторів R2 і R6. Отже, маркування провідників, відхідних від виводів будь-яких апаратів або приладів у бік ряду затискачів, містить номер монтажною одиниці (у випадку, що розглядається, він завжди 02), знак «×» і номер затискача, до якого іде провідник.

Якщо провідник іде від одного апарату і приладу до іншого, то його маркування містить номер монтажною одиниці, номер апарату і приладу, до якого іде провідник, і через дефіс номер його затискача. Так, на схемі провідник, що з'єднує вивід 4 перемикача SA (порядковий номер 9) з виводом 11 реле КСС (порядковий номер 10), має на одному кінці маркування 0210-11, а на іншому – 0209-4.

Схема підключень показує зовнішні підключення виробу. Схемами користуються при розробці інших конструкторських документів, а також для здійснення підключень виробів і під час їх експлуатації. На схемі підключень вироби зображуються у вигляді прямокутників або зовнішніх обрисів. На зображенні виробів обов'язково повинні бути позначені входні і вихідні елементи. Джгути, трубопроводи, кабелі, проводи, які ідуть в одному напрямку допускається зводити в одну лінію, але при підході до виробу вони повинні бути роз'єднані. Маркування входних і вихідних елементів виробів повинно відповідати заводському, а у випадку його відсутності допускається умовно присвоювати позначення, але при цьому прийняте маркування повинно дотримуватись у всіх конструкторських документах. На проводах, які підходять до входних і вихідних елементів повинні бути вказані адреси, відповідно до вище викладеного принципу для схем з'єднань, номери з'єднувальних кіл, вказано марку проводу, спосіб прокладки. Різницею схем підключень від схем з'єднань є виконання зображень виробів без прив'язки до дійсного розташування їх на плані

конструкції, об'єкта. Приклад виконання схеми підключень для системи управління двома електродвигунами надано на рис. 5.11.

На схемі позначені (у вигляді прямокутників) силовий розподільчий щит А2, шафа управління А1, електродвигуни М1 і М2, кінцевий вимикач SQ1. На кожному виробі вказані вивідні елементи, які мають як заводське маркування (С1–С6 для двигунів), так і привласнене розробником проєкту (клеми 1–6 у силовому розподільчому щиті А2, клеми 1–15 клемової колодки Х1 шафи управління А1, виводи 1 і 2 кінцевого вимикача SQ1). Проводи, які з'єднують виробу, зведені у джгути. Однак, при підході до виробів, вони роз'єднуються. На кожному проводі вказана адреса. Наприклад, на проводі, що відходить від клеми С1 двигуна М1 вказано адресу А6 (=А1-Х1:4), яка означає, що провід А6 (згідно з маркуванням на схемі принциповій) іде на виріб А1 (шафа управління), на його клемову колодку Х1 і підключений до контакту 4. На другому кінці проводу А6 вказана зворотна адреса А6(=М1:С1). Це означає, що провід А6, підключений до контакту 4 клемової колодки Х1 шафи управління А1 іде на електродвигун М1, клему С1. На схемі також вказані номери груп з'єднувальних проводів (наприклад 2), марка, кількість і переріз жил проводів (АПВ 4(1×2,5)), спосіб прокладки Т20, тобто чотири одножильних проводи перерізом 2,5 мм², марки АПВ прокладені у трубі внутрішнім діаметром 20 мм.

Другий спосіб (спрощений) виконання схеми підключень показаний на рис. 5.12.

Він, як правило, застосовується для ненасичених схем. Зокрема, на даному рисунку показана схема підключень для максимального струмового захисту лінії, виконаної на мікропроцесорному реле типу REJ 525. На схемі позначені тільки частини вивідних елементів пристроїв, які належать до системи захисту, між котрими робиться підключення. Це клемові колодки реле REJ 525, блока живлення ВР/TEL схеми керування вакуумним вимикачем ВВ/TEL, клемова колодка ВU/TEL. Позначені також сигнальна арматура (НL1 – НL 5), кнопкові пости (SB1 і SB2), трансформатори струму (ТА1, ТА2), шинний QSG1 і лінійний QSG2 роз'єднувачі із заземлюючими ножами згідно з УГП. Зв'язок між

вивідними елементами здійснюється проводами, які мають маркування згідно з принциповою схемою 01-23, А411, А412, А421 тощо.

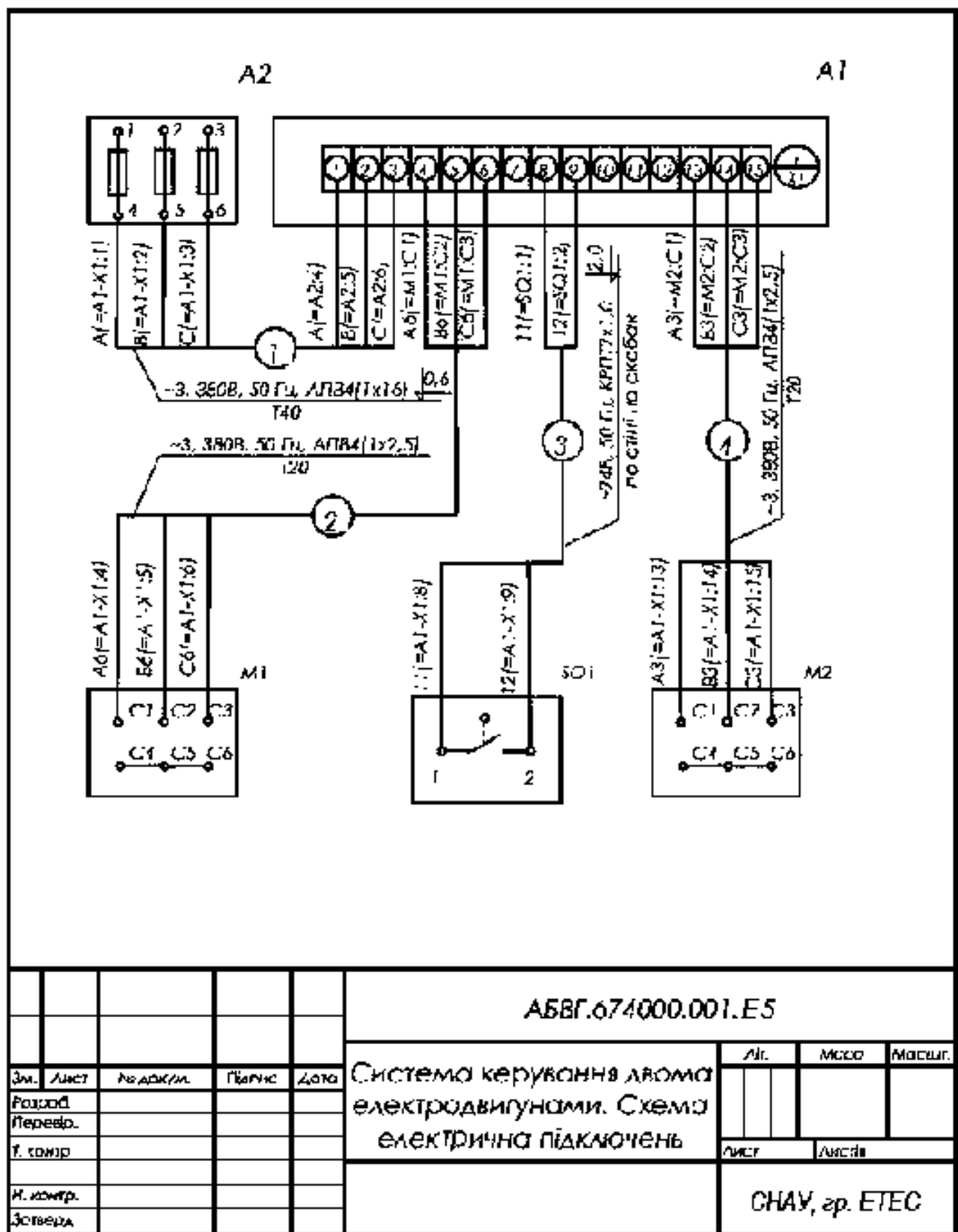


Рисунок 5.11 – Система керування двома електродвигунами.

Схема електрична підключень

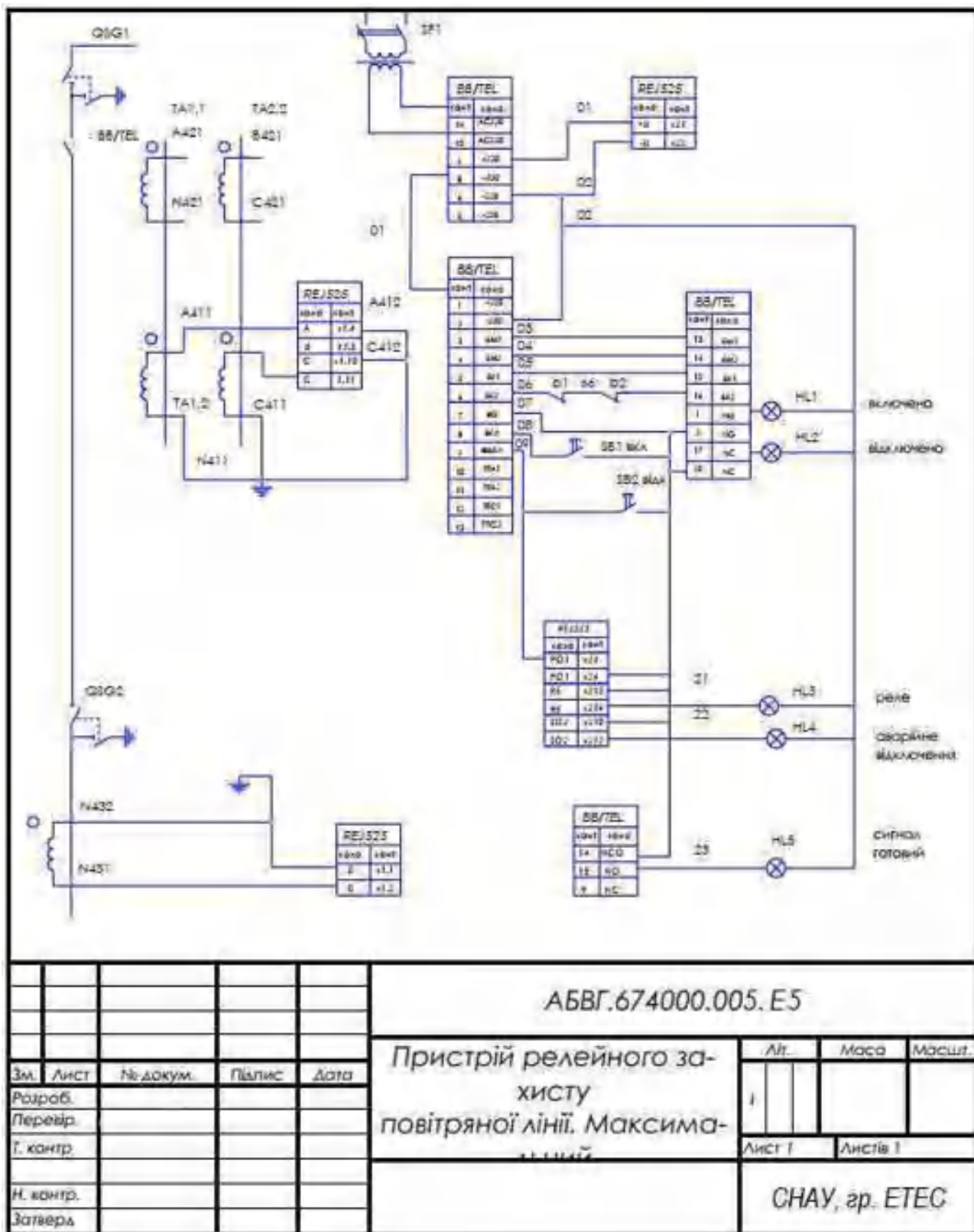


Рисунок 5.12 – Приклад виконання схеми електричної з'єднань панелі №10 щита керування

На клемових колодках (вивідних елементах) пристроїв позначені елементи, з якими з'єднана дана клема і номер цієї клеми. Наприклад, провід 03

підключений між клемою 3 вивідного елемента ВU/TEL, з якої знімається напруга для живлення електромагніту ЕМ1 вакуумного вимикача, і клемою 13 самого вимикача ВВ/TEL, до якого підключений вивід електромагніту ЕМ 1.

Схема розташування визначає відносне розташування складових частин виробу, а при необхідності також джгутів, проводів, кабелів, трубопроводів і тощо. Схеми користуються при розробці інших конструкторських документів, а також при експлуатації і ремонті виробів. Схеми розташування складаються відповідно вимогам ГОСТ 2.702-75.

Складові частини виробу зображують у вигляді спрощених зовнішніх обрисів або умовних графічних позначень, які розміщують у відповідності з дійсним розміщенням частин виробу у конструкції, на плані приміщення або місцевості. Схеми розташування можуть бути виконані також в аксонометрії.

У системах електропостачання до схем розташування відносяться схеми із нанесенням підстанцій і ліній електропередачі, які їх живлять, на генплані селища, району (карти-схеми); поопорні схеми ліній електропередачі на карті місцевості; плани трас кабельних каналів і прокладка кабелів підстанцій; схеми освітлення території підстанцій, з позначенням місць розташування світильників і плану прокладки освітлювальної мережі; схеми розміщення грозозахисних пристроїв та іншого електросилового обладнання на території підстанції; план розташування контуру заземлення підстанції.

На схемах розташування виконуються додатково текстові надписи (номери опор і підстанцій, кількість і потужність встановлених на ТП трансформаторів, марка і переріз проводів ліній електропередачі, довжина ділянок ПЛ, розрахункова потужність підстанцій, типи опор та ін.). Приклади виконання схем розташування у системах електропостачання надані на рисунках 5.13–5.18.

На рис. 5.13 наведена схема розташування мереж 110, 35 і 10 кВ. На плані місцевості позначено приблизне розташування трансформаторних підстанцій 35/110кВ і ТП-10/0,4кВ із зазначенням за УГП їх типів (відкрита, закрита), заново будовані та існуючі (заштриховані), номери підстанцій, кількість і потужність установлених трансформаторів (наприклад, $22\frac{239}{2 \times 100}$ – означає, що це ТП № 239

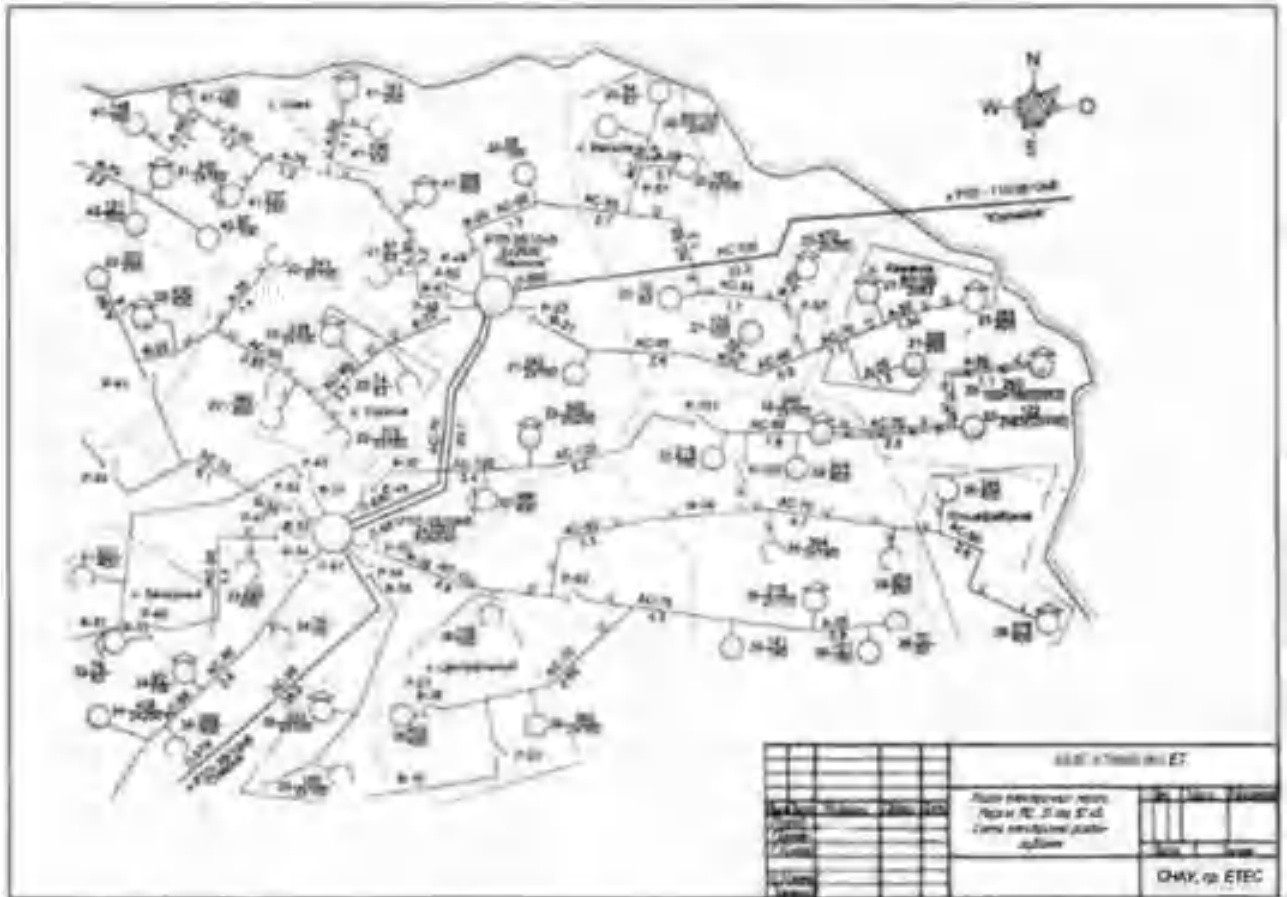


Рисунок 5.13 – Район електричних мереж. Мережі 110, 35 та 10 кВ.

Схема електрична розташування

із двома трансформаторами потужністю по 100 кВА і 22 – показує номер фідера, до якого підключено цю підстанцію).

Окрім цього, на схемі позначені приблизно траси ПЛ-10, 35 і 110 кВ, зазначені номери фідерів, які відходять від РТП-35/10кВ(наприклад Ф-31-Ф36), марка проводів (АС-120, АС-70) і ін.), довжина ділянок ліній (наприклад 4,3 км), місця установки і номери секціонуючих пристроїв (Р-22-роз'єднувач № 22). На таких схемах (колишня назва цієї схеми «карта – схема району електричних мереж») повинна бути наведена «Роза вітрів» у верхньому правому куті.

Схема виконується на листі з урахуванням того, що лінія «північ – південь» завжди проходить суворо перпендикулярно основному надпису.

Під час будівництва і обслуговування ліній електропередачі (ЛЕП) використовуються так звані поопорні схеми ліній, на яких показують вісь ЛЕП із зазначенням усіх кутів її повороту, виробничих пікетів (місць встановлення

опор), довжини прямих ділянок прилеглої місцевості з перетинами перешкод, номерів і типів опор (рис. 5.14).

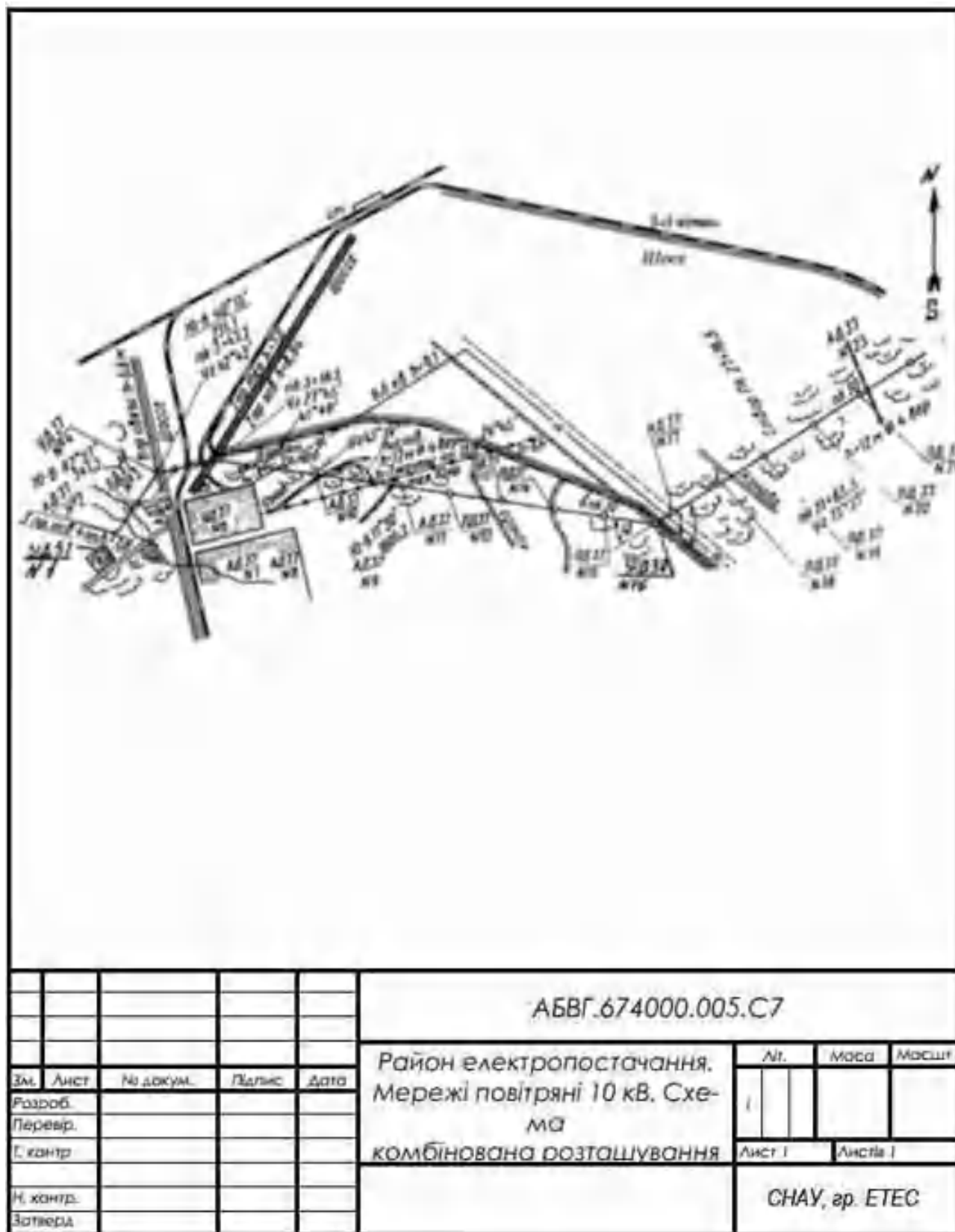


Рисунок 5.14 – Ділянка повітряної лінії електропередачі 10 кВ.

Схема комбінована розташування

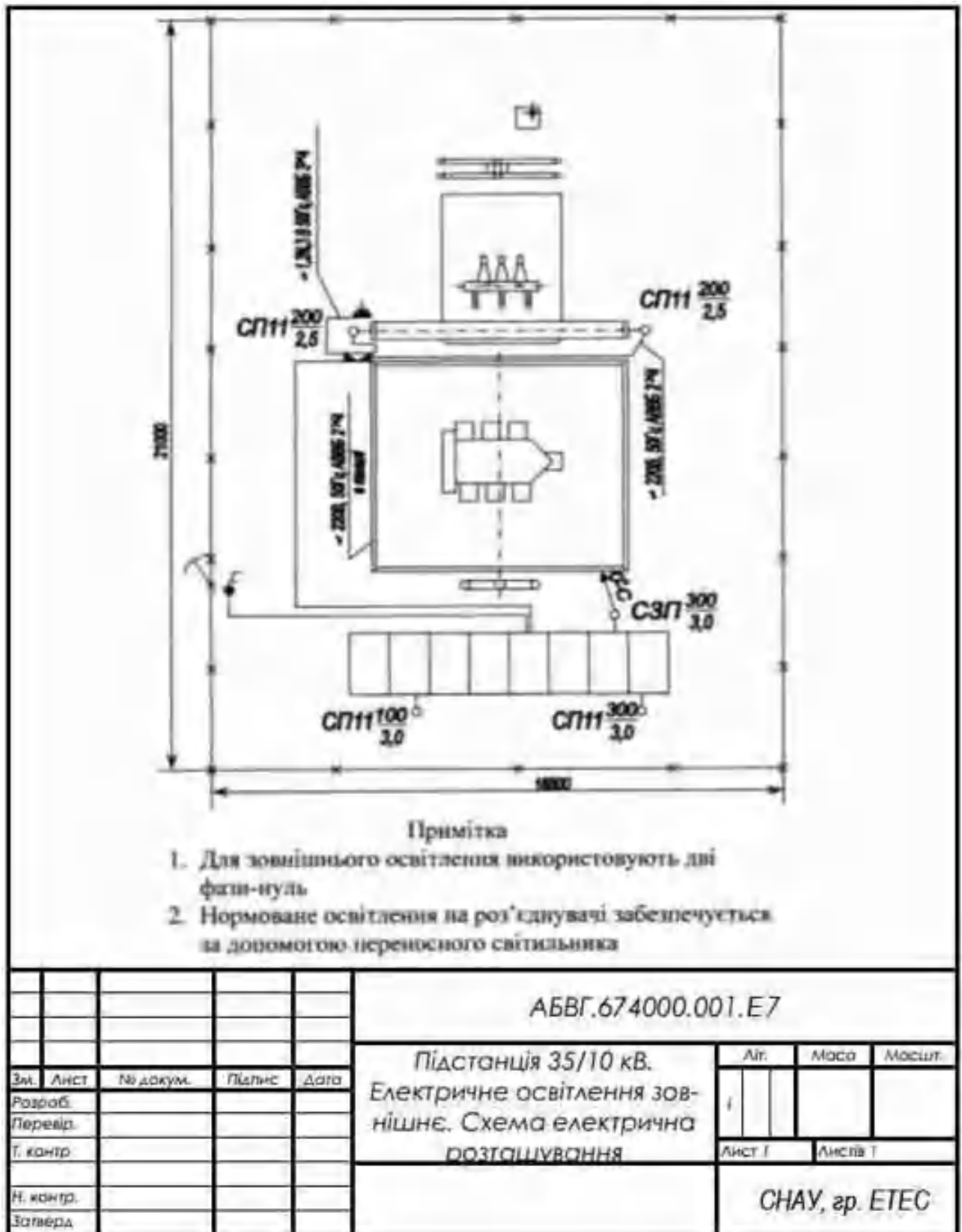


Рисунок 5.15 – Електричне освітлення підстанції.

Схема електрична розташування

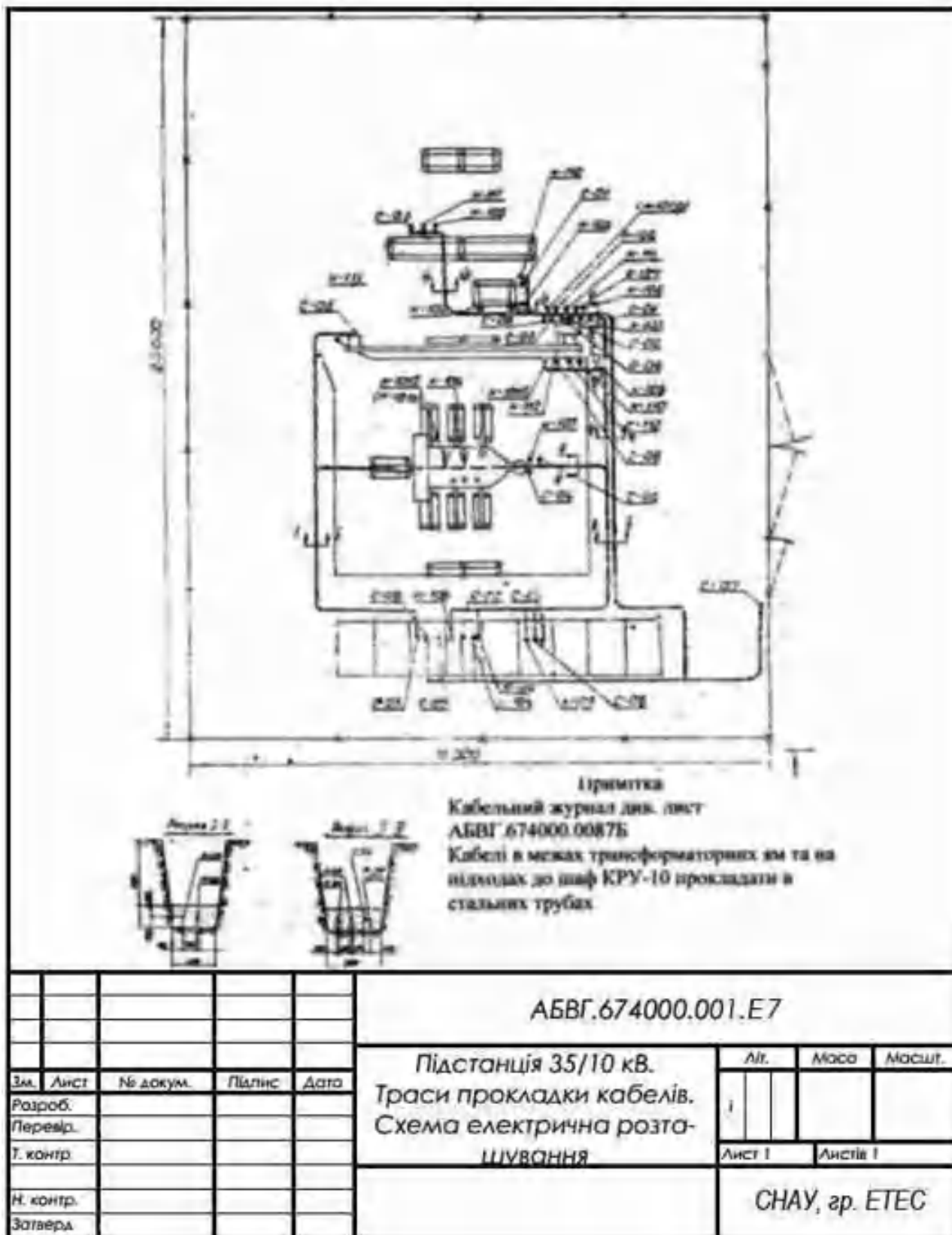


Рисунок 5.16 – Підстанція 35/10 кВ. Траси прокладки кабелів.

Схема електрична розташування

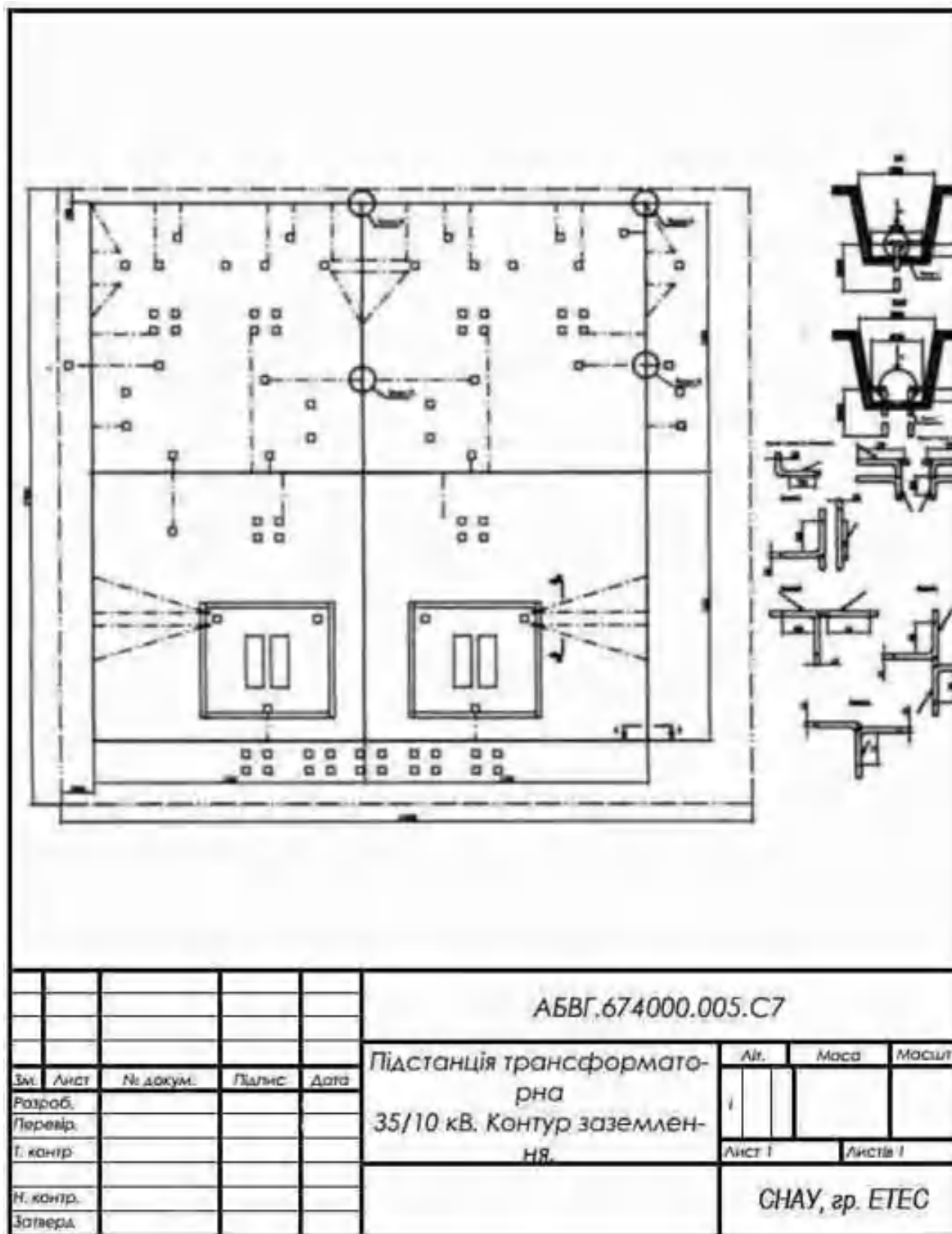


Рисунок 5.17 – Контур заземлення підстанції. Схема комбінована розташування

Як правило, ці схеми розташування відносяться до виду комбінованих схем і позначаються у кінці коду документа С7.

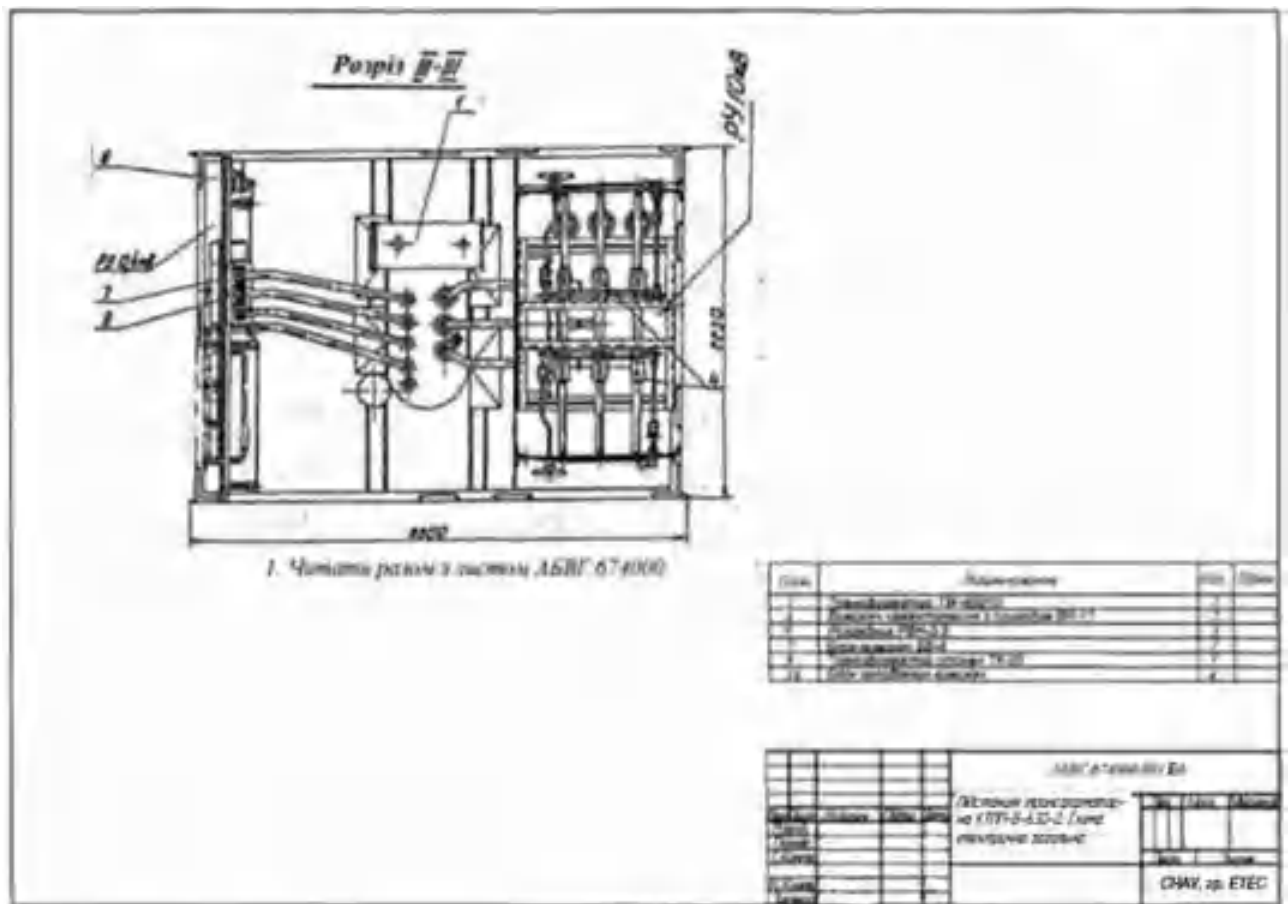


Рисунок 5.18 – Комплектна трансформаторна підстанція проходного типу КТПП-В-630-2 (фрагмент). Схема електрична загальна

На схемах електричних розташування освітлення підстанцій (рис. 5.15) позначаються місця установки освітлювальної апаратури, її тип, потужність встановленого джерела світла, висоту підвісу світильника. Наприклад, НСП11 $\frac{200}{2,5}$ означає, що це світильник типу НСП 11 з лампою розжарювання потужністю 200 Вт встановлений на висоті 2,5 м. На схемі також зазначаються траси прокладки кабелів і проводів, їх марки і перетин жил, спосіб прокладки. На вільному полі листа можуть виконуватись необхідні пояснення (наприклад, у вигляді приміток).

До цього ж типу відносяться схеми трас прокладки кабелів на підстанціях, розподільчих пристроях (рис. 5.16). На них можуть бути показані креслення розрізів кабельних траншей або каналів із зазначенням порядку прокладки кабелів, глибини їх закладання, способу укладання і та ін. Як правило, ці схеми супроводжуються, так званими, кабельними журналами, у яких зазначають:

координати місць установки електрообладнання, поєднуваного кабелем, його марку, довжину, число і перетин жил. При цьому на схемі у місцях підключень проставляють номер відповідного кабелю.

На схемах заземлюючих пристроїв підстанції (рис. 5.17) позначають прокладку контуру заземлення, вузли з'єднань, розміри складових контуру, з'єднання контуру з корпусами електрообладнання. На схемі може бути наведений додатковий матеріал: креслення зварних конструкцій, вказівки щодо виконання заземлення та ін.

Загальна схема – схема, що визначає складові частини комплексу (наприклад, комплектної підстанції) і з'єднання їх між собою на місці експлуатації. Загальними схемами користуються при ознайомленні з комплексами. На загальній схемі показують пристрої і елементи, що належать до комплексу, а також проводи і кабелі, які з'єднують ці пристрої і елементи. Елементи на схемі позначають аналогічно їх позначенню на схемах розташування. Приклад виконання схеми електричної загальної КТПП-В-630-2 показаний на рис. 5.18.

На практиці проєктування виникає необхідність у побудові діаграм. Основні правила виконання діаграм установлені у рекомендаціях Р-50-77-80 «ЕСКД. Правила виконання діаграмм». Приклад графічного виконання документа, який містить діаграми приведений на рис. 5.9. Цей матеріал, як правило, відноситься до додаткових і використовується для пояснення принципу або режиму виявлення залежності між режимними параметрами роботи пристрою.

Вони відносяться до типу експлуатаційних або інших документів і кодуються як ЕД – експлуатаційний документ або Д – документи інші.

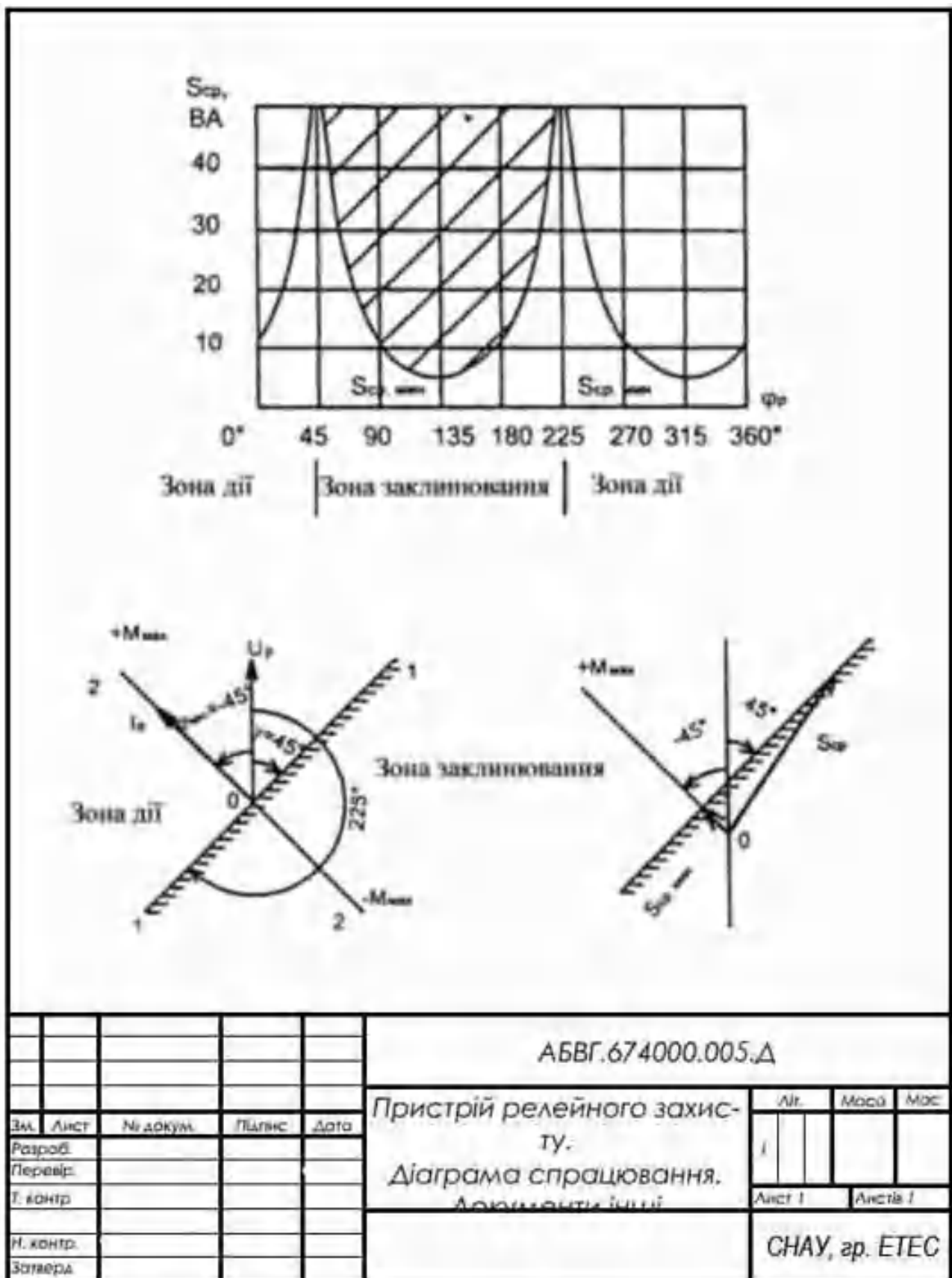


Рисунок 5.19 – Приклад виконання діаграм

6 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКИХ РАЙОНІВ

План

6.1 Основні вимоги до надійності електропостачання, оцінка рівня надійності

6.2 Основні технічні рішення по забезпеченню автономним резервним електроживленням найбільш відповідальних електроприймачів у сільськогосподарських споживачів

6.3 Заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських спожив

6.1 Основні вимоги до надійності електропостачання, оцінка рівня надійності

Надійність є одним з основних показників роботи електропостачальної системи. Вимоги до цього показника суттєво залежать від того, які можливі наслідки від перерви в електропостачанні того чи іншого електроприймача можуть виникнути та до яких наслідків вони можуть спричинити. Електроенергетиці відповідно до ПУЕ поняття надійності електропостачання нерозривно пов'язане із категоріями електроприймачів (див.).

Якщо рівень надійності електропостачання споживачів не відповідає нормам, система електропостачання оснащується засобами підвищення надійності, що скорочують кількість і тривалість відключення.

Вибір складу, обсягу, місць встановлення засобів підвищення надійності ґрунтується на досягненні нормованого рівня надійності найбільш економічним шляхом.

Різні засоби підвищення надійності (схемні розв'язки, секціонування мереж, використання автономних джерел резервного електроживлення) вимагають різних витрат і в різній ступені підвищують надійність електропостачання. Розроблені правила досягнення нормованого рівня надійності, що враховують закономірності формування СЕП сільськогосподарських споживачів. У цьому

випадку з метою підвищення технологічності проектування безпосередній розрахунки показників надійності не проводиться.

При цьому передбачається, що в районах електричних мереж (РЕМ) є такі технічні засоби:

- діагностичний пункт РЕМ;
- зв'язок з диспетчерськими пунктами підприємств електричних мереж;
- обладнання двостороннього радіозв'язку оперативних виїзних бригад з диспетчерськими пунктами.

Крім того, організація експлуатації електричних мереж повинна відповідати вимогам відповідних нормативних документів.

6.2 Основні технічні рішення по забезпеченню автономним резервним електроживленням найбільш відповідальних електроприймачів у сільськогосподарських споживачів

Для зменшення наслідків масових відкотів в електричних мережах, викликаних ожеледице-вітровими навантаженнями, електропостачання сільськогосподарських споживачів резервується автономними джерелами резервного електроживлення (АІР).

Автономні джерела резервного живлення електроприймачів першої і другої категорій, які не допускають перерв в електропостачанні тривалістю понад 0,5 год, обов'язково встановлюють незалежно від наявності резервного живлення по електричних мережах.

Як АІР можуть бути використані стаціонарні або пересувні дизельні електростанції (ДЕС), резервні джерела електроживлення із проведенням від трактора, а також інші автономні енергетичні установки.

Вибір кількості агрегатів АІР і їх потужності виконують по розрахунковому навантаженню електроприймачів першої та другої категорій, що не допускають перерв тривалістю понад 0,5 год, з урахуванням режиму їх роботи.

Тип автономного джерела резервного електроживлення, його потужність, місце розміщення й спосіб підключення до мережі 0,38 кВ визначають у складі проекту електрифікації сільськогосподарського об'єкта.

6.3 Заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських спожив

Підвищення рівня надійності електропостачання є техніко-економічним завданням при вирішенні якого мінімізуються зведені до одного року витрати капітальні вкладення, що включають, витрати на експлуатацію й збиток від недовідпущення електроенергії. У спрощеному варіанті необхідно забезпечити розглянутий вище нормований рівень надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів.

Для забезпечення надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів передбачають такі технічні заходи:

- 1) підвищення надійності окремих елементів електричних мереж (у тому числі за рахунок застосування нових матеріалів);
- 2) секціонування мереж за допомогою вимикачів з АПВ, автоматичних відокремлювачів і роз'єднувачів;
- 3) резервування як мережевого, так і місцевого енергетичного й технологічного обладнання;
- 4) наближення напруг 35–110 кВ до споживачів;
- 5) укрупнення підстанцій 35–110 кВ, що дозволяє скоротити радіус дії повітряних ліній 10 кВ;
- 6) збільшення кількості трансформаторних підстанцій 35-110 кВ до двох, а також підстанцій із двостороннім живленням;
- 7) укрупнення підстанцій напругою 10/04 кВ і роздільне живлення виробничих і комунально-побутових споживачів;
- 8) застосування батарей статичних конденсаторів для компенсації реактивної потужності.

7 ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ. ЕКОНОМІЧНІСТЬ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

План

7.1 Якість електричної енергії

7.2 Надійність електропостачання й засобу для підвищення її рівня

7.3 Зниження втрат електроенергії та її раціональне використання

7.1 Якість електричної енергії

Забезпечення необхідних якостей електроенергії, надійності й економічності електропостачання – основні завдання сільського електропостачання.

Якість електричної енергії при живленні електрообладнання від трифазних електричних мереж загального призначення, тобто для основного варіанта сільського електропостачання, визначається стабільністю й рівнями частоти струму й напруги в споживачів, а також ступенем несиметрії й несинусоїдальності (викривлення форми кривої у порівнянні із синусоїдою) напруг.

Зміна частоти в межах декількох відсотків номінальної в основному впливає тільки на роботу асинхронних двигунів. При зниженні частоти струму відповідно зменшується частота обертання електродвигунів, трохи збільшуються струм, максимальний момент і нагрівання двигуна, а при збільшенні частоти – навпаки. Однак при невеликих змінах частоти нормальна робота електродвигунів і більшості інших електроприймачів практично не порушується.

Норми якості електричної енергії регламентує ГОСТ 13109-87.

Відповідно до стандарту відхилення частоти струму (під відхиленням частоти розуміють різниця між її фактичним і номінальним значеннями) у нормальному режимі, тобто не менш 95 % часу доби, не повинні перевищувати $\pm 0,1$ Гц (допускається тимчасове збільшення відхилення частоти до $\pm 0,2$ Гц). Зазначені норми не поширюються на електроприймачі, приєднані до мереж

автономнопрацюючих електростанцій потужністю до 1000 кВт. Для них уважаються припустимими відхилення частоти в межах $\pm 0,5$ Гц, а при потужності до 250 кВт – у межах ± 2 Гц.

Необхідно зазначити, що підтримка частоти в необхідних межах практично не ставиться до основних завдань сільського електропостачання, тому що система сільського електропостачання забезпечує в першу чергу розподіл, а не виробництво електроенергії. До важливих завдань сільського електропостачання ставиться підтримка необхідних рівнів напруги в споживачів. Зміна напруги, особливо понад припустиме значення, значно впливає на роботу споживачів. Досить чутливі до цього освітлювальні прилади. При підвищенні напруги понад номінальний різко знижується термін служби ламп розжарювання, а при зниженні помітно падає їхній світловий потік. Для люмінесцентних ламп, які усе більш широко застосовуються в сільськогосподарських освітлювальних установках, термін служби скорочується як при підвищенні, так і при зниженні напруги.

Зміна напруги впливає на роботу найпоширеніших у сільськогосподарським виробництві короткозамкнених асинхронних двигунів. При зниженні напруги зменшується обертаючий момент двигуна, який практично пропорційний квадрату напруги, а також пусковий момент і трохи знижується частота обертання, збільшуються струм і нагрівання двигуна, через прискорене зношування ізоляції зменшується термін служби. При значнім зниженні напруги через зменшення обертаючого моменту може відбутися повна зупинка («перекидання») навантаженого двигуна й відповідно порушення технологічного процесу. Якщо при цьому двигун не відключити від мережі, він буде ушкоджений.

Зниження напруги приводить до зниження потужності й, отже, до погіршення нагрівання електронагрівальних приладів, роботи телевізорів, радіоприймачів, холодильників і інших побутових приладів. Підвищення напруги також шкідливо впливає на роботу побутових електроприладів, зменшуючи в більшості випадків строк їх служби.

Відповідно до стандарту передбачаються наступні норми для відхилень напруги в споживачів (під відхиленням напруги розуміють різниця між дійсним

значенням напруги в розглянутій крапці мережі і його номінальним значенням). На затисках електроприймачів протягом не менш 95 % часу доби допускаються нормальні відхилення напруги в межах ± 5 % номінального. Максимальні відхилення напруги допускаються ± 10 %.

Наведені значення відхилень напруги поширюються на всі споживачів, і зокрема на споживачів, що живляться від сільських електричних мереж.

Для підтримки необхідних рівнів напруги в споживачів у системі сільського електропостачання використовує спеціальне обладнання, що забезпечує регулювання напруги, зокрема мережні регулятори різних типів, конденсатори,, що включаються послідовно й паралельно в мережу, а також регулятори напруги генераторів сільських електростанцій.

Як вказувалося вище, на роботу споживачів також впливають несиметрія напруги й несинусоїдальність форми її кривої. Несиметрія напруги спостерігається в першу чергу в сільських електричних мережах напругою 0,38/0,22 кВ, де переважає однофазне навантаження. У цих мережах навіть нормальні режими часто несиметричні.

У результаті несиметрії відхилення напруги в однофазних приймачів, приєднаних до різних фаз, будуть різні, а в деяких можуть виходити за припустимі межі.

Несиметрія трифазної системи напруг характеризується появою в ній складових нульової і зворотної послідовностей. При цьому струми зворотної послідовності в трифазних асинхронних електродвигунах можуть досягати більших значень навіть при малім значенні напруги зворотної послідовності (через малий опір зворотної послідовності двигунів). Це приводить до додаткового нагрівання двигунів і скороченню строків їх служби. Несиметрія напруг може викликати також вібрацію двигунів, що знижує їхню довговічність.

Тому відповідно до стандарту нормальне значення коефіцієнта несиметрії напруг (відношення напруги зворотної послідовності основної частоти до номінальної лінійної напруги) на затисках трифазних електроприймачів довгостроково допускається в межах до 2 % і максимально до 4 %.

Значення іншого показника несиметрії – коефіцієнта нульової послідовності (відношення напруги нульової послідовності основної частоти до номінальної фазної напруги) для трифазних розподільних мереж, що живлять однофазні освітлювальні й побутові електроприймачі, не повинне перевищувати тих самих величин.

Для зменшення впливу несиметрії навантажень на якість напруги необхідно забезпечувати за можливістю симетричний розподіл однофазних приймачів по фазах і включення потужних із цих приймачів на лінійну напругу. Цьому сприяє також збільшення площі перетину проводів, і в першу чергу нульового проводу, що забезпечує зменшення опору й струму нульової послідовності.

Із цією ж метою доцільно замість розповсюджених трансформаторів 10/0,4 кВ зі схемою з'єднання обмоток «зірка – зірка – нуль» установлювати трансформатори зі схемою «зірка – зигзаг – нуль». Нарешті, можна використовувати також спеціальне симетруюче обладнання.

Несинусоїдальність форми кривої напруги (поява в цій кривій вищих гармонік) приводить до підвищення нагрівання асинхронних двигунів, до збільшення втрат потужності й енергії у всіх елементах мереж. Відповідно до стандарту на затисках електроприймачів значення коефіцієнта несинусоїдальності напруги (відносини діючого значення гармонійного змісту несинусоїдальної напруги до напруги основної частоти) довгостроково допускається в межах до 5 % і максимально до 10 %.

Враховуючи, що шкідливий вплив несинусоїдальності напруги проявляється практично тільки при несиметричних режимах, зазначені вище заходи щодо усунення несиметрії одночасно корисні й для зменшення впливу несинусоїдальності напруги.

7.2 Надійність електропостачання й засобу для підвищення її рівня

Актуальність завдання забезпечення надійного електропостачання значно зросла в останні роки у зв'язку із серйозними не тільки кількісними, але і якісними змінами сільськогосподарських споживачів електроенергії. Особливо це пов'язане з появою сільськогосподарських підприємств промислового типу, у першу чергу, тваринницьких комплексів.

У табл. 7.1 наведені деякі дані по середніх питомих збитках на різних сільськогосподарських підприємствах від перерв в електропостачанні.

Відповідно до ПУЕ усі електроприймачі діляться на три категорії відносно забезпечення надійності електропостачання.

Таблиця 7.1 – Середні питомі збитки від перерв в електропостачанні

Підприємства	Питомі збитки	
	1 грн на 1 кВт·год	1 грн на 1 голову (або на 1 мг) за 1 год перерви
Комплекси й ферми молочного напрямку	1,8	0,38
Ферми по вирощуванню й відгодівлі великої рогатої худоби	3,1	0,12
Свинарські комплекси	29	1,25
Свинарські ферми	3,9	0,09
Птахофабрики яєчного напрямку на 100 тис. і більш курей-несушок	106	1,3
Птахофабрики м'ясного напрямку на 1 млн і більш бройлерів у рік	18,1	0,03
Птахоферми по виробництві яєць	5,7	0,03
Птахоферми м'ясного напрямку	4,4	0,005
Теплиці весняні, парники	1,7	0,037
Теплиці зимові	21,3	0,37

Для підвищення надійності електропостачання можуть бути використані різні засоби. Це зв'язане, з одного боку, з одержанням економічного ефекту, у першу чергу, за рахунок зменшення збитку від перерв в електропостачанні, з іншого боку, з додатковими витратами на самі засоби. Тому підвищення надійності електропостачання найбільше доцільно до певного, оптимального рівня, при якому досягається максимальний сумарний економічний ефект із обліком обох складових.

Різні засоби й заходи щодо підвищення надійності електропостачання можна розділити на 2 групи – організаційно-технічні й технічні.

Для підвищення надійності електропостачання можуть бути використані різні способи. Це пов'язане, з одного боку, з одержанням економічного ефекту, у першу чергу за рахунок зменшення збитку від перерв в електропостачанні, з іншого боку – з додатковими витратами на самі засоби. Тому підвищення надійності електропостачання найбільше доцільно до певного оптимального рівня, при яких досягається максимальний сумарний економічний ефект із обліком обох складових.

Різні засоби й заходи щодо підвищення надійності електропостачання можна розділити на дві групи – організаційно-технічні й технічні.

До організаційно-технічних заходів відносять:

1) Підвищення вимог до експлуатаційного персоналу, у тому числі трудовій і виробничій дисципліні, а також підвищення кваліфікації персоналу.

Рациональна організація поточних капітальних ремонтів і профілактичних випробувань, у тому числі вдосконалення планування ремонтів і профілактичних робіт, механізація ремонтних робіт.

2) Рациональна організація пошуку й ліквідації пошкоджень, у тому числі вдосконалення пошуку пошкоджень, зокрема з використанням спеціальної апаратури; застосування необхідного автотранспорту; диспетчеризація, телемеханізація, радіозв'язок тощо; механізація робіт по відбудові ліній.

3) Забезпечення аварійних запасів матеріалів і устаткування. Необхідно прагнути до оптимального обсягу цих запасів, тому що їхній надлишок пов'язаний із втратою капіталовкладень, а недостатня кількість може призвести до збільшення строку відновлювальних робіт.

До технічних засобів і заходів щодо підвищення надійності електропостачання відносять:

1) Підвищення надійності окремих елементів мереж, у тому числі опор, проводів, ізоляторів, різного лінійного й підстанційного устаткування.

2) Скорочення радіуса дії електричних мереж. повітряні електричні лінії – найбільш пошкоджувані елементи системи сільського електропостачання.

число пошкоджень зростає приблизно прямопропорційно збільшенню довжини ліній.

3) Застосування підземних кабельних мереж. Значні переваги перед повітряними лініями мають підземні кабелі. вони коротші повітряних, тому що їх не потрібно прокладати по узбіччях полів, а можна вести по найкоротшій відстані. При цьому повністю усуваються перешкоди сільськогосподарському виробництву. основна ж перевага кабельних ліній – їх висока надійність в експлуатації. повністю виключаються ушкодження ліній від ожеледі й сильних вітрів, суттєво знижуються аварії від атмосферних перенапруг. Кількість аварійних відключень знижується в 8–10 раз. Однак тривалість ліквідації аварій на кабельних лініях при тимчасовому рівні експлуатації приблизно у 3 рази більше, тому що складніше знайти місце ушкодження й доводиться проводити роботи по відкриванню котлованів та траншей. За допомогою спеціальних приладів можна прискорити відшукування поривів.

Особливо суттєво, що капіталовкладення на кабельні лінії при прокладці кабелеукладачами виявляються практично однаковими в порівнянні з капіталовкладеннями на повітряні лінії (ПЛ).

Завдяки цим перевагам кабельні лінії напругою 10 кВ досить перспективні для розвитку сільських електричних мереж і в майбутньому по мірі росту випуску кабелю електропромисловістю все більше число ліній будуть кабельними, а повітряні лінії 0,38 кВ будуть виконуватися з використанням ізольованих проводів.

4) Мережеве та місцеве резервування. Сільські електричні мережі працюють в основному в розімкнутому режимі, тобто вони забезпечують однобічне живлення споживачів. при такому режимі можна знизити значення струмів короткого замикання, застосувати більш дешеву апаратуру, зокрема вимикачі, роз'єднувачі тощо, знизити втрати потужності в мережах, полегшити підтримку необхідних рівнів напруги на підстанціях тощо при цих умовах надійність електропостачання споживачів значно нижче, чим при замкненому режимі, тобто при двосторонньому живленні споживачів. Як резервне джерело може бути використана друга лінія електропередачі від іншої підстанції (або від

іншої секції шин двотрансформаторної підстанції). Таке резервування називають мережним. однак особливо в районах з підвищеними ожеледно-вітровими навантаженнями можливе ушкодження обох ліній і припинення подачі енергії. більш незалежним джерелом служить резервна електростанція (місцеве резервування). У системі сільського електропостачання для живлення найбільш відповідальних споживачів у період аварії основної лінії найчастіше як резервну використовують дизельні електростанції невеликої потужності, застосування яких намічається значно розширити.

5) Автоматизація сільських електричних мереж, у тому числі вдосконалення релейного захисту, використання автоматичного повторного включення (АПВ), автоматичного включення резерву (АВР), автоматичного секціонування, обладнань автоматизації пошуку ушкоджень, автоматичного контролю ненормальних і аварійних режимів, телемеханіки.

Широке впровадження більшості розглянутих раніше технічних засобів пов'язане з більшими капітальними інвестиціями, враховуючи, що довжина сільських електричних мереж досягла 2,2 млн км.

При автоматизації мереж як засобу підвищення надійності електропостачання потрібні відносно малі витрати при широких можливостях використання в експлуатованих мережах без їхньої серйозної реконструкції.

Необхідно зазначити, що максимальний ефект від підвищення надійності електропостачання може бути отриманий при комплексному використанні різних заходів і засобів. Їх оптимальні комбінації визначаються конкретними умовами. розробляють цілу комплексну програму підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів, яка буде містити в собі рекомендації з оптимальних комплексів засобів для різних умов.

В останні роки проведена значна робота в системі сільського електропостачання по розукрупненню трансформаторних підстанцій і скороченню радіуса дії мереж, який для ліній напругою 10 кВ найближчим часом повсюдно повинен бути знижений до 15 км, а надалі – приблизно до 7 км, як це прийняте в багатьох закордонних країнах.

6) Застосування підземних кабельних мереж. Значні переваги перед повітряними лініями мають підземні кабельні. Вони коротше повітряних, тому що їх не потрібно прокладати по узбіччях полів сівозмін, а можна вести по найкоротшій відстані. При цьому повністю усуваються перешкоди сільськогосподарському виробництву. Основна перевага кабельних ліній – їх висока надійність експлуатації. Повністю виключаються ушкодження ліній від ожеледі й сильних вітрів, суттєво знижуються аварії від атмосферних перенапруг. Кількість аварійних відключень знижується у 8–10 раз. Менше з тим, тривалість ліквідації аварій на кабельних лініях при сучасному рівні експлуатації приблизно у три рази більша, тому що складніше знайти місце ушкодження й доводиться проводити роботи з розкриття траншеї. Однак спеціальні прилади дозволяють прискорити відшукування ушкоджень.

Особливо суттєво, що капіталовкладення на них при прокладці кабелеукладачами виявляються практично однаковими з повітряними при сучасних цінах на кабелі.

Завдяки цим перевагам кабельні лінії напругою 10 кВ визнані досить перспективними для розвитку сільських електричних мереж і в майбутньому по мірі росту випуску кабелю електропромисловістю все більше число ліній будуть кабельними, а повітряні лінії 0,38 кВ будуть виконуватися ізольованими проводами.

7.3 Зниження втрат електроенергії та її раціональне використання

Підвищення економічності електропостачання сільського господарства – комплексне завдання. По суті, з ним тісно пов'язані завдання підвищення якості електроенергії й надійності електропостачання. Тому розглянуті вище заходи у більшості випадків одночасно вирішують завдання підвищення економічності електропостачання. Досить важливе значення для його вирішення мають заходи щодо **зниження втрат електроенергії та її раціонального використання.**

Усі електроустановки, що складають систему електропостачання, у тому числі електричні лінії й трансформатори, мають активні опори. Тому при передачі, розподілі й перетворенні електричної енергії відбуваються її втрати.

Більша частина втрат енергії у сільських мережах припадає на електричні лінії й трансформатори, і як правило, під час практичних розрахунків враховують втрати лише у цих електроустановках. Втрати енергії у проводах, кабелях і обмотках трансформаторів пропорційні квадрату сили струму, що протікає по них, і тому їх називають **навантажувальними втратами**. Струм навантаження, як правило, змінюється у часі, і навантажувальні втрати часто називають змінними.

Під час збільшення навантажень і приєднання до електричної мережі нових споживачів у ній зростають втрати електричної енергії. На підприємствах електричних мереж систематично розраховують втрати потужності й енергії, і на основі цих розрахунків у необхідних випадках здійснюють заходи щодо зниження втрат.

Розрізняють організаційні заходи щодо зниження втрат, заходи щодо вдосконалення систем обліку електроенергії, а також технічні заходи.

8 ЕЛЕМЕНТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

План

8.1 Складові частини системи електропостачання

8.2 Трансформаторні підстанції

8.3 Лінії електропередачі

8.1 Складові частини системи електропостачання

Електропостачальна система міських і сільських районів у загальному випадку являє собою сукупність електроустановок з виробництва, трансформації, пересилання та розподілу електричної енергії. Головним завданням такої системи є безперебійне забезпечення споживачів електричною енергією. Як правило, розподіл електричної енергії в системі відбувається на напругах 6–10 кВ та 380/220 В.

В електропостачальній системі міських і сільських районів можна виділити такі основні складові частини (рис. 8.1):

- джерело живлення, функцію якого може виконувати районна підстанція або електростанція, електрична енергія від якої в систему подається на генераторній напрузі 6–10 кВ;
- лінії електропередачі (ЛЕП) – повітряні, кабельні або повітрянокабельні;
- розподільчі пункти (РП) – складова частина електропостачальної системи, призначена для приймання та розподілу електричної енергії на одній напрузі без перетворення;
- трансформаторні підстанції (ТП) – складова частина електропостачальної системи, призначена для приймання електричної енергії на напрузі 6–10 кВ, пониженню до 0,4 кВ та розподілу на цій напрузі серед споживачів.

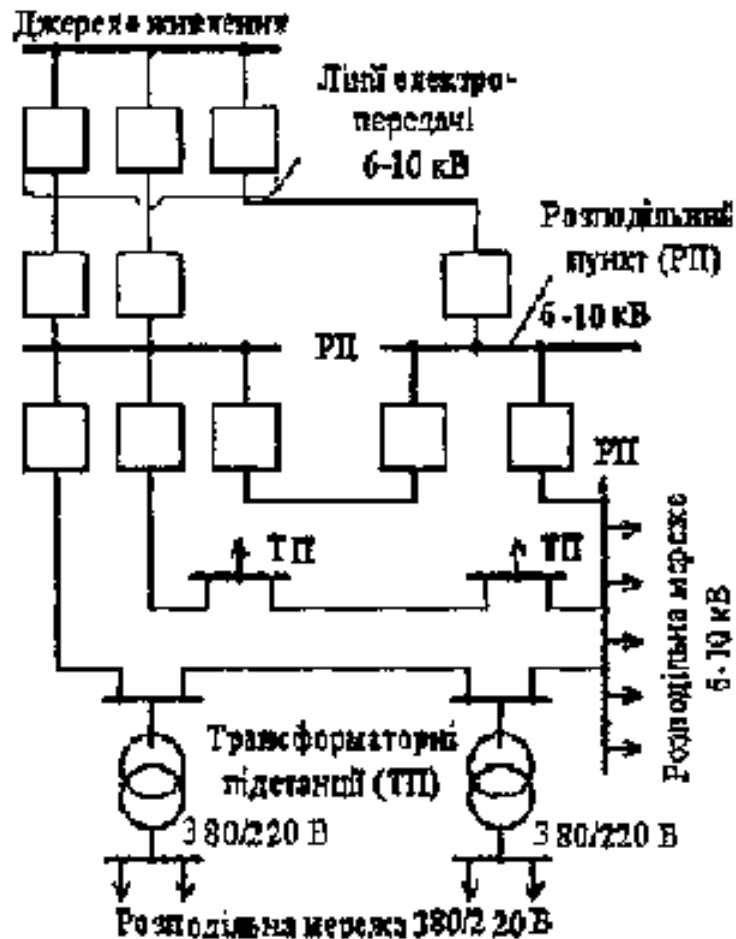


Рисунок 8.1 – Принципова електрична схема розподілу електричної енергії у міських і сільських районах

Складові частини електропостачальної системи міських і сільських районів у загальному випадку являють собою сукупність електроустановок з виробництва, трансформації, пересилання та розподілу електричної енергії. головним завданням такої системи є безперебійне забезпечення споживачів електричною енергією. як правило, розподіл електричної енергії в системі відбувається на напругах 6–10 кВ та 380/220 В.

8.2 Трансформаторні підстанції

8.2.1 Основні складові частини та класифікація

На відміну від РП на ТП міських і сільських районів крім функцій, пов'язаних з прийманням та розподілом електричної енергії, покладається і функція трансформації напруги, як правило, з 6–10 кВ на 0,4 кВ. Розподіл електричної енергії на ТП може відбуватися або лише на напрузі 0,38/0,22 кВ

(тупикові ТП), або як на напрузі 0,38/0,22 кВ, так і на напрузі 6–10 кВ (прохідні ТП).

Основні складові частини ТП:

- 1) розподільча установка (РУ) на стороні високої напруги;
- 2) один або два силових трансформатори;
- 3) РУ на стороні низької напруги.

8.2.2 Збірні та стаціонарні трансформаторні підстанції

Збірні трансформаторні підстанції являють собою споруду з металобетонних елементів, із яких три нижні створюють фундамент і підпілля, а з трьох верхніх споруджуються приміщення, де розміщується обладнання РУ і трансформатори.

Стаціонарні трансформаторні підстанції є окремою спорудою, або спорудою, прибудованою чи вбудованою до/в споруди комунального або житлового призначення.

У міських районах використовуються переважно ТП, побудовані відповідно до типових проєктів єдиної серії, розробленої ще за часів Радянського Союзу. Нижче наводяться схеми й короткі характеристики найбільш поширених ТП єдиної серії:

1) Схема № 1 типу К-31-630 (рис. 8.2):

- має кабельні вводи;
- живлення здійснюється по лінії 1, комутація в якій відбувається за допомогою роз'єднувача типу РВ;
- лінії 2 і 3 є відхідними. Комутація в них відбувається з допомогою вимикачів навантаження типу ВН-16;
- має один силовий трансформатор потужністю 100–630 кВА;
- використовуються у петлевих розподільчих мережах 6–10 кВ.

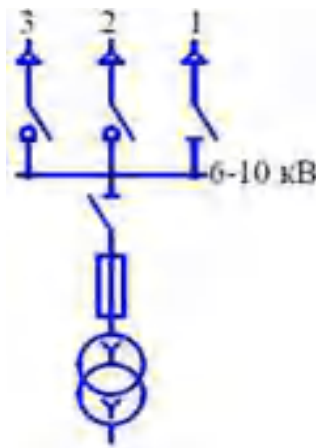


Рисунок 8.2 – Схема № 1 типу К-31-630

2) Схема №2 типу К-31-630 (рис. 8.3):

– має кабельні вводи; комутація здійснюється по лінії 1, в якій відбувається за допомогою роз'єднувача типу РВ;

– лінії 2 є відхідною, і по ній можливе живлення самостійного споживача. Комутація в лінії відбувається за допомогою вимикача навантаження типу ВНП-16;

– облік електричної енергії забезпечується завдяки використанню трансформаторів струму типу ТПЛ і напруги типу НТМК;

– ТП має один силовий трансформатор потужністю 100-630 кВА;

– використовується у радіальних схемах живлення.

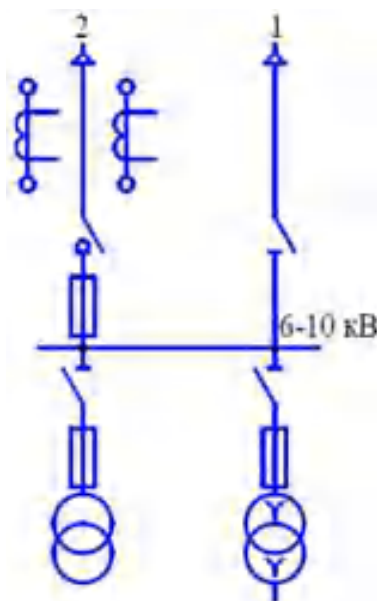


Рисунок 8.3 – Схема № 2 типу К-31-630

3) Схема №1 типу В-41-400 (рис. 8.4):

- має повітряні вводи;
- живлення здійснюється по лінії 1, комутація в якій відбувається за допомогою роз'єднувача типу РВ;
- лінії 2, 3 і 4 є відхідними. Комутація в них відбувається з допомогою вимикачів навантаження типу ВН-16;
- захист від перенапруг на стороні високої напруги здійснюється за допомогою розрядника типу РВП;
- має один силовий трансформатор потужністю 100–400 кВА;
- використовується у петлевих розподільчих мережах.

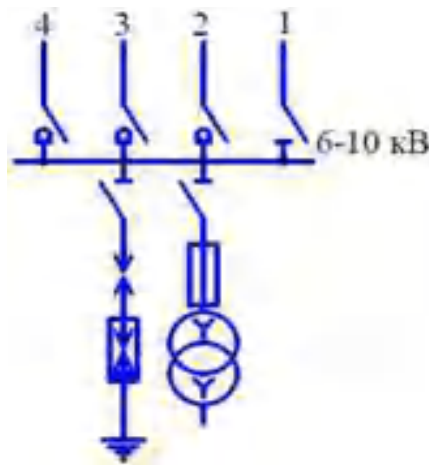


Рисунок 8.4 – Схема № 1 типу В-41-400

4) Схема № 2 типу В-41-400 (рис. 8.5):

- має повітряні вводи;
- живлення здійснюється по лінії 1, а лінії 2 і 3 є відхідними. Комутація в лініях відбувається за допомогою вимикачів навантаження типу ВНП-16;
- захист від перенапруг на стороні високої напруги здійснюється за допомогою розрядника типу РВП;
- облік електричної енергії забезпечується завдяки використанню трансформаторів струму типу ТПЛ і напруги типу НТМК;
- має один силовий трансформатор потужністю 100–400 кВА;
- використовується у петлевих розподільчих мережах.

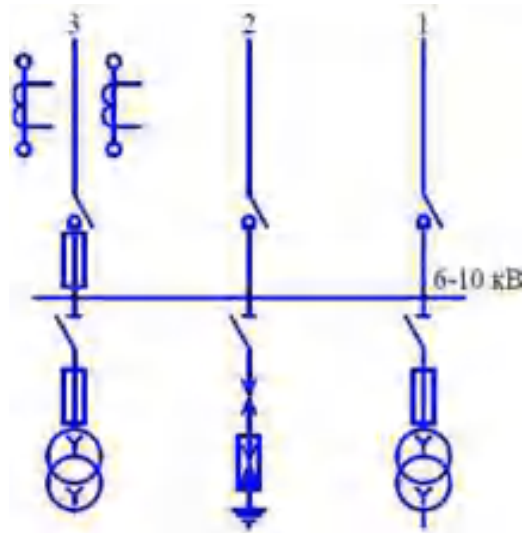


Рисунок 8.5 – Схема № 2 типу В-41-400

5) Схема № 1 типу К-32-400 (рис. 8.6):

- має кабельні вводи;
- живлення здійснюється по лінії 1, комутація в якій відбувається з допомогою роз'єднувача типу РВ;
- лінії 2 і 3 є відхідними. Комутація в лініях відбувається з допомогою вимикачів навантаження типу ВН-16;
- має два силових трансформатори потужністю 100–400 кВА, один із яких використовується для живлення мережі загального призначення, а інший – для самостійного споживача;
- для захисту трансформаторів призначені запобіжники типу ПК;
- використовується у петлевих розподільчих мережах.

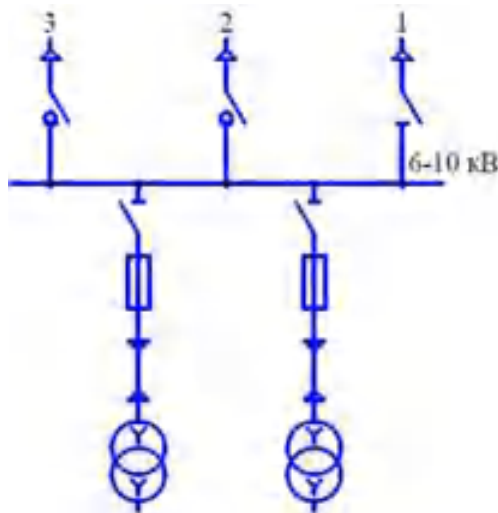


Рисунок 8.6 – Схема № 1 типу К-32-400

6) Схема № 2 типу К-32-630 (рис. 8.7):

- має кабельні вводи;
- живлення здійснюється по лінії 1, комутація в якій відбувається за допомогою роз'єднувача типу РВ;
- лінія 2 є відхідною. Комутація в ній відбувається з допомогою вимикача навантаження типу ВНП-16, а облік електроенергії здійснюється з використанням трансформатора струму типу ТПЛ;
- має два силових трансформатори потужністю 100–630 кВА;
- для захисту трансформаторів і лінії, що відходить, призначені запобіжники типу ПК;
- використовується в радіальних розподільчих мережах.

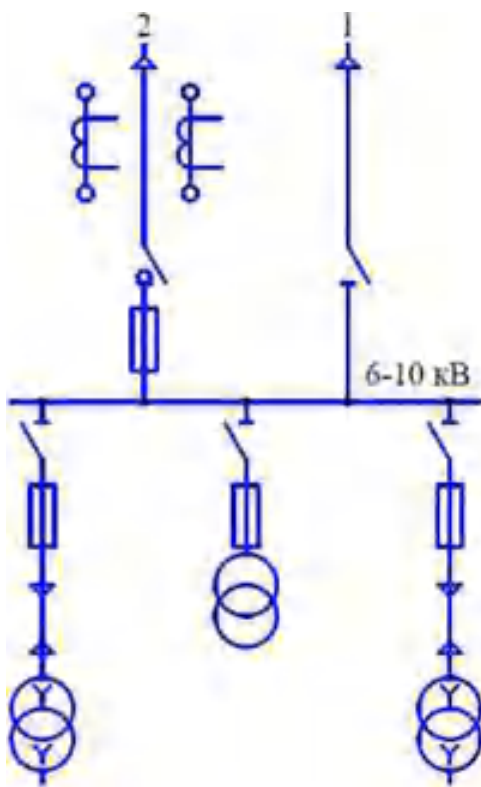


Рисунок 8.7 – Схема № 2 типу К-32-630

На рис. 8.8 наведена принципова електрична схема первинних з'єднань ТП єдиної серії, схема № 1 типу К-32-630. Живлення ТП здійснюється від ТП-137. До ліній, що відходять, підключені ТП-237 і РП-23.

РУ-0,4 кВ має дві секції шин, що з'єднані секційним роз'єднувачем. Кожна із ліній на стороні низької напруги має роз'єднувач типу РВ-400 і запобіжник типу ПН-2. Номінальні значення струмів плавкої вставки запобіжників вказані поряд з умовними позначеннями елементів.

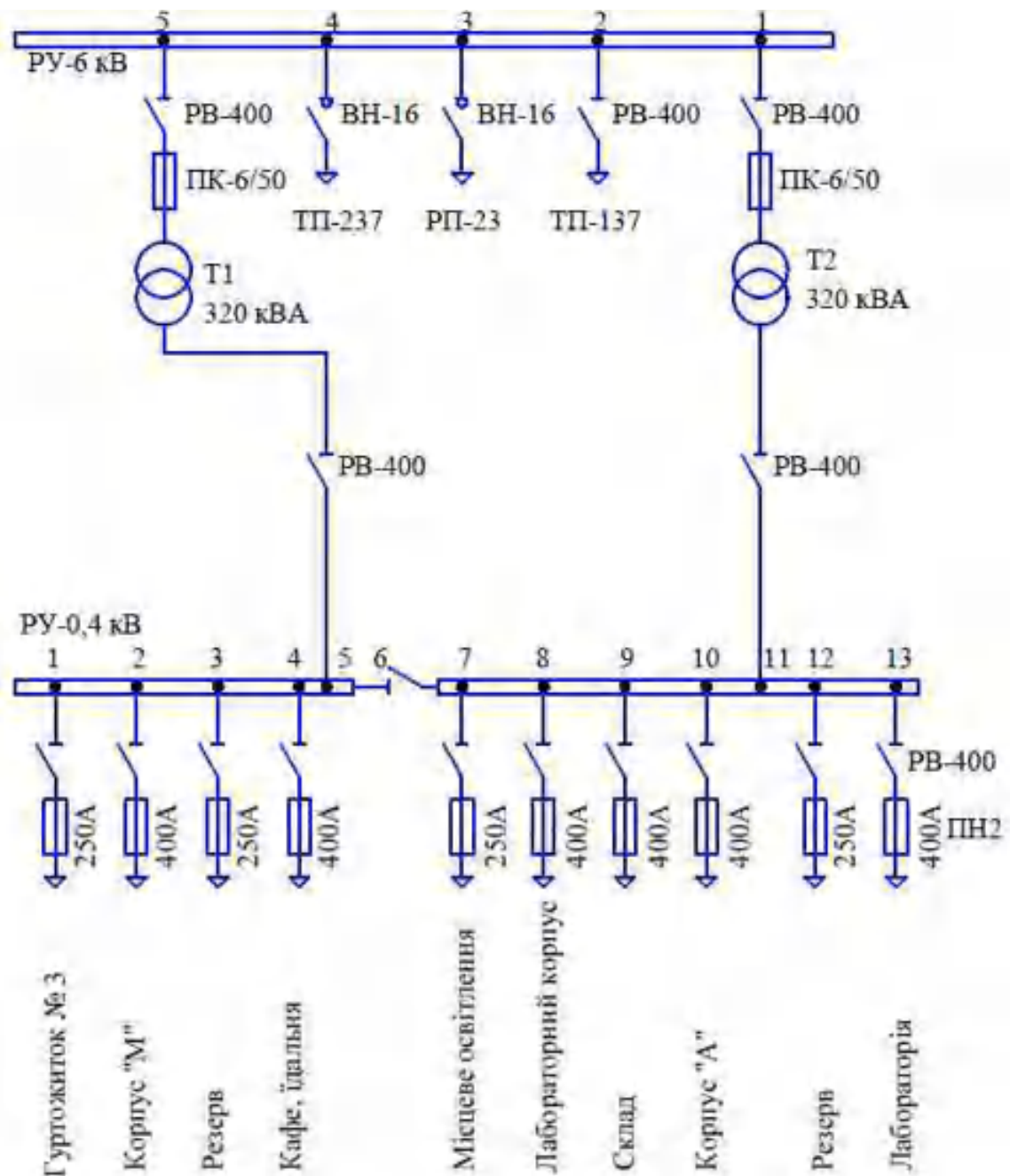


Рисунок 8.8 – Принципова електрична схема ТП схема № 1 типу К-32-630

8.2.3 Комплектні трансформаторні підстанції

Прикладом комплектної трансформаторної підстанції є КТП-25-250/10/0,4 (далі – КТП) являє собою однострансформаторну тупикову підстанцію

зовнішньої установки стовпового типу. Назва типу пов'язана зі способом установки її складових частин на опорах з залізобетону – стовпах (рис. 8.9). Вони призначені для електропостачання сільських споживачів, окремих населених пунктів і невеликих підприємств, мають два види кліматичного виконання (У1 і Т1) і виготовляються на потужності: 25, 40, 63, 100, 160, 250 кВА.

Основні складові частини КТП:

- установка на стороні високої напруги;
- трансформатор силовий зовнішньої установки;
- розподільча установка (РУ) на стороні низької напруги.



Рисунок 8.9 – Зовнішній вигляд КТП-250\10\0,4-У1:

1 – трансформатор; 2 – РУ на стороні низької напруги;

3 – сторона високої напруги

Більшість високовольтних електричних апаратів КТП знаходяться в верхній металевій шафі установки 3 на стороні високої напруги (рис. 8.9). Лише

високовольтні розрядники закріплені зовні на шафі, а роз'єднувач – на останній опорі високовольтної ЛЕП. Низьковольтні електричні апарати і вимірювальні прилади знаходяться в середині шафи РУ на стороні низької напруги 2. Силовий трансформатор 1 розміщується позаду шафи РУ на стороні низької напруги. Зверху на кронштейні розміщуються металеві штирі з ізоляторами для закріплення дротів низьковольтних повітряних ЛЕП.

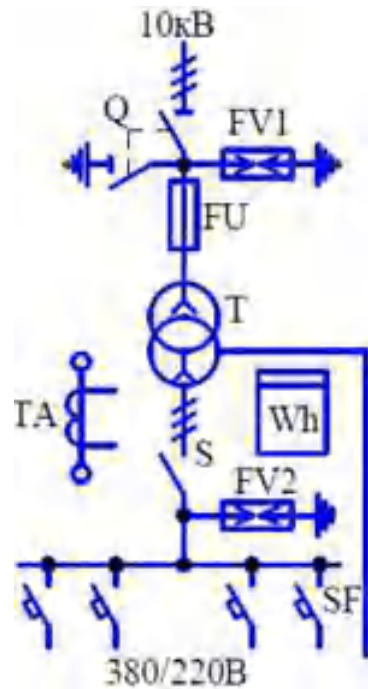


Рисунок 8.10 – Однолінійна схема первинних з'єднань КТП-25-250\10\0,4-У1

На рис. 8.10 наведена однолінійна спрощена електрична схема первинних з'єднань КТП, яка дає інформацію лише про її основні складові частини (Q – роз'єднувач, FV1, FV2 – розрядники; FU – запобіжники; Т – силовий трансформатор; ТА - трансформатори струму; Wh – лічильник активної енергії; SF – автоматичні вимикачі) та зв'язок між ними.

8.2.4 Основне електрообладнання трансформаторних підстанцій

До основного електрообладнання ТП належать:

- обладнання РУ на стороні високої напруги;
- силові трансформатори;
- обладнання РУ на стороні низької напруги.

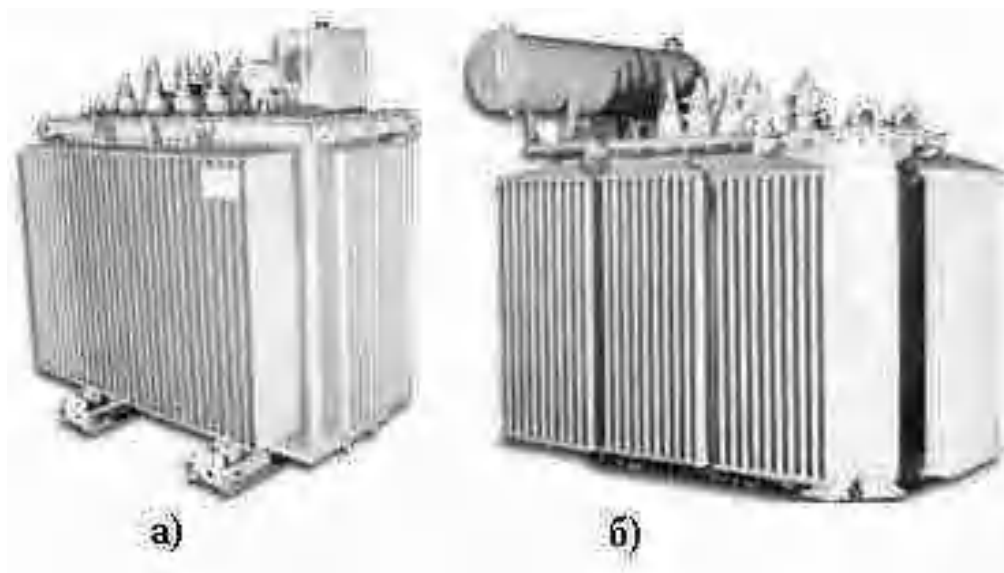


Рисунок 8.11 – Масляні трансформатори:

а – типу ТМГ; б – типу ТМ

8.2.4.1 Електрообладнання РУ на стороні високої напруги

До основного електрообладнання РУ на стороні високої напруги ТП відносять високовольтні електричні апарати: вимикачі навантаження, вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму та напруги, запобіжники, розрядники тощо. Ці високовольтні електричні апарати за призначенням та конструктивним виконанням не відрізняються від тих, що використовуються у РП.

8.2.4.2 Силкові трансформатори

На ТП електропостачальних систем міських і сільських районів використовуються сухі або масляні силкові трансформатори. Сухі трансформатори використовуються значно рідше, як правило, на невеликі потужності 10–100 кВА, у мережах, що захищені від атмосферних перенапруг. Більш широке використання отримали масляні трансформатори. Прикладом таких трансформаторів можуть бути трифазні масляні трансформатори герметичного виконання серії ТМГ (рис. 8.11 а) та з розширювачем серії ТМ (рис. 8.11 б).

8.2.4.3 Електрообладнання розподільчих установок на стороні низької напруги

До основного електрообладнання РУ на стороні низької напруги ТП належать низьковольтні електричні апарати та вимірювальні прилади: рубильники, автоматичні вимикачі, перемикачі, магнітні пускачі, запобіжники, розрядники, трансформатори струму та напруги, лічильники тощо.

У збірних та стаціонарних ТП електрообладнання РУ на стороні низької напруги, як правило, розміщується в комплектних розподільчих установках, які виготовляються у вигляді окремих панелей (комірок), і з них на місці встановлення РУ комплектуються щити керування. У КТП електрообладнання РУ на стороні низької напруги розміщується в окремих металевих шафах.

9 СКЛАДОВІ ЧАСТИНИ І СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНОЇ СИСТЕМИ СПОРУД

План

- 9.1 Основні терміни і визначення
- 9.2 Принцип побудови електропостачальної системи
- 9.3 Основні правила встановлення електрообладнання і вимоги до нього
- 9.4 Ввідні, ввідно-розподільчі, розподільчі та силові пристрої, шафи керування та обліку

9.1 Основні терміни і визначення

Повний перелік основних термінів та визначень стосовно складових частин електропостачальної системи житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення наведений у ПУЕ, а в новій редакції – в ДНАОП 0.00-1.32-01, а нижче приводяться лише деякі з них.

Головним розподільним щитом (далі – ГРЩ) називають розподільний щит, через який здійснюється живлення електроенергією всього будинку або його відокремленої частини. Функції ГРЩ може виконувати ввідно-розподільний пристрій (далі – ВРП) або щит низької напруги підстанції.

Ввідним пристроєм (далі – ВП) називають сукупність конструкцій, апаратів і приладів, які встановлюються на вводі лінії живлення в будинок або в його відокремлену частину і живляться від ГРЩ.

Ввідно-розподільчим пристроєм називають ВП, який містить у собі також апарати і прилади на відхідних лініях.

Вторинним розподільним щитом (далі – ВРЩ) називають розподільний щит, який отримує електроенергію від ГРЩ або ВРП і який розподіляє її по групових щитках та розподільних пунктах будинку.

Груповим щитком називають пристрій, у якому встановлені апарати захисту та комутаційні апарати (або тільки апарати захисту) окремих груп світильників, штепсельних розеток і стаціонарних електроприймачів.

Квартирним щитком називається груповий щиток, встановлений у квартирі і призначений для приєднання мережі, від якої живляться світильники, штепсельні розетки та стаціонарні електроприймачі квартири.

Поверховим розподільним щитком називають щиток, установлений на поверхах житлових будинків і призначений для живлення квартир або квартирних щитків. Поверховий щиток встановлюється на клітці сходів, у холі або в коридорі на поверсі.

Електрощитовим приміщенням (електрощитовою) називають приміщення або його відокремлену частину, доступну тільки для кваліфікованого обслуговуючого персоналу, де встановлюються ГРЩ, ВРП, ВП та інші розподільчі пристрої.

Мережею живлення називають мережу від розподільного пристрою підстанції або відгалуження від повітряних лінії електропередачі до ВП, ВРП, ГРЩ.

Розподільчою мережею називають мережу від ВП, ВРП, ГРЩ до розподільних пристроїв і щитків.

Груповою мережею називають мережу від щитків і розподільних пристроїв до світильників, штепсельних розеток та інших електроприймачів.

9.2 Принцип побудови електропостачальної системи

Електропостачання житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення здійснюється від ТП.

Відповідно до ПУЕ та ДНАОП 0.00-1.32-01 ТП можуть бути **вбудованими** або **прибудованими** до споруд і будинків суспільного призначення за умови використання сухих трансформаторів, які розміщуються на амортизаторах. Умови улаштування та розміщення таких ТП визначені розділом 4 ПУЕ.

У житлових будинках, спальних корпусах різних установ, школах та інших закладах освіти, де рівень звуку обмежений санітарними нормами, розміщення вбудованих або прибудованих ТП забороняється.

Для всіх видів ТП обов'язковою вимогою є таке їх компонування та розміщення, щоб був забезпечений цілодобовий безперешкодний доступ до них персоналу електропостачальної організації.

Вибір потужності силових трансформаторів виконується з урахуванням їх роботи як під номінальним навантаженням, так і з перевантаженням, а також з урахуванням перспективного будівництва нових будинків та зростання потужності приймачів у існуючих будівлях.

На вбудованих та прибудованих ТП можуть бути встановлені не більше ніж два масляних силових трансформатора потужністю 1000 кВА кожний. Кількість сухих трансформаторів не обмежується.

У ТП, як правило, використовують силові трансформатори із глухозаземленою нейтраллю підключених за схемою з'єднання обмоток «зірка – зигзаг» при потужності до 250 кВА і «трикутник – зірка» при потужності 400 кВА і більше.

Відповідно до ДСТУ Б В.2.5-82:2016 «Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом» електропостачання приймачів у житлових будинках, спорудах та будинках суспільного призначення має здійснюватися від мережі із глухозаземленою нейтраллю 380/220 В та системами заземлення TN-S і TN-C-S (див. додаток Г). При цьому у будівлях і спорудах з вбудованими або прибудованими живлячими трансформаторними підстанціями необхідно, як правило, застосовувати тільки систему TN-S. У разі застосування системи TN-C-S поділ PEN-провідника на провідник захисного уземлення і нейтральний провідник повинен, як правило, виконуватися на вводі лінії живлення в будівлю. Система TN-C не може застосовуватись в електричних колах, в яких використовуються пристрої захисного вимикання (ПЗВ). Необхідно також уникати застосування системи TN-C в електроустановках будівель з чутливим до електромагнітних завад обладнанням.

Систему ТТ рекомендується застосовувати, якщо в процесі експлуатації очікуються несанкціоновані зміни або розширення електроустановки (зокрема, шляхом підключення до неї додаткових частин) без належної перевірки

виконання вимог даного стандарту до часу автоматичного вимикання (наприклад, в електроустановках дачних будівель). Крім того, систему TT рекомендується застосовувати, якщо значні струми замикання (такі, як у разі використання системи TN) є джерелом підвищеної загрози життю, здоров'ю та майну людей, тваринам чи довкіллю, наприклад, коли вони можуть бути причиною виникнення пожежі або вибуху (нафтохімічні підприємства, приміщення для фарбування виробів тощо).

Систему IT рекомендується застосовувати в електроустановках з підвищеними вимогами до безперервності живлення електроприймачів (безвідмовності електропостачання), якщо є можливість швидкого усунення першого замикання.

У разі застосування електроустановки з системою IT, яка з'єднана з мережею високої напруги через трансформаторну підстанцію, в нейтральній точці кожного трансформатора цієї підстанції або в його лінійному виводі (коли нейтральна точка відсутня або недоступна) на стороні низької напруги повинен бути встановлений пробивний запобіжник.

Живлення як силових, так і освітлювальних електроприймачів необхідно здійснювати від одних і тих самих трансформаторів.

Розподільчі мережі можуть виконуватись повітряними, кабельними або повітряно-кабельними ЛЕП.

Повітряні ЛЕП більш характерні в електропостачальних мережах будинків у сільській місцевості та для невеликих міст з низькою щільністю розміщення будинків. Для великих міст більш характерними є кабельні ЛЕП.

Розподільні мережі житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення можуть виконуватись за радіальною, магістральною, петлевою або комбінованою схемами. На вибір виду схеми електропостачання впливають кілька факторів, і серед них основними є два часто взаємопов'язані – категорія електроприймачів і кількість поверхів будинку.

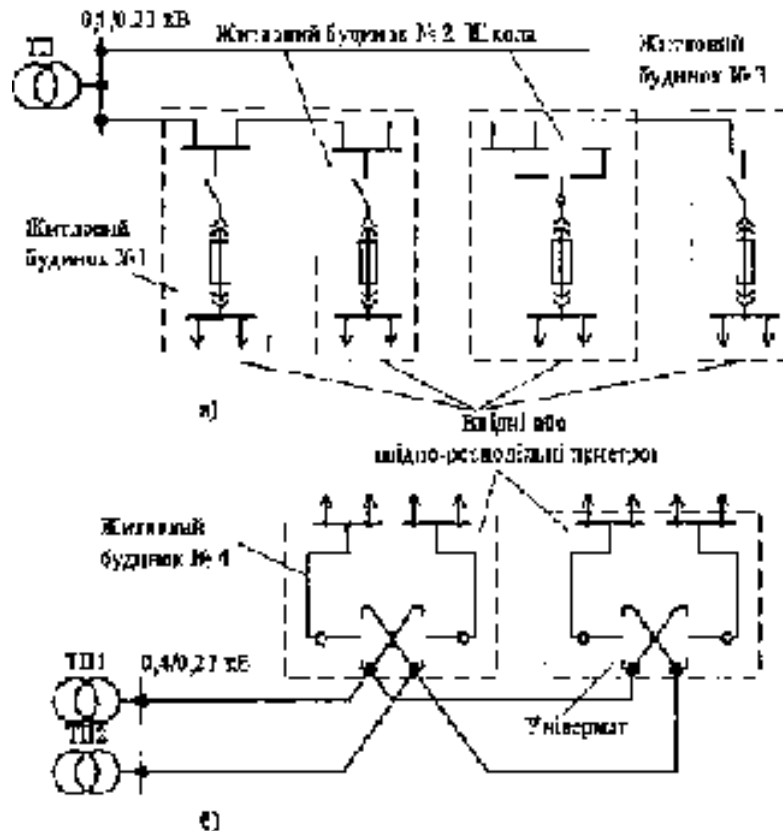


Рисунок 9.1 – Схеми електропостачання будинків:

а – до п'яти поверхів; б – понад п'ять поверхів

На рис. 9.1 а показана схема розподілу електроенергії на напрузі 380/220В для будинків до п'яти поверхів. Для електропостачання більшості таких житлових будинків (як правило, з електроприймачами III категорії) використовується магістральна схема з одностороннім живленням більшості будинків від однієї ТП. Винятком у цій схемі є школа – приклад електроспоживача з електроприймачами II категорії. Електропостачання цієї будівлі є двостороннім, може здійснюватись по одній із двох ліній, вибір якої забезпечується перемикачем.

Схема електропостачання будівель з кількістю понад п'ять поверхів (рис. 9.1 б) передбачає можливість живлення кожного об'єкта по одній із двох ліній, кожна з яких підключена до окремої ТП. Переключення на ту чи іншу лінію – ручне з допомогою перемикача. Однією з характерних ознак таких будинків є наявність ліфтів і деяких інших електроприймачів II категорії.

9.4 Ввідні, ввідно-розподільчі, розподільчі та силові пристрої, шафи керування та обліку

9.4.1 Ввідні та ввідно-розподільчі пристрої

Як уже зазначалося вище, відповідно до ДНАОП 0.00-1.32-01 на вводі в будинок має бути встановлено один чи кілька ввідних пристроїв (ВП) або ввідно-розподільчих пристроїв (ВРП). Вони призначені для виконання таких функцій як приймання, розподілу і обліку електроенергії у мережах 380/220 В трифазного змінного струму частотою 50 Гц. Крім того, вони виконують функцію захисту ліній, що відходять і підходять, від струмів короткого замикання та довготривалих перевантажень.

ВП і ВРП виготовляються у вигляді панелей, як правило, одностороннього обслуговування. В електрощитовому приміщенні будівлі може бути від однієї панелі (однопанельний ВРП) і більше (багатопанельний ВРП). Сукупність взаємозв'язаних панелей називається щитом.

Промисловістю випускається велика кількість різних за конструктивним рішенням панелей ВП та ВРП.

Нижче подається характеристика найбільш поширених серій.

Панелі ВРП серії ВРУ 3А. Ця серія є однією з нових, яка призначена для заміни серії ВРУ 1А, що широко використовується в електропостачальних системах житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення. Панелі серії ВРУ 3А відрізняються від попередньої серії покращеною компоновкою, меншими габаритами, вагою і металоємністю.

Багатопанельні ВРП цієї серії мають два види панелей – ввідні та розподільчі.

Ввідні панелі (рис. 9.2) виконують такі функції:

- приймання й обліку електроенергії на вводі в будинок;
- захист від струмів короткого замикання та довготривалих перевантажень у лініях живлення;
- перемикання для забезпечення паралельного або роздільного живлення по двох лініях, або роздільного живлення по одній із ліній розподільної мережі 380/220 В трифазного змінного струму частотою 50 Гц.

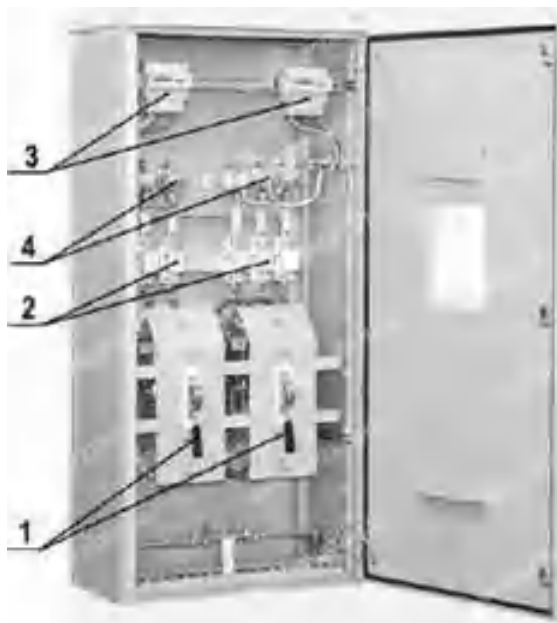


Рисунок 9.2 – Ввідна панель ВРП серії ВРУ ЗА:

1 – приводи перемикачів; 2 – запобіжники; 3 – лічильники;
4 – трансформатори струму

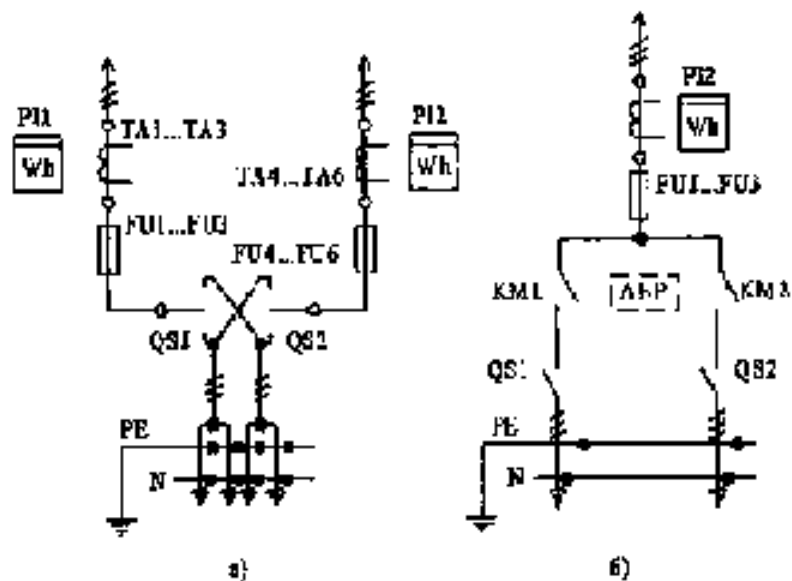


Рисунок 9.3 – Електричні схеми ввідних панелей:

а – типу ВРУ ЗА-14УХЛ4 (панель без АВР);
б – типу ВРУ ЗА-10УХЛ4 (панель з АВР)

На рис. 9.3 а наведена електрична схема ввідної панелі без АВР. Електропостачання відбувається по двох лініях живлення. По кожній із них

відбувається облік спожитої електроенергії з допомогою трифазних лічильників активної енергії (PI, PI2), струмові обмотки яких живляться від трансформаторів струму ТА1–ТА6 200/5 А. Захист від струмів короткого замикання здійснюється за допомогою запобіжників FU1–FU6 типу ПН-2-250. Підключення до першої або другої лінії забезпечують перемикачі QS1, QS2. У панелях передбачені нульові робоча (N) і захисна (PE) шини.

В електричній схемі ввідної панелі з АВР (рис. 9.3 б), крім вище перерахованих апаратів і приладів (FU1–FU3 – запобіжники ПН-2-250/160, ТА1–ТА3 – трансформатори струму 150/5 А, PI – трифазний лічильник активної енергії), використані вимикачі QS1, QS2 та пристрій АВР з контакторами змінного струму КМ1, КМ2.

Розподільчі панелі ВРП виконують функцію розподілу електричної енергії між окремими споживачами чи групами споживачів та функцію захисту від струмів короткого замикання та/або довготривалих перевантажень на кожній із відхідних ліній. На рис. 9.4 зображена електрична схема розподільних панелей типів ВРУ-ЗА-20-УХЛ4, ВРУ-ЗА-21-УХЛ4 та ВРУ-ЗА-22-УХЛ4.

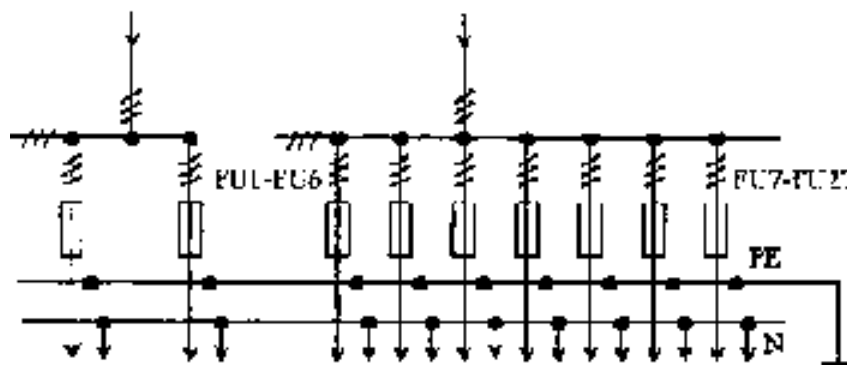


Рисунок 9.4 – Електрична схема розподільчої панелі

Захист у кожній із однофазних ліній, що відходять, відбувається з допомогою запобіжників ПН-2-100.

Панелі даних типів можуть як мати однофазні лінії освітлення з номінальним струмом 16 А (ВРУ-ЗА-20-УХЛ4 – 30 ліній, ВРУ-ЗА-21-УХЛ4 – 16 ліній), так і не мати (ВРУ-ЗА-20-УХЛ4).

Однопанельні ВРП мають один вид панелей, електричні апарати й вимірювальні прилади яких виконують усі функції, пов'язані із прийманням, обліком та розподілом електричної енергії; захистом від коротких замикань та перевантажень. Електрична схема такого ВРП наведена на рис. 9.5.

Напруга до панелі підводиться по одній лінії. За допомогою вимикача QS виконується ввімкнення/вимкнення, а за допомогою запобіжників FU1–FU3 – захист всього ВРП від струмів короткого замикання. Захист групових ліній будівлі виконують запобіжники FU4–FU18. Для обліку спожитої електроенергії споживачами домоуправління та споживачами загального призначення використовують лічильник активної енергії PI.

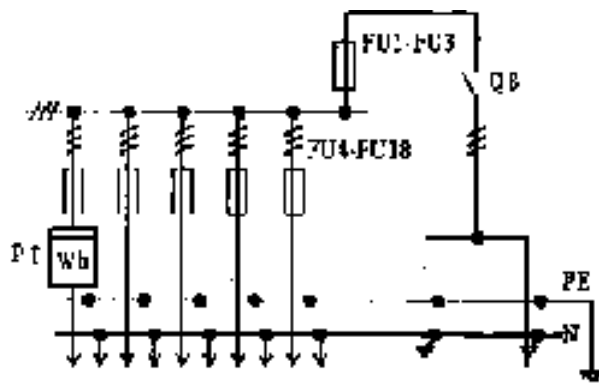


Рисунок 9.5 – Електрична схема ввідно-розподільчої пластини

9.4.2 Розподільчі пункти

Розподільні пункти призначені для приймання та розподілу електричної енергії між окремими споживачами або групами споживачів всередині будинку або будівлі, захисту електричних установок при перевантаженнях і коротких замиканнях, а також нечастих (як правило, не більше 6 раз на годину) ввімкненнях/вимкненнях електричних кіл і пуску асинхронних двигунів, забезпечення захисту людей і сільськогосподарських тварин від ураження електричним струмом. Прикладом таких електроустановок можуть бути розподільні пункти серії ПР11 та ПР11Д (рис. 9.6), що призначені для встановлення у житлових, побутових або суспільних об'єктах. Вони

виготовляються у вигляді металевих шаф 1 одностороннього обслуговування в навісному, утопленому або напільному виконанні.

Розподільчі пункти серії ПР11 (ПР11Д) мають такі основні технічні характеристики:

- номінальна напруга змінного синусоїдного струму – 380 (660) В;
- частота – 50 Гц;
- номінальний струм – до 630 А.

Розподільчі пункти серії ПР11 комплектуються:

– ввідним вимикачем 3 серій АЕ 2066, ВА-88, ВА2004, ВА5135 струмообмежувальними або струмонеобмежувальними з електромагнітним і тепловим розчеплювачами або ввідним рубильником серії ВР32 з бічним приводом;

– вимикачами на лініях 4, що відходять, серії АЕ20 з тепловим і електромагнітним розчеплювачами на номінальні струми: від 10 до 63 А – АЕ2056МП, від 80 до 125 А – АЕ2066М, від 16 до 250 А – ВА5135 (ВА5735, ВА0436), від 63 до 250 А – ВА-88, ВА 2004, ВА 5135.

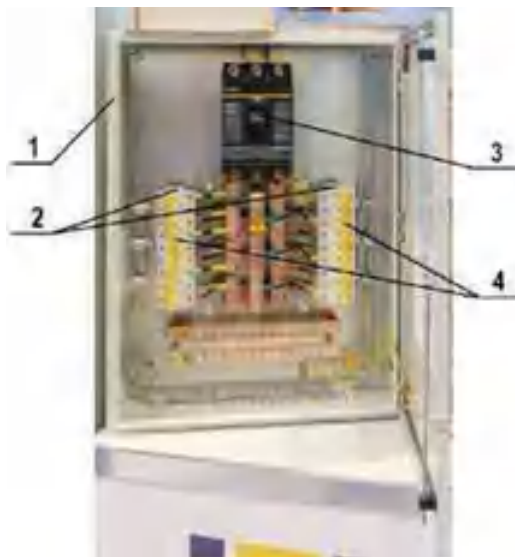


Рисунок 9.6 – Розподільчий пункт серії ПР11:

- 1 – металева шафа; 2 – DIN рейка; 3 – ввідний автоматичний вимикач;
4 – автоматичні вимикачі відвідних ліній

Розподільчі пункти серії ПР11 комплектуються:

- ввідними вимикачами серій АЕ 2066, ВА-88, ВА2004, ВА5135 на номінальні струми від 63 до 250 А струмообмежувальними або струмонеобмежувальними з електромагнітним і тепловим розчеплювачами;
- на лініях, що відходять: одно- і трифазними вимикачами і/або пристроєм захисного вимкнення на номінальні струми від 6 до 100 А.

Розподільчі пункти даної серії мають нульову шину з затискачами для приєднання підвідних, відхідних та нульових жил.

9.4.3 Шафи силові розподільчі

Шафи силові розподільчі призначені для приймання та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму у розподільчих мережах з глухозаземленою нейтраллю житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення, а також для захисту відхідних ліній від перевантажень і струмів коротких замикань. Прикладом такої електроустановки можуть бути шафи силові розподільчі серії СПМ-99 (рис. 9.7), що призначені для встановлення в житлових, побутових або суспільних об'єктах. Вони виготовляються у вигляді металевих шаф 4 одностороннього обслуговування в навісному або напільному виконанні.

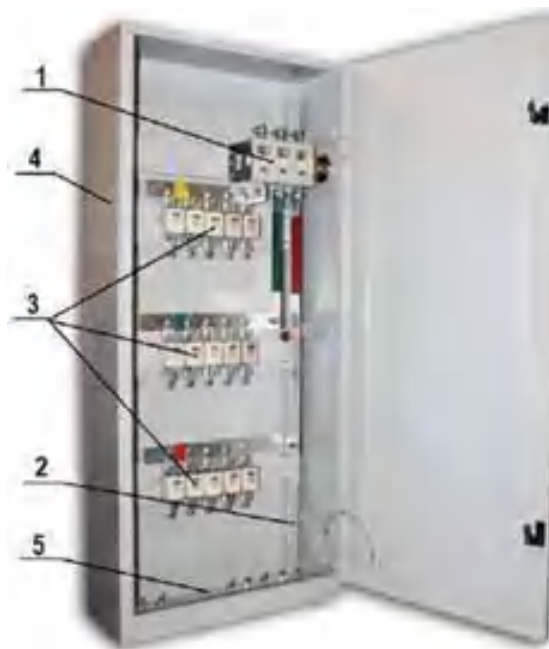


Рисунок 9.7 – Шафа силова розподільна серії СПМ-99:

- 1 – ввідний рубильник; 2 – DIN рейка; 3 – запобіжники;
4 – металева шафа; 5 – нульова шина

Шафи силові розподільні серії СПМ-99 мають такі основні технічні характеристики:

- номінальна напруга змінного синусоїдного струму – 380 (660) В;
- частота – 50 Гц;
- номінальний струм – до 400 А.

Шафи силові розподільні серії СПМ-99 комплектуються:

- ввідним рубильником 1 серій РБ-2, РБ-4 або ВР32 з боковим приводом;
- запобіжниками 3 на лініях, що відходять, серій ППН-33, ППН- 35 або ПН-2.

Шафи силові розподільні цієї серії мають нульову шину 5 із затискачами для приєднання нульових жил, що підходять та відходять.

9.4.4 Ящики силові

В електропостачальних системах споруд і будинків суспільного призначення широке використання отримали ящики силові двох видів:

- із рубильником серій ЯР та ЯРП, що призначені для нечастих (не більше 6 разів за годину) вмикань/вимикань в електричних колах трифазного змінного струму з глухозаземленою нейтраллю;

- із перемикачами серій ЯРПП (рис. 9.8), ЯПР та ЯПРП, що призначені для нечастих вмикань/вимикань в електричних колах трифазного змінного струму з глухозаземленою нейтраллю основного і резервного вводів.

Ящики мають такі основні технічні характеристики:

- номінальна напруга змінного синусоїдного струму – 380 /220 В;
- частота – 50 Гц;
- номінальний струм – 100; 250; 400; 630 А;
- кліматичне виконання – ІР 31 або ІР 54;
- частота увімкнення/вимкнення – не більше 3 раз на годину.



Рисунок 9.8 – Ящик силовий типу ЯРПП:

1 – металева шафа; 2 – ввідний рубильник-перемикач; 3 – запобіжники

Ящики силові виготовляються у вигляді металевої шафи 1 одностороннього обслуговування в навісному виконанні і комплектуються:

- ввідним рубильником серій ВР 32, або РБ, або ввідним рубильником-перемикачем 2 серій ВР32, або ПБ;
- запобіжниками 3 на лініях, що відходять, типів ПН2 або ППН.

10 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ СІЛЬСЬКИХ МЕРЕЖ

План

10.1 Загальні відомості

10.2 Визначення розрахункових навантажень електричних мереж за допомогою коефіцієнтів одночасності

10.2.1 Лінії напругою 0,38 кВ і трансформаторні пункти напругою 6–35/0,4 кВ

10.2.2 Лінії напругою 6–110 кВ і трансформаторні підстанції напругою 110–35/6–10 кВ

10.1 Загальні відомості

Від електричних мереж у сільських районах як правило заживлюється значна кількість різних споживачів електричної енергії, під якими розуміють приймач або групу приймачів електричної енергії, об'єднаних технологічним процесом та розміщеним на визначеній території. **Приймачем електричної енергії** (електроприймачем), у свою чергу, називають апарат, агрегат або механізм, призначений для перетворення електричної енергії на енергію іншого виду.

У сільських районах знаходяться такі споживачі електричної енергії:

а) житлові будинки працівників та службовців у населених пунктах, фермерські господарства;

б) лікарні, школи, будинки культури, магазини, пекарні, пральні та інші підприємства, що обслуговують населення;

в) виробничі споживачі господарств (тваринницькі господарства, зерноочисні пункти, теплиці, камери зберігання сільськогосподарської продукції, млини, гаражі, котельні тощо);

г) підприємства агропромислового комплексу, хлібоприймальні пункти, підприємства з переробки сільськогосподарської продукції (молокозаводи, консервні заводи, м'ясокомбінати тощо);

д) інші споживачі, у тому числі інші промислові підприємства.

У особливу групу можуть бути виділені великі підприємства з виробництва сільськогосподарської продукції на промисловій основі, у першу чергу тваринницькі комплекси, птахофабрики та тепличні комбінати. Схеми їх електропостачання відрізняються від типових схем у районах розосередженого навантаження сільськогосподарських споживачів та наближаються до відповідних схем для промислових підприємств.

Для проєктування електричних ліній, підстанцій і станцій необхідно знати навантаження окремих електроприймачів та їх груп.

Електричне навантаження у сільському господарстві, як і в інших галузях, – величина, що постійно змінюється: одні споживачі підключаються, а інші відключаються. Потужність, що споживається підключеними електроприймачами, наприклад електродвигунами, також збільшується або зменшується зі зміною завантаження привідних механізмів робочих машин. Крім того, протягом деякого проміжку часу загальне електричне навантаження безперервно зростає унаслідок поступового збільшення ступеня електрифікації сільськогосподарського виробництва та побуту сільського населення.

Ці зміни, як правило, носять випадковий характер, однак вони підкоряються імовірнісним законам, які можуть бути встановлені з досить великою точністю, чим більше дослідних даних було використано під час їх визначенні.

Отже, ґрунтовне вивчення електричних навантажень у сільському господарстві – досить складне самотійне завдання. У цьому курсі його спрощують та зводять до визначення розрахункових навантажень, тобто найбільших значень повної потужності на вводі до споживача або в електричній мережі протягом 30 хв. (0,5 год) у кінці розрахункового періоду. Розрізняють **денний S_d і вечірній S_e максимум навантажень споживача** або групи споживачів.

Як **розрахунковий період** беруть час, що пройшов з моменту введення установки до експлуатації до досягнення навантаженням розрахункового значення. У сільських електроустановках тривалість такого періоду задаються

такою, що дорівнює 5–10 рокам. Необхідно також знати коефіцієнт потужності розрахункових навантажень.

Для розповсюджених у сільському господарстві електроприймачів показники навантаження визначають за нормативами, що будуть розглянуті далі. Під час складання типових проєктів та визначенні навантажень, дані за якими відсутні у типовій методиці, використовують реальні графіки електричного навантаження.

Графіком навантаження називають залежність активної P , реактивної Q або повної S потужності навантаження від часу. Графіки навантаження можуть бути **добовими** (рис. 10.1) і **річними** (рис. 10.2). У більшості випадків у різні періоди року добові графіки навантаження відрізняються один від іншого. Особливо змінюються графіки освітлювального навантаження у середніх і північних широтах внаслідок зміни тривалості світлового дня. Як правило, обмежуються двома характерними добовими графіками для зимового (рис. 10.1 а) і для літнього (рис. 10.1 б) днів.

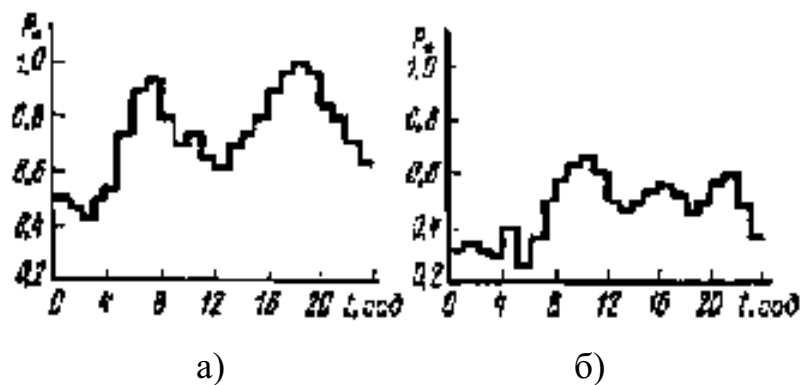


Рисунок 10.1 – Добові графіки навантаження для зимового (а) і літнього (б) днів

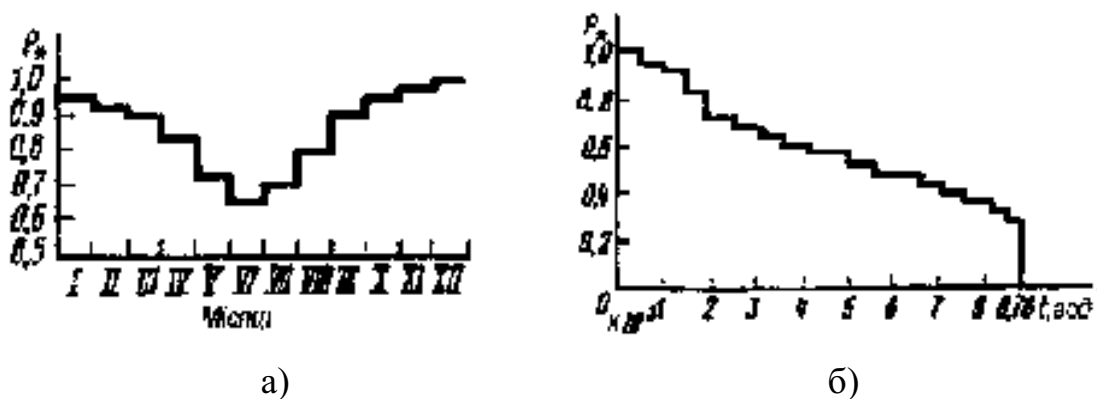


Рисунок 10.2 – Річний графік навантаження:

а – за місяцями року; б – за тривалістю

На рис. 10.1 і 10.2 P_* – потужність у відносних одиницях (відносно до максимальної).

Річний графік (рис. 10.2 а) – це зміна за місяцями року максимального півгодинного навантаження. Воно характеризує коливання розрахункової потужності об'єкту протягом року.

З практичною метою зручний річний графік навантаження за тривалістю (рис. 10.2 б). На цьому графіку по осі абсцис відкладають час (у році 8760 год), а по осі ординат – мінімальне навантаження, яке відповідає цьому часу. Річний графік за тривалістю складають на основі добових графіків за всі дні року.

З достатньою точністю річний графік за тривалістю можна побудувати, користуючись добовими графіками тільки для двох днів у році – зимового й літнього.

Маючи графіки навантаження об'єкта, можна визначити всі величини, необхідні для проєктування системи електропостачання.

Для визначення розрахункового навантаження на графіку беруть ділянку, де протягом не менш півгодини потужність найбільша. У тих випадках, коли максимум навантаження на графіку триває менш півгодини, еквівалентну потужність визначають за формулою:

$$P_{екв} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (10.1)$$

де P_1, P_2, P_n – найбільші навантаження; $t_1, t_2, \dots, t_n$ – тривалість дії цих навантажень.

Для того щоб знайти розрахункове навантаження, виражене повною потужністю $S_{екв}$, необхідно знати коефіцієнт потужності навантаження $\cos \varphi_{екв}$ у період її максимуму:

$$S_{екв} = P_{екв} / \cos \varphi_{екв}. \quad (10.2)$$

Розрахункове навантаження визначають у денний та у вечірній час окремо.

Маючи річний графік навантаження об'єкта за тривалістю (рис. 10.2 б), який умовно зведений до виду, показаному на рис. 10.3, можна визначити **тривалість**

використання максимального навантаження T як основу прямокутника, рівновеликого за площею фігури ABCD, висота якого дорівнює розрахунковому навантаженню. Очевидно, що ця тривалість 8760 год

$$T = \int_0^{8760} P dt / P_{розр} . \quad (10.3)$$

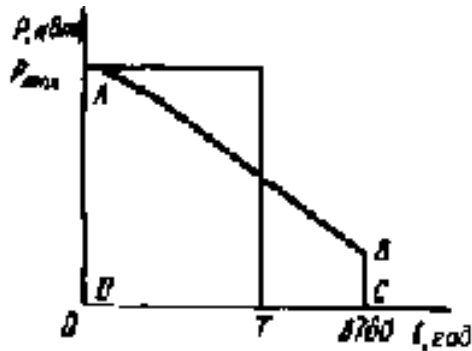


Рисунок 10.3 – Визначення тривалості використання максимального навантаження з річного графіку за тривалістю

Знаючи розрахункове навантаження і тривалість використання максимального навантаження, легко знайти енергію, споживану об'єктом протягом року

$$W = P_{розр} \cdot T . \quad (10.4)$$

Цю величину необхідно знати при виконанні техніко-економічних розрахунків.

Очевидно, що **чим більше значення T , тим краще використовується електропостачальна установка.** Цього можна досягнути, якщо використовувати незмінне протягом усього року ($T = 8760$ год) навантаження, і таке, що дорівнює розрахунковому. У сільському господарстві навантаження протягом доби й року сильно змінюється і як правило значення T перебуває в межах від 900 до 3400 год.

Для будь-якого споживача електроенергії характерна його **встановлена (або номінальна) потужність**, зазначена у паспорті електричної лампи, електродвигуна або іншої електроустановки. Враховують також **приєднану потужність**, тобто потужність, яку споживає з мережі електроприймач при

повному його навантаженні. Для всіх електроприймачів, крім електродвигунів, приєднана потужність S_{np} дорівнює встановленій $P_{вст}$. Для електродвигунів

$$S_{np} = P_{вст} \cdot k_z / (\eta \cdot \cos \varphi) \quad (10.5)$$

де k_z – коефіцієнт завантаження робочої машини, що враховує також каталогову нев'язку, тобто перевищення номінальної потужності електродвигуна над максимальною потужністю, споживаною робочою машиною; η – ККД електродвигуна.

За наявності великої кількості електроприймачів вони як правило одночасно не працюють. Тому розрахункову потужність на вводі у приміщення визначають як арифметичну суму приєднаних потужностей електроприймачів, помножену на коефіцієнт одночасності $k_o \leq 1$. **Коефіцієнтом одночасності** називають відношення розрахункового навантаження групи з декількох електроприймачів до суми їх максимальних навантажень.

Точні способи визначення навантажень вимагають значної кількості вихідних даних і значної обчислювальної роботи. Тому на практиці широко використовують наближені методи, які дозволяють порівняно швидко знаходити потрібні величини з похибкою, що як правило не перевищує $\pm 10\%$. Необхідно зазначити, що для багатьох завдань більша точність не потрібна, тому що середній інтервал між найближчими стандартними перерізами проводів або ступенями потужності трансформаторів більш ніж у 2 рази перевищує $\pm 10\%$.

10.2 Визначення розрахункових навантажень електричних мереж за допомогою коефіцієнтів одночасності

Якщо з якихось причин розрахункові навантаження визначають без застосування ЕОМ, то використовують іншу методику розрахунків. Вихідними даними при цьому є значення розрахункових навантажень на вводах споживачів і коефіцієнти одночасності, які обирають за спеціальними таблицями залежно від кількості електроприймачів. **Коефіцієнтом одночасності** називають відношення розрахункового навантаження групи електроприймачів до суми їх максимальних

навантажень. Навантаження, як правило, визначають окремо для режимів денного та вечірнього максимумів. Якщо від мережі живляться лише виробничі споживачі, розрахунки можна виконувати лише для денного навантаження. Якщо ж споживачі лише побутові, допускається розраховувати лише вечірній режим.

Для спрощення розрахунків використовують **коефіцієнти денного k_d та вечірнього k_e максимумів**. Для виробничих споживачів їх беруть такими, що дорівнюють $k_d = 1$, $k_e = 0,6$, для побутових споживачів:

а) для зимового періоду: для споживачів з газовими плитами $k_d = 0,5$, $k_e = 1$; з електроплитами $k_d = 0,7$, $k_e = 1$;

б) для літнього періоду: для споживачів з газовими плитами $k_d = 0,7$, $k_e = 1$; з електроплитами $k_d = 0,8$, $k_e = 1$; з плитами на скрапленому газі та твердому паливі $k_d = 0,6$, $k_e = 1$;

для змішаного навантаження споживачів $k_d = k_e = 1$.

10.2.1 Лінії напругою 0,38 кВ і трансформаторні пункти напругою 6–35/0,4 кВ

Навантаження цих елементів мережі складаються з навантажень житлових будинків, суспільних і комунальних установ і виробничих споживачів, а також навантаження вуличного та зовнішнього освітлення.

Сільським житловим будинком вважають одноквартирний будинок або квартиру у багатоквартирному будинку, що мають окремий лічильник електроенергії.

Обробка численних статистичних даних підтвердила наявність кореляційної залежності між річним споживанням електроенергії житловим будинком і максимальним навантаженням на його вводі. Тому розрахункове навантаження на вводі у житловий будинок можна визначити за рис. 10.2. Дані про існуючий рівень електроспоживання, як правило, наявні за минулий рік, а мережа вводиться в експлуатацію не раніше ніж через рік після складання

проекту. Тому при проектуванні розрахунковим вважають 12-й рік при десятирічному розрахунковому періоді і 7-й рік – при п'ятирічному.

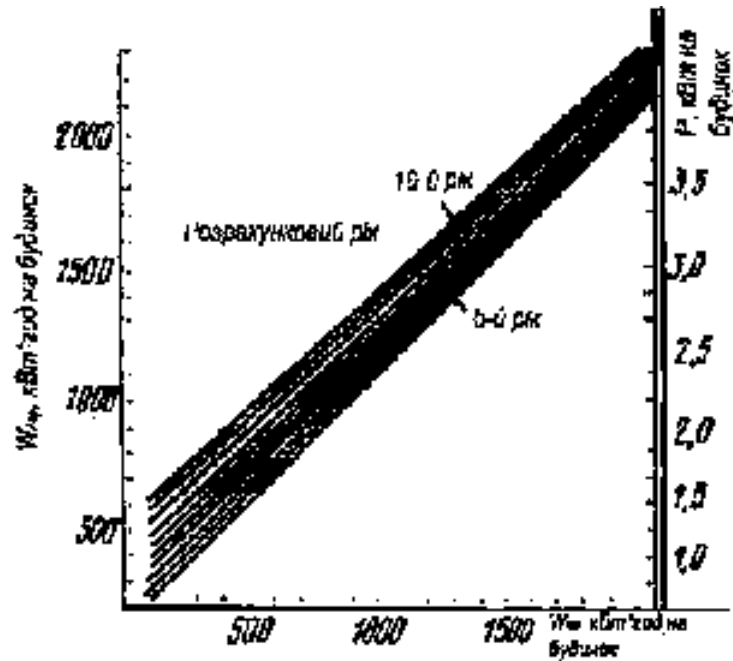


Рисунок 10.4 – Розрахункове навантаження на вводі у сільський житловий будинок і перспективне споживання електроенергії залежно від існуючого рівня електроспоживача: $W_{пер}$ – перспективне споживання електроенергії на розрахунковий рік; $W_{исн}$ – існуючий рівень річного електроспоживання; P – розрахункове навантаження на вводі у будинок

Якщо до кінця розрахункового періоду населений пункт передбачається газифікувати, то отримані за рис. 10.2 навантаження зменшують на 20 %.

Відповідно до ДБН В.2.5-23:2010 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» житла (квартири) щодо оснащеності побутовими електроприладами та їх розрахункових навантажень умовно поділяють на три види:

1 – житла (квартири) в будинках масового будівництва, споруджених чи споруджуваних із загальною площею від 35 до 95 м² включно та заявленою (встановленою) потужністю електроприймачів до 30 кВт включно;

2 – житла (квартири) в багатоквартирних будинках, споруджених чи споруджуваних із загальною площею від 50 до 300 м² включно та заявленим

замовником високим рівнем комфортності, що відповідає встановленій потужності електроприймачів від 30 до 60 кВт включно;

З – квартири (житла) в котеджах, будинках, споруджених чи споруджуваних із розрахунку, як правило, на одну родину із загальною площею від 150 до 300 м² включно та заявленим замовником високим рівнем комфортності, що відповідає встановленій потужності електроприймачів від 60 до 140 кВт включно.

Для житл 1-го виду (квартир у багато- або малоквартирних будинках, будинках на одну родину і будиночків на ділянках садівничих товариств) встановлюються п'ять рівнів електрифікації та відповідні їм нормативні розрахункові питомі навантаження:

- I – житла (квартири) з плитами на природному газі;
- II – житла (квартири) з плитами на скрапленому газі та на твердому паливі;
- III – житла (квартири) з електричними плитами потужністю до 8,5 кВт включно;
- IV – житла (квартири) з електричними плитами потужністю до 10,5 кВт включно;
- V – будиночки на ділянках садівничих товариств.

Для житл 2-го виду встановлюються два рівні електрифікації та відповідні ним розрахункові нормативні навантаження:

- I – житла (квартири) з плитами на природному газі;
- II – житла (квартири) з електричними плитами потужністю до 10,5 кВт включно.

Для заново електрифікованих населених пунктів, а також за відсутності відомостей щодо електроспоживання будинків задаються такими значеннями розрахункових навантажень на вводі у житловий будинок відповідно до ДБН В.2.5-23:2010:

- 1) для житла 1-го виду:
 - а) I рівень електрифікації у будинках з плитами на природному газі – 5 кВт;
 - б) II рівень електрифікації у будинках з плитами на скрапленому газі та на твердому паливі – 6,5 кВт;

в) III рівня електрифікації у будинках з електроплитами потужністю до 8,5 кВт включно – 10 кВт;

г) IV рівня електрифікації у будинках з електроплитами потужністю до 10,5 кВт включно – 12 кВт;

д) V рівня електрифікації у будинках на ділянках садівничих товариств – 3,5 кВт;

2) для житла 2-го виду:

а) I рівень електрифікації у будинках з плитами на природному газі – 9 кВт;

б) II рівень електрифікації у будинках з електроплитами потужністю до 16 кВт включно – 6,5 кВт.

Розрахункове електричне навантаження житл 2-го виду допускається визначати в проєкті внутрішнього електрообладнання квартири (будинку) залежно від конкретного набору електропобутових приладів і режиму їх роботи, що характеризується середньою ймовірністю ввімкнення (коефіцієнтом попиту) і незбігу громадських робіт у квартирі, як для житл 3-го виду.

Питомі розрахункові навантаження не враховують загальнобудинкове силове навантаження, освітлювальне і силове навантаження вбудованих (прибудованих) приміщень громадського призначення, навантаження реклами, застосування у квартирах повного електричного опалення та електропідігрівання води, а також навантаження системи проти обледеніння даху на основі нагрівальних кабелів.

Вказані вище дані для навантажень зимового вечірнього максимуму. Для визначення за потреби ранкового чи денного максимуму навантаження для теплового або холодного періоду року застосовують коефіцієнти денного k_d та вечірнього k_e максимумів відповідно до виду палива, що використовує будинок.

Встановлені нормативи питомих електричних розрахункових навантажень враховують застосування у житловому приміщенні побутових кондиціонерів повітря та комфортного електричного доопалення у межах 7–15 % від загальної потреби у теплі із розрахунку 60–120 Вт на 1 м² доопалюваної площі.

Для житл 3-го виду рівень електрифікації не має обмежень, визначається замовником і може включати повне електроопалення та електропідігрівання води.

Розрахункове навантаження на ввіді житла (квартири, котеджу) 1-го, 2-го і 3-го видів з повним електроопаленням необхідно визначати відповідно до завдання на проєктування за проєктом внутрішнього електрообладнання залежно від застосовуваних систем, приладів, режимів їх роботи та відповідних теплотехнічних розрахунків.

Потужність електроопалювальних акумуляційних систем повного опалення на передпроектних стадіях орієнтовно визначається з розрахунку 200–300 Вт на 1 м² загальної площі житла (в період мінімальних навантажень енергосистеми).

Для електроопалювальних систем необхідно визначати розрахункові навантаження для трьох режимів роботи електромережі і енергосистеми – вечірнього, нічного та денного максимумів.

Орієнтовні питомі розрахункові навантаження житл 3-го виду (котеджів), у тому числі з повним електроопаленням постійного включення:

а) житла (котеджі) з газовими плитами без електричних саун (заявлена потужність 20 кВт) – 12 кВт;

б) житла (котеджі) з газовими плитами з електричними саунами (заявлена потужність 32 кВт) – 18 кВт;

в) житла (котеджі) з електроплитами до 10,5 кВт включно без саун і проточних водопідігрівачів (заявлена потужність 32 кВт) – 20 кВт;

г) житла (котеджі) з електроплитами до 10,5 кВт включно з саунами потужністю до 12 кВт включно без проточних водопідігрівачів (заявлена потужність 45 кВт) – 25 кВт;

д) житла (котеджі) з електроплитами до 10,5 кВт включно з саунами потужністю до 12 кВт включно і проточними водопідігрівачами (заявлена потужність 60 кВт) – 32 кВт;

е) таке саме по п. д, з повним електроопаленням, площею 150 м² (заявлена потужність 73 кВт) – 45,5 кВт;

є) таке саме по п. д, з повним електроопаленням, площею 300 м² (заявлена потужність 95 кВт) – 59 кВт;

ж) таке саме по п. д, з повним електроопаленням, площею 600 м² (заявлена потужність 140 кВт) – 86 кВт.

Прийнята потужність електрообладнання для вказаних питомих розрахункових навантажень житл 3-го виду (котеджів) складає: для площі 150 м² – 13,5 кВт, для 300 м² – 27 кВт, для 600 м² – 54 кВт.

Для будинків старої забудови (понад 20 років) за умови відсутності модернізації у газифікованих населених пунктах розрахункове навантаження на вводі складає 1,5 кВт, у негазифікованих пунктах – 1,8 кВт.

Максимальні навантаження на вводах виробничих споживачів, суспільних і комунальних установ задаються за довідковими таблицями.

Навантаження вуличного освітлення задаються за відповідними нормативами. Залежно від типу покриття та ширини проїжджої частини доріг та вулиць питома потужність освітлювальних установок при середній освітленості 1–4 лк складає 3–13 Вт/м.

Нормативи навантаження зовнішнього освітлення території господарчих подвір'їв складають 250 Вт на одне приміщення і 3 Вт/м довжини периметру двору, а суспільних і торговельних центрів – 0,5 Вт/м² площі.

Денне P_o і вечірнє P_e розрахункові навантаження групи з n однорідних споживачів близької потужності на ділянках повітряних ліній 0,4 кВ визначають за формулами:

$$P_o = k_o \sum_{i=1}^n P_{oi} ; \quad (10.6)$$

$$P_e = k_o \sum_{i=1}^n P_{ei} , \quad (10.7)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності (див. табл. 10.1); P_{ei} – сумарні потужності окремих споживачів.

Таблиця 10.1 – Коефіцієнти одночасності k_o у мережах напругою 0,4 кВ залежно від кількості споживачів для різних об'єктів

Кількість споживачів	Житлові будинки з навантаженням на вводі		Житлові будинки з електроплитами та водонагрівачами	Виробничі споживачі
	до 2 кВт на будинок	понад 2 кВт на будинок		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,53	0,50	0,75
10	0,44	0,42	0,38	0,65
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500 і більше	0,22	0,18	0,12	0,30

У випадку коли кількість споживачів n знаходиться поміж значень, вказаних у табл. 10.1, то виконують лінійну апроксимацію для уточнення величини k_o відповідно до фактичної кількості n .

Якщо навантаження споживачів у групі відрізняються своїм значенням більш ніж у 4 рази, то знаходять їх суму, користуючись табл. 10.2.

Таблиця 10.2 – Додавки потужностей для знаходження сумарного навантаження у мережах напругою 0,4 кВ

$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$	$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$	$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$	$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$
0,2	+0,2	12	+7,3	50	+34,0	170	+123
0,4	+0,3	14	+8,5	55	+37,5	180	+130
0,6	+0,4	16	+9,8	60	+41,0	190	+140
0,8	+0,5	18	+11,2	65	+44,5	200	+150
1,0	+0,6	20	+12,5	70	+48,0	210	+158
2,0	+1,2	22	+13,8	80	+55,0	220	+166

Продовження таблиці 10.2

$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$	$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$	$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$	$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$
3,0	+1,8	24	+15,0	90	+62,0	230	+174
4,0	+2,4	26	+16,4	100	+69,0	240	+182
5,0	+3,0	28	+17,7	110	+76,0	250	+190
6,0	+3,6	30	+19,0	120	+84,0	260	+198
7,0	+4,2	32	+20,4	130	+92,0	270	+206
8,0	+4,8	35	+22,8	140	+100	280	+214
9,0	+5,4	40	+26,5	150	+108	290	+222
10	+6,0	45	+30,2	160	+116	300	+230

Загальне навантаження групи споживачів розраховують за формулою, кВт :

$$P = P_{\text{г}} + P_{\text{доб}}, \quad (10.8)$$

де $P_{\text{г}}$ – більше з навантажень, що входить до групи; $P_{\text{доб}}$ – добавка до меншого з навантажень групи.

У випадку коли сумарне навантаження у мережах напругою 0,4 кВ P знаходиться поміж значень, вказаних у табл. 10.2, то виконують лінійну апроксимацію для уточнення значення добавки $P_{\text{доб}}$ відповідно до фактичної величини P .

Дані табл. 10.2 застосовують також для визначення сумарного розрахункового навантаження на ділянках мережі із житловими будинками, суспільних закладів і комунальних установ та виробничих підприємств. Попередньо розрахункові навантаження кожної групи залежно від кількості споживачів у них знаходять за допомогою відповідних коефіцієнтів одночасності.

Аналогічно можна визначити розрахункове навантаження на шинах трансформаторних пунктів.

Повна потужність на ділянках мережі напругою 0,4 кВ

$$S = P / \cos \varphi, \quad (10.9)$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності, що визначають за табл. 10.3.

Таблиця 10.3 – Коефіцієнти потужності і реактивної потужності сільськогосподарських споживачів і ТП напругою 10/0,4 кВ при максимумі навантаження

Споживач, трансформаторний пункт	Денний		Вечірній	
	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
Тваринницькі і птахівницькі приміщення	0,75	0,88	0,85	0,62
Таке саме, з електропідігрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Опалення і вентиляція тваринницьких приміщень	0,99	0,15	0,99	0,15
Кормоцехи	0,75	0,88	0,78	0,80
Зерноочисні токи, елеватори, зерносклади	0,70	1,02	0,75	0,88
Установки зрошування і дренажу ґрунту	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники і теплиці на електрообігріві	0,92	0,43	0,96	0,29
Майстерні, тракторні стани, СТО, гаражі	0,70	1,02	0,75	0,88
Млини, олійниці	0,80	0,75	0,85	0,62
Цехи з переробки сільськогосподарської продукції	0,75	0,88	0,80	0,75
Суспільні заклади і комунальні установи	0,85	0,62	0,90	0,48
Житлові будинки без електроплит	0,90	0,48	0,93	0,40
Житлові будинки з електроплитами і водопідігрівачами	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторні пункти напругою 10/0,4 кВ з навантаженням споживачів:				
– виробничих	0,70	1,02	0,75	0,88
– комунально-побутових	0,90	0,48	0,92	0,43
– змішаних	0,80	0,75	0,83	0,67

Річне споживання електроенергії на шинах трансформаторних пунктів напругою 10/0,4 кВ

$$W_{pic} = P_{\max} T, \quad (10.10)$$

де T – кількість годин використання максимального навантаження (табл. 10.4).

Таблиця 10.4 – Залежність річної кількості годин використання максимального навантаження від розрахункової

Розрахункове навантаження, кВт	Кількість годин використання максимального навантаження при навантаженні споживачів		
	комунально-побутових	виробничих	змішаних
до 10	900	1100	1300
10–20	1200	1500	1700
20–50	1600	2000	2200
50–100	2000	2500	2800
100–250	2350	2700	3200
понад 250	2600	2800	3400

Електропостачання сільськогосподарських споживачів іноді здійснюють від трансформаторних пунктів порівняно невеликої потужності, і тому під час пуску асинхронних двигунів потужністю 10 кВт і більше (особливо під час важких умов пуску) можливе виникнення потреби спеціальної перевірки.

У табл. 10.5 подано найбільші потужності двигунів на сільськогосподарських підприємствах.

Таблиця 10.5 – Найбільші потужності двигунів на сільськогосподарських підприємствах

Вид сільськогосподарського підприємства (споживача)	$P_{\max}, \text{кВт}$
Кормоцех для свиноферми	22–30
Обладнання: – для пресування кормів – для гранулювання трав'яної муки	110–250 45–75
Агрегат для приготування трав'яної муки	30–160
Дробарка кормів	30–40
Подрібнювач грубих кормів	22–150
Комбікормовий завод	75
Холодильник для зберігання фруктів	13–40

Продовження таблиці 10.5

Вид сільськогосподарського підприємства (споживача)	$P_{\max}, \text{кВт}$
Комора для зберігання насіння	22
Лісопильний цех з пилорамою	22–30
Млин	10–22
Приймальний пункт молокозаводу	14–30
Цегляний завод	20

Спосіб визначення розрахункових навантажень ТП залежить від виду отриманих результатів вимірювань, характеру навантаження ТП тощо.

Розрахункове навантаження існуючих ТП напругою 10/0,4 кВ у кінці розрахункового періоду

$$P = P_{\text{вим}} k_{\text{зр}}, \quad (10.11)$$

де $P_{\text{вим}}$ – існуюче навантаження ТП за результатами вимірювань;

$k_{\text{зр}}$ – коефіцієнт зростання навантаження (табл. 10.6).

Таблиця 10.6 – Коефіцієнти зростання $k_{\text{зр}}$ навантажень ТП 10/0,4 кВ за розрахунковий рік

Вид навантаження споживачів	5-й	7-й	10-й	12-й
Комунально-побутове	1,2	1,3	1,8	2,0
Виробниче	1,3	1,4	2,1	2,4
Змішане та не сільськогосподарське	1,3	1,4	2,0	2,2

Для тваринницьких комплексів, що працюють за проєктною потужністю, $k_{\text{зр}} = 1$.

Розрахункові навантаження для споживачів, що заново проєктуються, задаються відповідно до даних проєктів або даних довідкової табл. Д.1. Якщо для ТП наявні дані лише про річне споживання електроенергії, тоді розрахункове

навантаження визначають за даними щодо кількості годин використання максимального навантаження (див. табл. 10.5).

Якщо виміряно максимальне струмове навантаження, тоді розрахункову активну потужність, кВт, визначають за формулою:

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi, \quad (10.12)$$

де U – напруга, В;

I – виміряне струмове навантаження, А.

Коефіцієнти потужності обирають відповідно до результатів вимірювань або відповідно до даних табл. 10.3.

11 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 0,38–110 кВ

План

11.1 Найпростіші імовірісно-статистичні моделі визначення розрахункових навантажень

11.2 Імовірнісні характеристики навантажень сільськогосподарських споживачів. Розрахунки навантажень за їх імовірнісними характеристиками

11.3 Визначення розрахункових навантажень електричних мереж за допомогою коефіцієнтів одночасності

11.1 Найпростіші імовірісно-статистичні моделі визначення розрахункових навантажень

Як зазначалося вище, із часом з різних причин безупинно змінюються споживані електроприймачами активні й реактивні потужності. Окремі приймачі вмикаються та відмикаються відповідно до технологічного режиму роботи підприємств, способу життя населення, зміни природньої освітленості. Залежно від особливостей конкретного виробничого процесу можуть змінюватися механічні навантаження на валу електродвигунів. Внаслідок різних факторів не залишається постійною напруга на затискачах приймачів. Нарешті, змінюється кількість приєднаних до мережі приймачів та їх потужність. Тому у кожний момент або період часу електричне навантаження являє собою випадкову або, точніше, невизначену величину, значення якої тими або іншими методами можна передбачити з достатньою для практичних цілей точністю.

На перших етапах електрифікації сільського господарства електропостачання сільськогосподарських споживачів здійснювалося в основному від нечисленних електростанцій невеликої потужності й витрати на електрифікацію були порівняно невеликі. Відповідно спрощеними були й методи визначення розрахункових навантажень. Їх значення як правило обиралися за нормативами, яким, як правило, бракувало статистичного обґрунтування.

Протягом розвитку сільської електрифікації основним джерелом електропостачання сільських районів стали районні енергосистеми. Загальна

довжина сільських електричних мереж перевищила 4,0 млн км. У результаті різко зросла масовість застосування технічних розв'язків, обраних за даними про розрахункові навантаження. Також збільшуються витрати на системи електропостачання й відповідно зростають вимоги до точності визначення навантажень. Ця точність може бути підвищена через створення адекватних математичних моделей процесу зміни навантажень у часі й досить повного інформаційного забезпечення цих моделей.

В останні роки у сільськогосподарській електроенергетиці, як і в інших галузях широко застосовують **імовірно-статистичні методи** визначення розрахункових навантажень. Реальний процес зміни електричних навантажень у загальному випадку розглядають як нестационарний випадковий процес, у якому можна розрізнити повторювані добові, тижневі і річні цикли. У свою чергу, зміну навантажень протягом кожного циклу також вважають нестационарним випадковим процесом, який, однак, в окремі періоди можна подати як квазістационарний. Такими періодами, наприклад, є години максимальних і мінімальних навантажень добового графіка, розглянутого як одна з реалізацій випадкового процесу. Зазначені положення лягли в основу ряду простих, але досить надійних імовірно-статистичних моделей, що використовуються для визначення розрахункових значень електричних навантажень.

Припустимо, що необхідно визначити максимальне навантаження сільської електричної лінії, до якої приєднана група електроприймачів однакової потужності, що мають таку саму імовірність включення кожного з них у години максимального навантаження. При досить великій кількості спостережень ця імовірність дорівнює відношенню тривалості t_1 , протягом якої електроприймач увімкнений у години максимального навантаження, до загальної тривалості максимального навантаження t : $p = t_1 / t$.

При взаємній незалежності окремих електроприймачів та однаковій імовірності їх увімкнення розподіл кількості увімкнених приймачів є біноміальним. Якщо до лінії приєднано m приймачів, то вірогідність увімкнення n з них складає

$$P_m^n = C_m^n \cdot p^n \cdot q^{m-n}, \quad (11.1)$$

де C_m^n – кількість поєднань з m по n ; $q^{m-n} = 1 - p$.

Тоді

$$C_m^n = \frac{m!}{n! \cdot (m-n)!} \quad (11.2)$$

Математичне очікування навантаження

$$M(S) = M = m \cdot p \cdot S_0, \quad (11.3)$$

де S_0 – одинична потужність приймача.

Середнє квадратичне відхилення

$$\sigma(S) = \sigma = \sqrt{m \cdot p \cdot q \cdot S_0}. \quad (11.4)$$

При достатньо великій кількості m у групі, як фактично і буває, закон розподілу навантаження вважають нормальним.

Тоді функцію розподілу навантаження можна записати так:

$$F(S) = 1 / (\sigma \sqrt{2\pi}) \int_{-S}^S e^{-(S-M)^2 / (2\sigma^2)} dS. \quad (11.5)$$

Як відомо, величину середнього квадратичного відхилення можна розглядати як оцінку відхилення випадкової величини від її математичного очікування. Для визначення розрахункового значення навантаження можна застосовувати формулу:

$$S_p = M + \beta \cdot \sigma, \quad (11.6)$$

де величина β , по суті, являє собою коефіцієнт надійності розрахунку і визначає вірогідність, з якою випадкові значення навантаження залишаться меншими від обраного значення S_p . При визначенні розрахункових навантажень задаються $\beta = 2 - 3$. При нормальному законі розподілу навантаження коефіцієнту $\beta = 3$ відповідає вірогідність не перевищення розрахункового навантаження 99,87 %, а коефіцієнту $\beta = 2$ – вірогідність 97,7 %.

Вище було визначено розрахункове навантаження лінії, вважаючи відомими у години максимального навантаження кількість приєднаних до лінії електроприймачів і імовірність увімкнення кожного з них.

Можливий і трохи інший підхід до завдання, заснований безпосередньо на обробці добових графіків навантаження. Отже, нехай будемо вважати умовно стаціонарними процеси зміни навантажень у період вечірнього (або денного) максимуму. Відомими є результати n вимірювань навантажень у вечірні (денні) години деякого ряду діб того самого періоду року. Як правило, ці результати подають у вигляді ряду послідовних значень навантаження S_i ($i=1,2,\dots,n$), осереднені за відповідні півгодинні інтервали.

Знайдемо для отриманої послідовності математичне очікування навантаження (у години максимуму) та середнє квадратичне відхилення:

$$M(S) = \bar{S} = \sum_{i=1}^n S_i / n; \quad (11.7)$$

$$\sigma(S) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (S_i - \bar{S})^2 / (n-1)}. \quad (11.8)$$

Закон розподілу навантаження досі є нормальним, і для відповідної функції розподілу справедливий вираз, що визначає розрахункове навантаження:

$$S_p = \bar{S} + \beta \cdot \sigma(S). \quad (11.9)$$

11.2 Імовірнісні характеристики навантажень сільськогосподарських споживачів. Розрахунки навантажень за їх імовірнісними характеристиками

На підставі багаторічних експериментальних досліджень науковцями було визначено основні імовірнісні характеристики навантажень сільськогосподарських споживачів. На підставі цього були створені спеціальні таблиці для різних груп споживачів (сільськогосподарських об'єктів або процесів) для режимів вечірнього й денного максимумів у яких зазначені середні значення активної $\bar{P}$ і реактивної $\bar{Q}$ потужностей, точніше їх математичні очікування. Тут же для зазначених режимів наведені розрахункові максимальні значення активного $P_{\max}$ і реактивного $Q_{\max}$ навантажень, обчислені за формулою (11.9) при $\beta = 2$ за відомими значенням середньоквадратичного відхилення або дисперсії $D = \sigma^2$.

Значення дисперсії $D(P)$ і $D(Q)$ можна отримати, використовуючи довідкові дані за виразами:

$$\begin{cases} D(P) = \left[(P_{\max} - \bar{P}) / 2 \right]^2 \\ D(Q) = \left[(Q_{\max} - \bar{Q}) / 2 \right]^2 \end{cases} \quad (11.10)$$

Математичні очікування $\bar{P}$ і $\bar{Q}$ та дисперсії $D(P)$ і $D(Q)$ (або відповідні їм середні квадратичні відхилення) є **основними імовірнісними характеристиками електричних навантажень сільськогосподарських споживачів**. За допомогою цих характеристик визначають розрахункові електричні навантаження ліній і підстанцій, до яких приєднана будь-яка кількість різних об'єктів. З цією метою використовують відомі з курсу теорії імовірності теореми додавання математичних очікувань і додавання дисперсій.

Розглядаючи електричні навантаження як випадкові величини, можна, як відомо, для математичного очікування сумарного (наприклад, активного) навантаження n споживачів

$$\bar{P}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \bar{P}_i, \quad (11.11)$$

де $\bar{P}_i$ – математичне очікування активного навантаження i -го споживача.

Якщо розглядати активні і реактивні навантаження усіх споживачів як незалежні випадкові величини, то для дисперсії сумарної (наприклад, активного) навантаження n споживачів можна записати

$$D_{\Sigma}(P) = \sum_{i=1}^n D_i(P) \quad (11.12)$$

де $D_i(P)$ – дисперсія активного навантаження i -го споживача.

Аналогічні вирази справедливі також для реактивних навантажень. Розрахункові активні і реактивні навантаження лінії або підстанції, що живить n споживачів, визначають за такими формулами:

$$P = \bar{P}_{\Sigma} + \beta \sqrt{D_{\Sigma}(P)}; \quad (11.13)$$

$$Q = \bar{Q}_{\Sigma} + \beta \sqrt{D_{\Sigma}(Q)}. \quad (11.14)$$

Розрахункова повна потужність

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} . \quad (11.15)$$

Розрахунки мереж напругою 10–110 кВ за викладеною методикою можна виконати з використанням ЕОМ. Для цього при підготовці вихідних даних записують і вводять у програму ЕОМ характеристики й шифри споживачів, суму навантажень яких треба знайти. Розрахунок суми виконують за типовими добовими графіками активної і реактивної потужностей.

12 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ВТРАТОЮ НАПРУГИ

План

12.1 Розрахунки електричних мереж за втратою напруги

12.2 Розрахунки розімкнутих трифазних мереж із рівномірним навантаженням фаз за втратою напруги

12.1 Розрахунки електричних мереж за втратою напруги

Електричний струм, проходячи по провіднику, створює у ньому падіння напруги. Внаслідок цього напруга у кінці лінії у більшості випадків виявляється нижче її напруги на початку. Крім того, вона зменшується або збільшується при зміні навантаження. Проводи електричної лінії обирають так, щоб падіння напруги у них не виходило за деякі допустимі межі і, відповідно, у кінці лінії напруга підтримувалася на необхідному для споживачів рівні. Електричний розрахунок проводів зводиться до визначення у них падіння напруги, якщо задано переріз, та навпаки.

12.2 Розрахунки розімкнутих трифазних мереж із рівномірним навантаженням фаз за втратою напруги

Розрахунок мереж постійного струму. На рис. 12.1 а зображено лінію постійного струму з трьома навантаженнями. У зв'язку з тим, що прямий і зворотний проводи такої лінії виконані однаковими, можна замінити її однолінійним зображенням (рис. 12.1 б). Такий метод застосовують також у трифазних симетричних мережах.

Задаємося такими позначеннями:

$i_1 - i_3$ – струми навантаження, або навантажувальні струми;

$I_1 - I_3$ – струми у лінії, або лінійні струми;

$l_1 - l_3$ – довжини окремих ділянок лінії;

$r_1 - r_3$ – опір окремих ділянок лінії;

$L_1 - L_3$ – відстані від навантаження до початку лінії;

$R_1 - R_3$ – опори ділянок від навантаження до початку лінії.

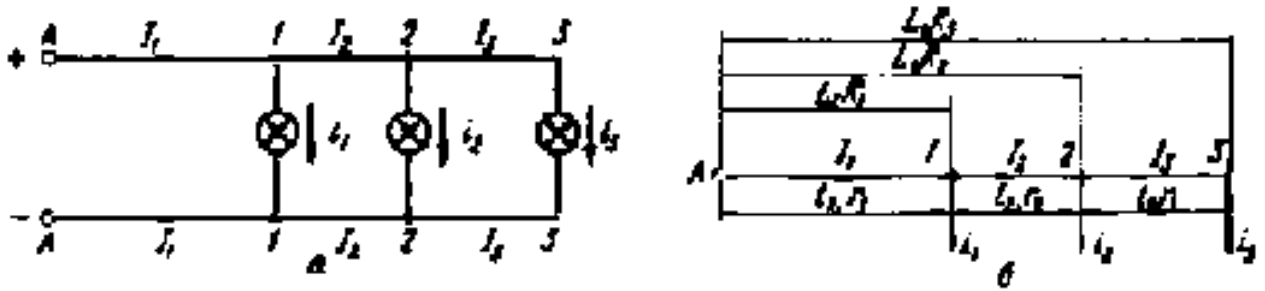


Рисунок 12.1 – До розрахунку ліній постійного струму

Очевидно, що

$$I_1 = i_1 + i_2 + i_3; I_2 = i_2 + i_3; I_3 = i_3.$$

З рис. 12.1 виходить, що

$$L_1 = l_1; L_2 = l_1 + l_2; L_3 = l_1 + l_2 + l_3$$

і відповідно

$$R_1 = r_1; R_2 = r_1 + r_2; R_3 = r_1 + r_2 + r_3.$$

Падіння напруги ΔU дорівнює різниці напруг на початку та у кінці лінії, воно може бути знайдене за законом Ома. Тоді

$$\Delta U = U_A - U_1 = 2I_1r_1 + 2I_2r_2 + 2I_3r_3.$$

Падіння напруги подвоюється, тому що воно наявне як у прямому, так й зворотному проводах. У скороченому вигляді попередні вирази можна записати так:

$$\Delta U = 2 \sum I r. \quad (12.1)$$

Якщо лінійні струми замінити навантажувальними, тоді вираз (12.1) отримає такий вигляд:

$$\Delta U = 2I_1R_1 + 2I_2R_2 + 2I_3R_3 = 2 \sum I R. \quad (12.2)$$

Якщо лінія виконана проводами однакового перерізу, то

$$r = l / (\gamma F); R = L / (\gamma F),$$

де γ – питома провідність матеріалу проводу; F – переріз проводу.

Тоді падіння напруги

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma F} \sum I l; \quad (12.3)$$

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma F} \sum i L. \quad (12.4)$$

Навпаки якщо задано допустиме напруги у лінії ΔU , то розраховують мінімально необхідний переріз проводу

$$F = \frac{2}{\gamma \Delta U} \sum I l; \quad (12.5)$$

$$F = \frac{2}{\gamma \Delta U} \sum i L. \quad (12.6)$$

Інколи навантаження у вихідних даних можуть бути задані потужностями.

Якщо позначити як p потужність навантаження та як P – потужність у лінії, тоді наближено можна вважати:

$$i_1 = p_1 / U_n; i_2 = p_2 / U_n; i_3 = p_3 / U_n;$$

$$I_1 = P_1 / U_n; I_2 = P_2 / U_n; I_3 = P_3 / U_n,$$

де U_n – номінальна напруга мережі.

З урахуванням цього можна переписати вирази (12.5) і (12.6)

$$F = \frac{2}{\gamma \Delta U U_n} \sum P l; \quad (12.7)$$

$$F = \frac{2}{\gamma \Delta U U_n} \sum p L. \quad (12.8)$$

Падіння напруги можна виразити у відносних одиницях, %, від номінальної напруги мережі

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\%. \quad (12.9)$$

Після цього рівняння (12.5) і (12.6) отримають вигляд

$$F = \frac{200}{\gamma \Delta U (\%)} \sum I l; \quad (12.10)$$

$$F = \frac{200}{\gamma \Delta U (\%)} \sum i L. \quad (12.11)$$

Вибір необхідного розрахункового виразу залежить від того, як задані вихідні дані до розрахунку.

Падіння і втрата напруги у мережах змінного струму. Розглянемо лінію трифазного змінного струму з навантаженням на кінці. Вважатимемо, що навантаження на усіх трьох фазах лінії однакова. У цьому випадку трифазну мережу можна зобразити у вигляді однієї лінії (рис. 12.2) та виконувати розрахунок фазних напруг і струмів, а потім перейти до їх лінійних значень.

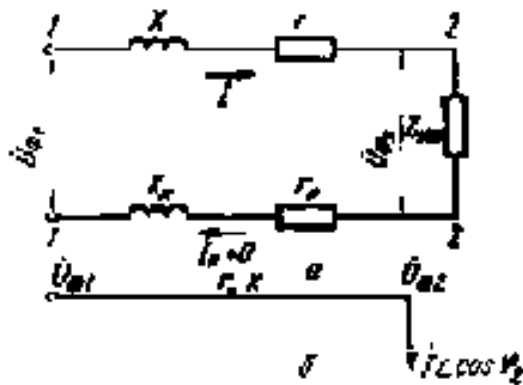


Рисунок 12.2 – Схеми однієї фази лінії трифазного струму із симетричним навантаженням на кінці: а – розгорнута; б – однолінійна

Умовні позначення на рис. 12.2: $U_{\phi 1}$ і $U_{\phi 2}$ – фазні напруги на початку і у кінці лінії; I – струм навантаження; $\cos \varphi_2$ – коефіцієнт потужності навантаження; r і x – активний та індуктивний опори проводу.

Побудуємо векторну діаграму для однієї фази лінії. Відкладемо вектор фазної напруги $\dot{U}_{\phi 2}$ у кінці лінії ($\overline{0a}$, рис. 12.3). Під кутом φ_2 до нього відкладемо вектор струму $\dot{I}$. Вектор падіння напруги у активному опорі $\dot{I}r(\overline{ab})$ відкладаємо у кінці вектора напруги $\dot{U}_{\phi 2}$ паралельно вектору струму. Вектор падіння напруги в індуктивному опорі $\dot{I}x(\overline{bc})$ проводимо під прямим кутом до вектора $\dot{I}r(\overline{ab})$. Тоді вектор $\overline{ac}$ буде являти падіння напруги при повному опорі лінії $\dot{I}\underline{Z}$. Зєднавши точку 0 з точкою c, отримаємо напругу $U_{\phi 1}$ на початку лінії.

$$\begin{aligned}
ae = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} &= \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi})^2 + \delta U_{\phi}^2} - U_{\phi 2} = \\
&= \sqrt{(U_{\phi 2} + Ir \cos \varphi_2 + Ix \sin \varphi_2)^2 + (Ix \cos \varphi_2 - Ir \sin \varphi_2)^2} - U_{\phi 2}.
\end{aligned} \quad (12.12)$$

Вираз (12.12) дозволяє точно визначити втрату напруги у лінії. Однак ця формула складна та незручна для розрахунків. Тому з практичною метою втрату напруги прирівнюють до поздовжньої складової падіння напруги, вважаючи, що

$$ae = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} \approx ad \approx \Delta U_{\phi}.$$

Як правило похибка від такого спрощення не перевищує 5 %. Якщо $\varphi_2 = \varphi$, то лінійна втрата напруги

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} (Ir \cos \varphi + Ix \sin \varphi) = \sqrt{3} (I_a r + I_p x), \quad (12.13)$$

де I_a і I_p – активна і реактивна складові струму.

У свою чергу, поперечна складова лінійного падіння напруги

$$\delta U = \sqrt{3} \delta \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} (Ix \cos \varphi - Ir \sin \varphi) = \sqrt{3} (I_a x - I_p r). \quad (12.14)$$

Якщо навантаження задане у вигляді потужності, тоді

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_n}; \quad I_a = \frac{P}{\sqrt{3}U_n}; \quad I_p = \frac{Q}{\sqrt{3}U_n},$$

де S , P і Q – відповідно повна, активна і реактивна потужності навантаження.

Підставляючи значення I , I_a , I_p до формул (12.13) і (12.14), отримаємо

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(\frac{S}{\sqrt{3}U_n} r \cos \varphi + \frac{S}{\sqrt{3}U_n} x \sin \varphi \right) = \frac{S}{U_n} \sqrt{3} (r \cos \varphi + x \sin \varphi); \quad (12.15)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3}U_n} r + \frac{Q}{\sqrt{3}U_n} x \right) = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_n}; \quad (12.16)$$

$$\delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3}U_n} x - \frac{Q}{\sqrt{3}U_n} r \right) = \frac{P \cdot x - Q \cdot r}{U_n}. \quad (12.17)$$

Якщо лінія має декілька навантажень, тоді можемо записати:

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (Ir \cos \varphi + Ix \sin \varphi); \quad (12.18)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (iR \cos \varphi + iX \sin \varphi), \quad (12.19)$$

де I – лінійні струми; i – навантажувальні струми; r і x – опори окремих ділянок лінії; R і X – опори ділянок від навантаження до початку лінії.

Особливі випадки. Інколи формула (12.18) може бут спрощена.

1. Всі навантаження мають однаковий $\cos \varphi$, а лінія виконана проводом однакового перерізу та матеріалу.

Тоді $r = r_0 l$ і $x = x_0 l$, де r_0 і x_0 – опори 1 км лінії:

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \sum I l. \quad (12.20)$$

2. Мережа виконана, як і у попередньому випадку, але індуктивний опір малий та ним можна знехтувати, припускаючи похибку до 5 % у таких випадках:

а) під час розрахунків повітряних ліній, якщо $\cos \varphi$ навантаження наближається до одиниці, на практиці $\cos \varphi \geq 0,95$;

б) у мережах закритих приміщень, виконаних шнуром або проводом у трубках;

в) у лініях з електродвигунами, виконаними проводами на роликах, за умови, що переріз проводів не перевищує 6 мм²;

г) у кабельних мережах напругою до 10 кВ при перерізі жил до 35 мм² і $\cos \varphi$ навантаження не менше 0,95;

Очевидно, якщо $x_0 \approx 0$, тоді

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 \cos \varphi \sum I l = \frac{\sqrt{3} \cos \varphi}{\gamma F} \sum I l. \quad (12.21)$$

3. Мережа виконана аналогічно п. 1, але всі навантаження чисто активні, тобто $\cos \varphi = 1$:

$$I r_0 \cos \varphi = I r_0; \quad I x_0 \sin \varphi = 0;$$

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 \sum I l = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \sum I l. \quad (12.22)$$

Розрахунок магістралей трифазного струму при постійному перерізі проводів. При розрахунку електричних мереж основне завдання полягає у

визначенні перерізу проводу відповідно до заданої допустимої втрати напруги. У свою чергу, її визначають, виходячи з допустимих значень відхилень напруги у споживача. За умови постійної величини струму переріз проводу при допустимій втраті напруги знаходять за формулами (12.5)–(12.11).

При змінному трифазному струмі такий метод не може бути використаний, тому що окрім активного наявний індуктивний опір, залежність якого від перерізу є значно складнішою. Для визначення перерізів у цьому випадку використовують спосіб, наведений нижче. Допустиму втрату напруги виражають як

$$\Delta U_{\text{дон}} = \sqrt{3}Ir \cos \varphi + \sqrt{3}Ix \sin \varphi = \Delta U_a + \Delta U_p,$$

де ΔU_a і ΔU_p – відповідно складові напруг у активних і реактивних опорах.

При однаковій відстані між проводами реактивний індуктивний опір повітряних проводів дуже мало змінюється при зміні їх перерізу. Наприклад, при збільшенні перерізу алюмінієвого проводу з 16 до 95 мм² активний опір проводу зменшується у 5,9 рази, а індуктивний – лише у 1,2 рази.

Ця обставина дає можливість перед початком розрахунку задатися індуктивним опором x_0 для повітряних ліній з проводами з кольорових металів, взявши його таким, що дорівнює 0,35–0,4 Ом / км для ліній напругою 0,4–35 кВ.

Тоді може бути знайдено складову втрати напруги у реактивних опорах:

$$\Delta U_p = \sqrt{3}x_0 \sum I_p l.$$

Після цього визначають складову втрати напруги у активних опорах:

$$\Delta U_a = \Delta U_{\text{дон}} - \Delta U_p.$$

У свою чергу,

$$\Delta U_a = \sqrt{3} \sum I_a r,$$

та з урахуванням того, що

$$r = l / (\gamma F)$$

отримаємо

$$\Delta U_a = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \sum I_a l$$

та можемо знайти переріз проводу

$$F = \frac{\sqrt{3}}{\gamma \Delta U_a} \sum I_a l. \quad (12.23)$$

Якщо навантаження виражене активними потужностями, тоді

$$F = \frac{\sum Pl}{\gamma \Delta U_a U_n}. \quad (12.24)$$

Порядок розрахунку:

1. Задаються індуктивним опором проводу x_0 .
2. Знаходять складову втрати напруги у реактивних опорах ΔU_p .
3. Знаючи допустиму втрату напруги $\Delta U_{\text{дон}}$, визначають складову втрати напруги у активних опорах ΔU_a .
4. За виразами (12.23) і (12.24) розраховують переріз проводу та округлюють його до стандартного.
5. Перевіряють дійсну втрату напруги, задаючись значенням індуктивного опору проводу з довідкових даних. Якщо втрата напруги більша допустимого значення, тоді переріз проводу збільшують, обираючи наступне стандартне значення та повторюють перевірку.

ЧАСТИНА II

13 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ЕКОНОМІЧНИМИ ПОКАЗНИКАМИ

План

13.1 Економічна густина струму й економічні інтервали навантаження

13.2 Втрати енергії в електричних мережах

13.1 Економічна густина струму й економічні інтервали навантаження

Собівартість передачі електричної енергії (річні експлуатаційні витрати) складається з таких складових.

Вартість втрат енергії в проводах електричних ліній і трансформаторах. вона залежить від значення річних втрат і вартості одиниці втрат електроенергії.

На значення втрат енергії впливає коефіцієнт потужності навантаження. при тій же активній потужності струм обернено пропорційний коефіцієнту потужності, а втрати потужності або енергії обернено пропорційні квадрату коефіцієнта потужності:

$$\Delta W = k / \cos^2 \varphi . \quad (13.1)$$

Отже, для зменшення втрат енергії прагнуть підвищити коефіцієнт потужності в мережі. для цього необхідно забезпечити повне завантаження трансформаторів і особливо електродвигунів.

У ряді випадків доцільно включати в споживачів конденсатори паралельно навантаженню.

Відрахування на амортизацію установки. Вони залежать від терміну служби повітряної лінії і її первісної вартості, тобто первісних капітальних витрат. відрахування на амортизацію, що полягають із відрахувань на реновацію, тобто повне відшкодування основних фондів і капітальний ремонт у відсотках від первісної вартості лінії $K_{\text{л}}$ повинні бути такі, щоб до кінця терміну служби лінії повністю була повернута її первісна вартість. відрахування на амортизацію у відсотках від $K_{\text{л}}$ становлять

$$p_a = \frac{K_{\text{л}}}{T} \cdot \frac{100}{K_{\text{л}}} = \frac{100}{T}, \quad (13.2)$$

де T – термін служби лінії, років.

Витрати на поточний ремонт лінії звичайно вони невеликі і у сільських мережах становлять кілька відсотків первісної вартості.

Заробітна плата лінійних обхідників, чергових на підстанціях, інженерно-технічних і адміністративно-господарських працівників тощо позначимо цю складову через $З_p$.

При проектуванні лінії важливо забезпечити такі умови, щоб розрахункові наведені витрати на передачу електроенергії були найменшими. у значній мірі це залежить від обраного перетину проводів. Вартість втрат енергії зменшується зі збільшенням перетину проводів за законом гіперболи (рис. 13.1).

Первісна вартість лінії зі збільшенням перетину проводів зростає приблизно за законом прямої лінії. Отже, відповідно до цього закону збільшуються і відрахування від первісної вартості (рис. 13.1).

Витрати $З_p$ на обслуговування лінії практично не залежать від перетину проводів, і тому їх не розглядають.

Отже, розрахункові наведені витрати на передачу електроенергії без обліку витрат на обслуговування виражають U-подібною кривою (рис. 13.1).

Мінімум кривої відповідає найбільш вигідному, або, як його називають, економічному, перетину проводів лінії – $F_{\text{ек}}$.

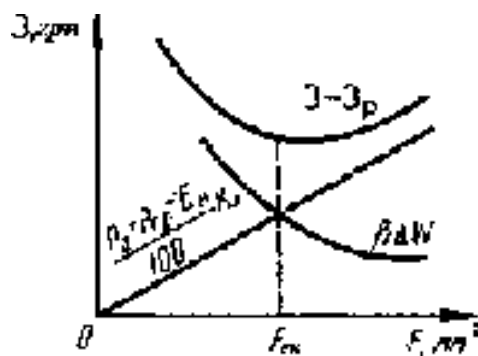


Рисунок 13.1 – Залежність вартості передачі електроенергії від площі перерізу проводів

Якщо проводи лінії мають економічний перетин, то розрахункові зведені витрати на передачу електроенергії найменші й, отже, лінія спроектована найбільше правильно, тобто **обов'язково при розрахунках кожної лінії потрібно визначати економічний переріз проводів**, перевіряючи різні варіанти. Однак на практиці цього не роблять. Справа у тому, що на кривій $Z - Z_p$ мінімум нечітко виражений, тому що крива як правило носить похилий характер. Крім того, з міркувань економії металу проводів завжди прагнуть обирати найменші перерізи. Рекомендовані ПУЕ економічні щільності струму для проводів з різних металів при різній кількості годин використання максимуму навантаження наведено у спеціальних таблицях.

У такий спосіб вибирають перетин проводів для ліній напругою 35–220 кВ. Очевидно, що у цьому випадку розрахунки проводів зводиться до нескладних операцій.

Якщо лінія має кілька навантажень, то визначити переріз проводів за економічною щільністю струму можна, задатись перерізом по ділянках лінії різним або однаковим. У першому випадку переріз проводів кожної ділянки знаходять по формулі для даної економічної щільності струму

$$F_1 = I_1 / j_{ек}; F_2 = I_2 / j_{ек}; F_3 = I_3 / j_{ек}. \quad (13.3)$$

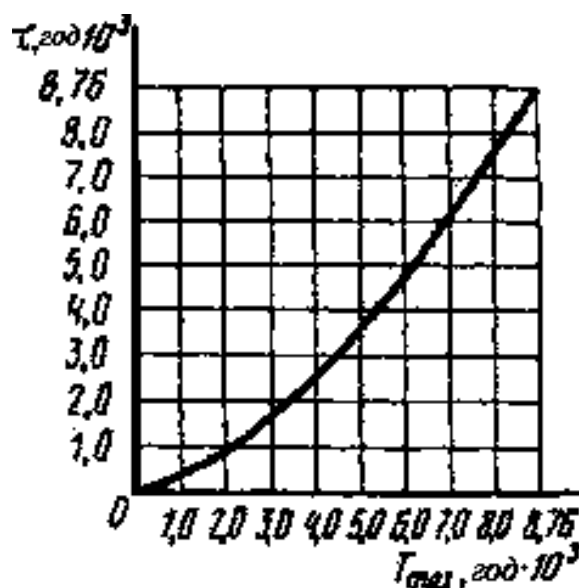


Рисунок 13.2 – Залежність часу втрат від часу використання максимального навантаження для сільських споживачів

Втрата потужності у лінії з одним навантаженням може бути знайдена за формулою:

$$\Delta P = 3I^2 r = \frac{3I^2 l}{\gamma F}. \quad (13.4)$$

Для магістралі із декількома навантаженнями при постійному перерізі втрата потужності

$$\Delta P = 3 \left(\frac{I_1^2 l_1}{\gamma F} + \frac{I_2^2 l_2}{\gamma F} + \frac{I_3^2 l_3}{\gamma F} \right) = \frac{3 \sum (I_i^2 l_i)}{\gamma F} = \frac{3I_{екв}^2 \sum l_i}{\gamma F}. \quad (13.5)$$

Отже, якщо потрібно одержати постійний переріз при декількох навантаженнях, тоді необхідно знайти еквівалентний струм:

$$I_{екв} = \sqrt{\frac{\sum I_i^2 l_i}{\sum l_i}} = \sqrt{\frac{\sum I_i^2 l_i}{l_1 + l_2 + l_3}}. \quad (13.6)$$

За цим струмом визначають економічний переріз:

$$F_{ек} = I_{екв} / j_{ек}. \quad (13.7)$$

Споруджувати лінію з однаковим перерізом зручніше, але втрати потужності і витрата металу у ній трохи більша, ніж при ступеневій зміні перерізу.

Переріз проводів у сільських повітряних лініях напругою 10 кВ можна обрати одним із трьох способів.

За економічною щільністю струму, відповідно до магістрального принципу побудови мереж напругою 10 кВ, прийнятим у проектних організаціях. При цьому магістраль повітряної лінії виконують зі сталевалюмінієвих проводів перетином не менш 70 мм², а відпайки до трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ – перерізом не менш АС35.

Розрахунки за економічними інтервалами (або за умовою мінімуму зведених витрат). Суть цього методу полягає у тому, що кожному значенню розрахункової потужності або струму відповідає провід, що має мінімальні зведені витрати.

Залежності сумарних зведених витрат електропостачальної системи від розрахункової потужності, нанесені на одному графіку для різних перетинів, перетинаються, утворюються границі інтервалів економічних навантажень, за якими і вибирають перерізи проводів.

Проводи, обрані по одному з раніше наведених способів, можуть бути скориговані потім відповідно до вимог до механічної міцності, відповідно до яких прокладання проводів здійснюють сталевими провідниками площею перерізу не менше 70 мм^2 для магістралі та – 35 мм^2 для відпайок. Крім того, відповідно до вимоги забезпечення нормованих відхилень напруги у споживачів втрати у ПЛ 10 і 0,38 кВ не повинні перевищувати припустимих значень.

У повітряних лініях напругою 0,38 кВ прокладання ліній обирають відповідно до економічної щільності струму, що складає для сільських електричних мереж $0,5\text{--}0,7 \text{ А/мм}^2$, і еквівалентному струму, отриманому за рівнянням (13.6). Потім обрані проводи перевіряють на допустиму втрату напруги. При цьому всі ділянки ліній повинні виконуватися повнофазними з алюмінієвих проводів перерізом не менше 50 мм^2 .

13.2 Втрати енергії в електричних мережах

Електричний струм, проходячи по проводах повітряних і кабельних ліній, внутрішньої електропроводки та обмоток трансформаторів, викликає втрати потужності і енергії, а з часом і шкідливе нагрівання. Втрати потужності та енергії повинні бути компенсовані генераторами електростанцій, що збільшує їх навантаження та вимагає додаткової витрати палива або гідроенергії. При проектуванні мережі завжди прагнуть зменшити у ній втрати енергії. Однак при незмінному коефіцієнті потужності цього можна досягти, лише збільшуючи переріз проводів, а отже, і витрату металу на спорудження мереж. Тому при їх проектуванні потрібно враховувати вартість електроенергії, ціни на провідникові матеріали тощо.

Втрата потужності у будь-якому провіднику описуються законом Джоуля-Ленца. Якби струм протягом усього року у проводі залишався незмінним, те річні втрати енергії у ньому при незмінному коефіцієнті потужності становили, кВт

$$\Delta W = \Delta P \cdot 24 \cdot 365 = I^2 r \cdot 8760 \cdot 10^{-3}. \quad (13.8)$$

Однак у дійсності струм у проводі безупинно міняється як протягом доби, так і протягом року залежно від зміни режиму роботи споживачів. Тому втрати енергії не можна визначати множенням втрат потужності при максимальнім навантаженні на кількість годин роботи лінії, тому що це приведе до збільшених у багато разів результатів. Для розрахунків втрат енергії в реальній лінії зі змінним навантаженням будують графік зміни цього навантаження по тривалості протягом певного періоду, найкраще року. Його будують на підставі добових і річних графіків навантаження

$$W = \sqrt{3} U \cos \varphi \int_0^T i dt. \quad (13.9)$$

Побудуємо прямокутник з висотою, що дорівнює максимальному навантаженню, і площею, що дорівнює площі, обмеженій графіками і осями координат. Основу цього прямокутника називають **часом використання максимуму** і позначають буквою T . Це час, який необхідний, щоб уся річна енергія була передана по лінії при незмінному струмі, що дорівнює максимальному.

Знайти значення T , якщо відомі графіки навантаження споживачів, а отже, і енергія, споживана ними за рік, неважко.

Втрати потужності й енергії в лінії пропорційні квадрату проходячого по ній струму. Тому побудуємо графік тривалості квадрата струму у лінії. Площа, обмежена цим графіком і осями координат, пропорційна річним втратам енергії в трифазній лінії:

$$\Delta W = 3r \int_0^T i^2 dt. \quad (13.10)$$

Як і в попередньому випадку, побудуємо прямокутник з висотою, рівній квадрату максимального струму й площею, рівної площі, обмеженої графіком і осями координат. Основу цього прямокутника називають часом максимальних

втрат або часом втрат і позначають буквою τ . Час втрат – це той умовний час, за який максимальний струм навантаження протікає по лінії, створив би втрати енергії, що дорівнювали б дійсним втратам протягом року. Отож, втрати енергії складуть

$$\Delta W = 3r \int_0^t i^2 dt = 3r I_{\max}^2 \tau.$$

Звідки час втрат

$$\tau = \frac{\Delta W}{3r I_{\max}^2} = \int_0^t i^2 dt / I_{\max}^2. \quad (13.11)$$

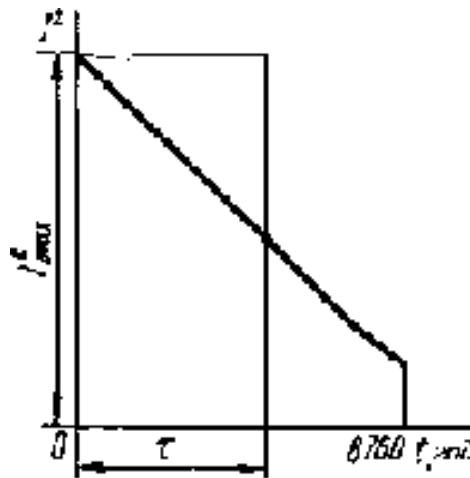


Рисунок 13.3 – Графік визначення часу втрат

Час втрат знаходять із графіка (рис. 13.3). Якщо його немає, то час втрат визначають залежно від часу максимуму по заздалегідь побудованих кривих.

На рис. 13.3 наведена крива, побудована для сільських споживачів при середньому значенні $\cos \varphi$.

Можна також ввести поняття **середньоквадратичного струму**, тобто такого незмінного струму, який, протікаючи протягом усього року по лінії, викликає втрати енергії, що дорівнюють дійсним:

$$\int_0^t i^2 dt = I_{\max}^2 \cdot \tau; \quad (13.12)$$

$$I_{\text{сер.кв}} = I_{\max} \sqrt{\tau / 8760}. \quad (13.13)$$

Для будь-якої ділянки електричної лінії з навантаженням, на кінці втрати енергії можна легко визначити, якщо заданий графік тривалості струму навантаження. У цьому випадку будують графік тривалості квадрата струму навантаження і визначають його площу, наприклад, планіметруванням або підрахунком за міліметровою сіткою.

Нехай є графік за тривалістю квадрата струму (рис. 13.3) у лінії передачі. Середньоквадратичний струм дорівнює висоті прямокутника з основою $t = 8760$ год і площею, що дорівнює площі, обмеженої графіком і осями координат. Річні втрати енергії

$$\Delta W = 3r \int_0^t i^2 dt = 3r I_{\text{сер.кв}}^2 \cdot 8760. \quad (13.14)$$

Звідси середньоквадратичний струм

$$I_{\text{сер.кв}} = \sqrt{\int_0^t i^2 dt / 8760}.$$

Якщо навантаження виражені не через струм, а через потужність, тоді маємо

$$\Delta W = 3r \int_0^t \left(\frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi} \right)^2 dt = \frac{r}{U^2 \cos^2 \varphi} \int_0^t P^2 dt, \quad (13.15)$$

де P – активна потужність на ділянці лінії в цей момент;

U – номінальна напруга мережі;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

Якщо графік навантаження споживачів не заданий, а відомі лише максимальне навантаження і річне число годин її використання T , те, як вказувалося раніше, час втрат t знаходять по кривій, зображеній на рис. 13.3 для даного T .

При навантаженні, що рівномірно розподілене уздовж лінії, втрати енергії у 3 рази менші, ніж у лінії з тим самим навантаженням на кінці.

У трансформаторах потужність втрачається у проводах обмоток (навантажувальні втрати в міді і в сталі сердечників на вихрові струми й гістерезис (втрати в сталі або втрати холостого ходу).

Втрати в міді, як це впливає із закону Джоуля-Ленца, залежать від струму навантаження, будучи пропорційними квадрату його значення. Для трифазного трансформатора

$$\Delta P_m = 3I_n^2 r_n, \quad (13.16)$$

де r – активний опір обмоток однієї фази трансформатора.

При струмі навантаження, що дорівнює номінальному, навантажувальні втрати короткого замикання також будуть номінальними, і будуть дорівнювати втратам короткого замикання при номінальному струмі:

$$\Delta P_{m,n} = 3I_n^2 r_n. \quad (13.17)$$

Втрати у сталі трансформаторів залежать лише від значення прикладеної до первинної обмотки напруги, а тому у подібних розрахунках його вважають практично незмінним, також втрати потужності у сталі беруть постійними.

Втрати енергії у трансформаторі, так само як і втрати потужності, складаються з навантажувальних втрат і втрат у сталі.

Втрати енергії в електричних лініях і трансформаторах необхідно визначати як під час проектування електричних мереж, так і під час їх експлуатації. Однак у розгалужених лініях з більшою кількістю відгалужень і трансформаторних пунктів знаходити втрати енергії методами, наведеними вище, складно та громіздко. Тому розроблені спрощені методи, за допомогою яких можна вирішувати це завдання з меншою витратою часу, хоча і з меншою точністю.

14 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ

План

14.1 Допустиме навантаження на неізолювані проводи

14.2 Допустиме навантаження на ізолюваних проводах і кабелях під час нагрівання

14.1 Допустиме навантаження на неізолювані проводи

Коли електричний струм проходить по проводу, виділяється теплота, обумовлена законом Джоуля-Ленца.

Провід нагрівається струмом, що проходить по ньому, до температури при якій кількість теплоти, одержуваної проводом, стає дорівнювати кількості теплоти, що віддається поверхнею проводу у довкілля. З підвищенням температури проводу швидкість її зростання зменшується.

Для заданого проводу при відомому струмі перевищення температури над температурою довкілля – величина стала, якщо незмінні зовнішні умови (сила вітру, вологість повітря, наявність опадів, температура довкілля тощо).

Втрати теплоти проводами повітряних ліній відбуваються в основному за рахунок **конвекції** (як правило, вільної), – одного з трьох простих механізмів перенесення тепла, – макроскопічного теплового руху повітря, що зовні оточує провід. Значно менші втрати тепла за рахунок випромінювання (друга складова тепловтрат) і зовсім незначна кількість – за рахунок теплопровідності повітря (при розрахунках тепловтрат цей механізм для повітряних ліній, як правило, не враховується). Все викладене стосується також ізолюваних проводів і кабелів, прокладених у повітрі, у блоках, каналах тощо. Для кабелів, прокладених безпосередньо у ґрунті, теплопередача здійснюється переважно завдяки саме теплопровідності ґрунту.

Температура проводів не повинна перевищувати встановленого значення. Тому завдання теплотехнічних розрахунків – визначити струм, який можна пропустити по проводу за даних умов експлуатації, для того щоб температура

проводу не перевищила допустимого значення, яке, як правило, визначається властивостями матеріалу його ізоляції.

Для неізольованих проводів повітряних ліній максимальна допустима температура не повинна перевищувати 70 °С. Таке невелике значення пояснюється не побоюваннями за стан проводу, а необхідністю створення надійних з'єднань. Справа у тому, що при підвищенні температури підсилюються окисні процеси і на проводах утворюються окиси з високим опором. Це збільшує опір контакту, і, як результат, – і кількість теплоти, що виділяється у ньому. Температура з'єднання зростає, збільшується окиснення тощо, призводячи до повного руйнування проводу у місці з'єднання.

Гранична температура неізольованих проводів, прокладених усередині будинків, також не повинна перевищувати 70 °С. Це обумовлено необхідністю забезпечити пожежну безпеку та виключити неприємний запах, що виникає внаслідок сухого спікання пилу, що осідає на поверхні проводів.

Для проводів, розташованих усередині приміщень, як розрахункову беруть максимальну середньомісячну температуру повітря. Як правило, при розрахунках вона є задана.

Якщо температура проводу встановилася, то це означає, що кількість отриманої теплоти від дроту дорівнює кількості відданої теплоти у довкілля, тобто

$$I^2 r \tau = \alpha S (t - t_{o.c}) \tau,$$

звідки, підставляючи одержуємо

$$I = \frac{\pi}{2} \sqrt{\alpha d^3 \gamma (t - t_{o.c})}, \quad (14.1)$$

де α – середній коефіцієнт конвективної тепловіддачі від поверхні проводу (або його ізоляції, якщо така наявна, до повітря довкілля); для проводів повітряних ліній для оцінних розрахунків можна задаватися $\alpha = 2 - 12 \text{ Вт} / (\text{м} \cdot \text{К})$, при чому більшими значеннями задаються для вітряних районів прокладання повітряних ліній; за наявності примусового обдування проводу повітрям величину α рекомендується обчислювати окремо за методами стаціонарної тепловіддачі;

$t_{o.c}$ – температура довкілля;

t – температура поверхні проводу;

d – діаметр проводу; якщо задана площа перерізу F проводу, то використовують вираз $d = \sqrt{4F / \pi}$.

Ця формула визначає припустимий для проводу струм, якщо відомі всі інші вхідні в неї величини.

Як правило допустимий струм знаходять не за формулою, а за таблицями. Однак цю формулу можна використовувати для визначення значень при інших умовах роботи проводу.

Нехай допустимий струм для даних умов

$$I' = \frac{\pi}{2} \sqrt{\alpha d^3 \gamma (t' - t_{o.c})}. \quad (14.2)$$

У зв'язку з тим, що коефіцієнт тепловіддачі поверхні проводу змінюється у незначно зі зміною температури, то значення для нових умов, отримає вигляд

$$\frac{I'}{I} = \sqrt{\frac{t' - t_{o.c}}{t - t_{o.c}}}. \quad (14.3)$$

Знаходимо допустимий струм для проводу з іншого матеріалу. Нехай допустимий струм у мідному проводі

$$I_m = \frac{\pi}{2} \sqrt{\alpha d^3 \gamma_m (t - t_{o.c})},$$

а в алюмінієвому проводі такого самого перерізу і за однакових умов роботи

$$I_a = \frac{\pi}{2} \sqrt{\alpha d^3 \gamma_a (t - t_{o.c})}.$$

Тоді

$$\frac{I_a}{I_m} = \frac{\sqrt{\alpha d^3 \gamma_a (t - t_{o.c})}}{\sqrt{\alpha d^3 \gamma_m (t - t_{o.c})}} = \sqrt{\frac{\gamma_a}{\gamma_m}}. \quad (14.4)$$

Допустимі навантаження визначені виходячи з температури довкілля 25 °С і температури проводу 70 °С. Якщо температура повітря відрізняється від 25 °С, то дані таблиць множать на поправкові коефіцієнти.

Зі збільшенням перерізу допустима щільність струму у проводі зменшується. Наприклад, для алюмінієвого проводу перерізом 16 мм^2 допустима щільність струму при прокладці на відкритому повітрі $6,57 \text{ А/мм}^2$, а для проводу перерізом 150 мм^2 за аналогічних умов – $2,93 \text{ А/мм}^2$, тобто менше у 2 рази. Це пояснюється тим, що зі збільшенням діаметра, площа перерізу проводу зростає прямопропорційно квадрату діаметра, а його бічна поверхня – пропорційно діаметру. Отже, зі збільшенням діаметра поверхня проводу, що доводиться на одиницю перерізу, зменшується, а значить, погіршуються умови охолодження. Внаслідок цього іноді доцільно замість одного проводу прокладати два із загальним перерізом меншим, ніж переріз одного дроту, хоча загальна вартість лінії при цьому збільшується.

Потрібно мати на увазі, що переріз проводів при зовнішній прокладці дуже рідко визначають за допустимим струмовим навантаженням. У більшості випадків це роблять за допустимою втратою напруги або економічною щільністю струму, яка значно менше допустимого струмового навантаження по нагріванню.

14.2 Допустиме навантаження на ізольованих проводах і кабелях під час нагрівання

Теплові процеси в ізольованих проводах і кабелях протікають так само, як і в неізольованих. Однак за наявності ізоляції на проводах трохи змінюються умови їх охолодження: виникає додатковий тепловий опір, зростає поверхня охолодження і поліпшуються умови для віддачі теплоти випромінюванням, якщо ізоляція має темний (найкраще – чорний) колір. Допустиме нагрівання становить для проводів і кабелів з гумовою ізоляцією всього $65 \text{ }^\circ\text{C}$, тому що при більш високій температурі гума розм'якшується.

Для кабелів з паперовою ізоляцією при робочій напрузі до 3 кВ максимально допустима температура становить $80 \text{ }^\circ\text{C}$, при 6 кВ – $65 \text{ }^\circ\text{C}$, при 10 кВ – $60 \text{ }^\circ\text{C}$ і при $20\text{--}35 \text{ кВ}$ – $50 \text{ }^\circ\text{C}$.

15 РОЗРАХУНОК ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ НА МЕХАНІЧНУ МІЦНІСТЬ

План

15.1 Визначення механічних навантажень проводів

15.2 Механічні розрахунки проводів

15.3 Механічні розрахунки опор

15.1 Визначення механічних навантажень проводів

Повітряна лінія (ПЛ) повинна бути досить міцною, щоб витримати механічні навантаження. Для надійної роботи проводів, опор і інших конструктивних елементів їх розраховують на **механічну міцність**.

Механічний розрахунок ПЛ заснований на застосуванні деяких положень дисципліни «Опір матеріалів», вказівках Правил обладнання електротехнічних установок і Будівельних норм і правил (СНіП).

Він необхідний для правильного проектування електричних мереж.

Для різних напруг і кліматичних районів країни розроблені типові конструкції опор. Тому проектування конструкцій опор і механічні розрахунки доцільні тільки тоді, коли у типових проектах відсутні опори для даних умов або коли немає сортаменту матеріалів, передбаченого цим проектом.

При прокладці проводів ПЛ на них діють вертикальні (власна вага проводів, вага ожеледі, що утворюється на проводах) і горизонтальні (тиск вітру) навантаження. При їх розрахунку задаються деякими припущеннями: розподіл навантажень по довжині проводу вважають рівномірним, самі навантаження вважають статичними, тобто незмінними за значенням.

Під дією механічних навантажень у матеріалі проводів з'являються механічні напруження розтягнення. На їх значення впливають також напруження, які виникають у проводах при зменшенні їх довжини при зниженні температури довкілля.

Отже, для визначення навантажень проводів і механічних напружень у матеріалі необхідно знати кліматичні умови у районі спорудження ПЛ (товщину шару льоду, швидкість вітру, максимальну, мінімальну та середню температури).

Найбільші нормативні значення товщини шару льоду і швидкісного напору вітру для всіх ліній напругою понад 1000 В визначають, виходячи з повторюваності один раз на 10 років, а для ліній напругою 3 кВ і нижче – один раз на 5 років.

Розрахункові температури повітря ухвалюють за даними фактичних спостережень незалежно від напруги ПЛ і округлюють до значень, кратних п'яти.

Відповідно до стандартів, що були введені у дію у часи колишнього СРСР, всю його територію розділено на п'ять районів, які відрізняються товщиною стінки ожеледі (табл. 15.1). Щоб визначити, до якого району належить дана місцевість, необхідно користуватися спеціальними картами (рис. 15.1).

Таблиця 15.1 – Товщина стінки ожеледі на висоті 10 м над поверхнею землі

Район по ожеледі	Товщина стінки ожеледі, мм, з повторюваністю	
	1 раз на 5 років	1 раз на 10 років
I	5	5
II	5	10
III	10	15
IV	15	20
Особливий	20 і більше	22 і більше

За швидкісними напорами вітру територія розділена на сім районів (табл. 15.2). На рис. 15.2 наведена карта районування території за швидкісними вітровими напорами. У табл. 15.2 у дужках наведені швидкості вітру, що відповідають наведеним у ній швидкісним напорам.

Механічні навантаження проводів прийнято визначати в одиницях сили на одиницю перерізу і одиницю довжини проводів. Їх називають **питомими механічними навантаженнями**.

Таблиця 15.2 – Швидкісний напір вітру на висоті до 15 м

Район по вітру	Швидкісний напір вітру, Па (швидкість вітру, м/с), з повторюваністю		
	1 раз на 5 років	1 раз на 10 років	1 раз на 5 років для ПЛ напругою до 1 кВ
I	270 (21)	400 (25)	157 (16)
II	350 (24)	400 (25)	206 (18)
III	450 (27)	500 (29)	262 (21)
IV	550 (30)	650 (32)	343 (24)
V	700 (33)	800 (36)	441 (27)
VI	850 (37)	1000 (39)	538 (30)
VII	1000 (40)	1250 (45)	626 (33)

Питомі навантаження від власної ваги проводів, Н/м мм², залежать лише від матеріалу, з якого зроблено проводи, і не залежать від його перерізу, тобто

$$G = \frac{\pi}{4} \left[(d + 2b)^2 - d^2 \right] \gamma_0 = \pi b(d + b) \gamma_0, \quad (15.1)$$

де γ_0 – питома вага ожеледі, Н/мм³ ($\gamma_0 = 0,009 \text{ Н} / \text{мм}^3$).

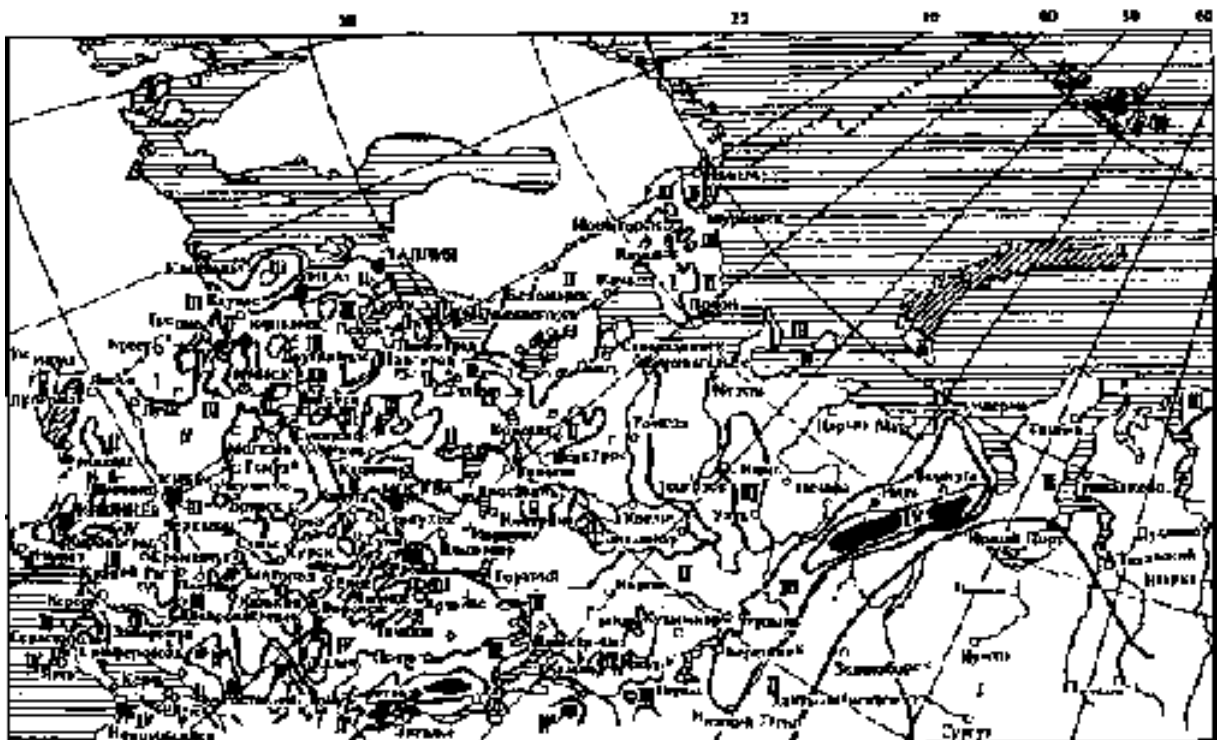


Рисунок 15.1 – Карта районування частини території
по товщині стінки ожеледі

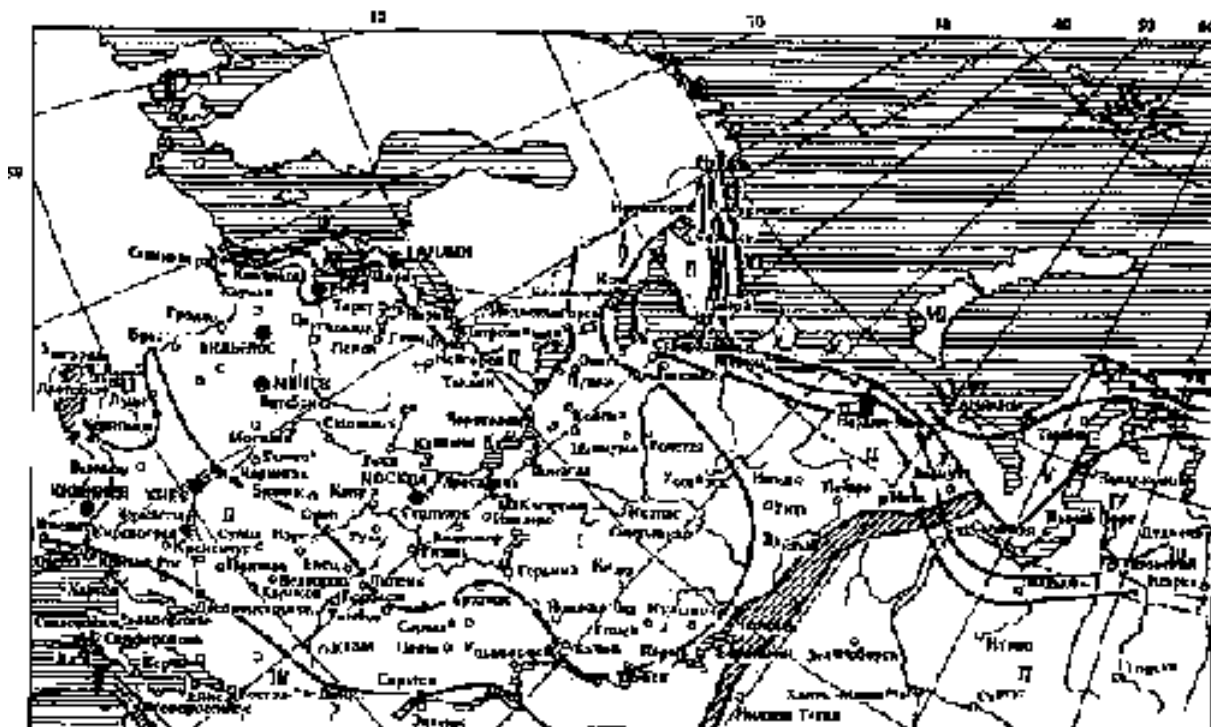


Рисунок 15.2 – Карта районування частини території
по швидкісних напорах вітру

Для багатожильних проводів, враховуючи їх конструкцію, рекомендують вважати їх довжину на 2–3 % більшою, тобто вводити до рівняння коефіцієнт, що дорівнює 1,02–1,03.

При температурі довкілля, що наближається до 0 °С, з наступним невеликим зниженням температури до –5 °С на проводах утворюється ожеледь у вигляді шару льоду. При температурі нижче –5°С ожеледь як правило не втримується та обсипається з проводів.

Інтенсивність утворення ожеледі залежить від висоти розташування даного місця над рівнем моря, наявності незамерзлих водойм, що сприяють створенню і підтриманню високої вологості повітря тощо. У деяких районах ожеледь утворюється дуже інтенсивно і його товщина може досягати 50 мм. Це приводить до руйнувань повітряних ліній електропередачі. Їх потрібно розраховувати за фактичними умовами, а не за даними табл. 15.1.

Питоме навантаження від шару льоду g_2 , МПа/м

$$g_2 = \frac{G}{F} = \frac{\pi b(d+b)\gamma_0}{F} = 0,0283 \frac{b(d+b)}{F}. \quad (15.2)$$

Оскільки навантаження від власної ваги проводу і ваги ожеледі спрямоване в одну сторону, по вертикалі, сумарне питоме навантаження рівне їх алгебраїчній сумі.

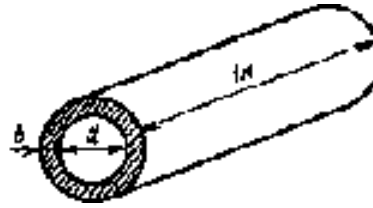


Рисунок 15.3 – Провід, покритий шаром ожеледі

При механічних розрахунках ПЛ передбачається, що вітер дме горизонтально (паралельно поверхні землі).

З аеродинаміки відомо, що тиск повітряного потоку на розташований у ньому циліндр, вісь якого перпендикулярна потоку, визначають за виразом:

$$P = \alpha K_l C_x F' \frac{v^2}{1,6}, \quad (15.3)$$

де α – коефіцієнт нерівномірності повітряного потоку (при швидкісному напорі до 270 Па $\alpha = 1,0$, при 400 Па – 0,85 і при 550 Па – 0,75);

K_l – коефіцієнт, що враховує вплив довжини прольоту на вітрове навантаження (при довжині прольоту до 50 м $K_l = 1,2$, при 100 м – 1,1, при 150 м – 1,05, при 250 м і більш – 1);

C_x – коефіцієнт лобового опору (застосовують для проводів і тросів діаметром 20 мм і більше $C_x = 1,1$, до 20 мм і для всіх проводів і тросів, покритих ожеледдю, – 1,2);

F' – площа поздовжнього перетину проводу, м²;

$v^2 / 1,6$ – швидкісний напір вітру, Па.

Тиск на провід довжиною 1 м, Па

$$p = \alpha K_l C_x v^2 d / (1,6 \cdot 10^3), \quad (15.4)$$

де d – діаметр проводу, мм.

Питоме навантаження від g_4 тиску вітру, МПа/м

$$g_4 = \frac{p}{F} = \frac{\alpha K_l C_x v_{\max}^2 d}{1,6F \cdot 10^3}. \quad (15.5)$$

Швидкісний напір вітру g_5 залежно від району беруть із табл. 15.2.

$$g_5 = \frac{\alpha K_l C_x v_{ож}^2 (d + 2b)}{1,6F \cdot 10^3}, \quad (15.6)$$

де $v_{ож}$ – швидкість вітру при ожеледі, м/с.

Швидкісний напір задаються 0,250, але не менше 140 Па при товщині стінки ожеледі 15 мм і більше.

Оскільки навантаження від ваги і від тиску вітру спрямовані під прямим кутом, їх складають геометрично.

Якщо ожеледі немає (рис. 15.4 а), то сумарне питоме навантаження

$$g_6 = \sqrt{g_1^2 + g_4^2}. \quad (15.7)$$

При ожеледі (рис. 15.4 б) сумарне питоме навантаження

$$g_7 = \sqrt{g_3^2 + g_5^2}. \quad (15.8)$$

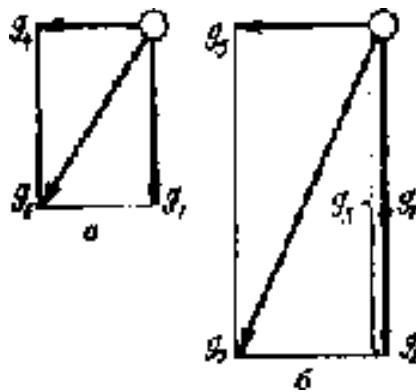


Рисунок 15.4 – Сумарні питомі навантаження на провід:

а – без ожеледі; б – з ожеледдю

На рис. 15.4 зображено:

g_1 – питоме навантаження від ваги проводу;

g_2 – питоме навантаження від шару льоду;

g_3 – питоме навантаження від проводу, вкритого ожеледдю, $\bar{g}_3 = \bar{g}_1 + \bar{g}_2$ або

$$g_3 = g_1 + g_2;$$

g_4 – питоме навантаження від тиску вітру на дріт без ожеледі;
 g_5 – питоме навантаження від тиску вітру на дріт з ожеледдю;
 g_6 – сумарне питоме навантаження на дріт без ожеледі, $\bar{g}_6 = \bar{g}_1 + \bar{g}_4$;
 g_7 – сумарне питоме навантаження на дріт з ожеледдю, $\bar{g}_7 = \bar{g}_3 + \bar{g}_5$.

15.2 Механічні розрахунки проводів

Для виконання механічних розрахунків проводів користуються спеціальною термінологією. Розглянемо її нижче.

Довжиною прольоту, або прольотом l , називають горизонтальну відстань між точками кріплення проводів.

Гнучка натягнута між двома точками нитка завжди провисає.

Стрілою прогину називають відстань по вертикалі між горизонталлю точки, що з'єднує, кріплення проводів, і нижньою точкою проводу.

Габаритом лінії називають найменшу відстань по вертикалі від проводу при його найбільшому провисанні до поверхні землі, води, дахів будинків тощо.

На рис. 15.5 зображена схема прольоту ПЛ, розташованої на місцевості без великих різниць рівнів.

Гнучка нитка, підвішена у двох точках, підкоряється математичному закону ланцюгової лінії, який можна застосувати для визначення стріли прогину, м

$$f = \frac{l^2 g}{8\sigma} + \frac{l^4 g^3}{384\sigma^3} + \dots, \quad (15.9)$$

де σ – питоме навантаження, МПа/м; g – напруження на розтягнення, Мпа.

Довжина проводу в прольоті, м

$$L = l + \frac{l^3 g^2}{24\sigma^2} + \frac{l^5 g^4}{3840\sigma^4} + \dots \quad (15.10)$$

У свою чергу,

$$\sigma = T / F, \quad (15.11)$$

де T – розтягувальна сила у проводі;

F – переріз проводу, мм².

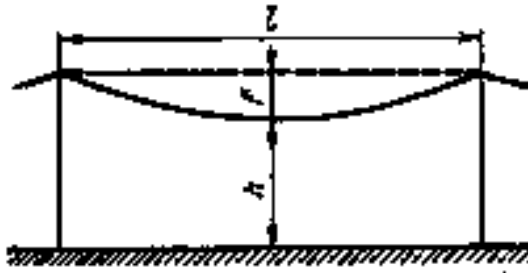


Рисунок 15.5 – Схема прольоту повітряної лінії

Наведені рівняння можуть бути використані для будь-яких прольотів, у тому числі і дуже довгих. Для прольотів із довжиною, яка як правило застосовується на практиці при спорудженні сільських ПЛ, з достатньою точністю можна користуватися цими рівняннями, відкинувши останні члени в правій частині.

Тоді остаточно стріла прогину

$$f = \sqrt{\frac{3 \cdot l \cdot (L - l)}{8}}. \quad (15.12)$$

Довжина проводів у прольоті

$$L = l + Fg^2 / (24\sigma^2). \quad (15.13)$$

Потрібно враховувати, що при дуже малих змінах довжини проводів значно змінюється стріла прогину.

Покажемо це на прикладі. Нехай проліт $l = 100$ м, довжина проводів $L = 100,24$ м, тобто збільшення довжини прольоту буде всього на 0,24 %. Тоді стріла прогину

$$f = \sqrt{\frac{3 \cdot 100 \cdot (100,24 - 100)}{8}} = 3 \text{ м}.$$

От чому при підвищенні температури навколишнього повітря проводи сильно провисають, і навпаки.

Відповідно напруження у проводі розраховується за формулою:

$$\sigma = \frac{Fg}{8f}. \quad (15.14)$$

Із цього випливає, що якщо напруження у проводі занадто велике й перевищує допустиме, то не потрібно збільшувати переріз проводу, а достатньо збільшити стрілу прогину. Саме тому переріз проводу лінії вибирають згідно електричного розрахунку, а потім проєктують ПЛ так, щоб напруження у проводі не перевищувало допустимого для всіх випадків.

Напруження розтягу у різних точках проводу неоднакові та особливо у місцях їх закріплення на опорі. Однак у прольотах звичайної довжини ця різниця незначна і нею нехтують.

Після того як визначено найбільш важкий розрахунковий режим, за рівнянням стану проводів у прольоті визначають напруження у проводі для будь-якої температури за наявності та відсутності ожеледі. Крім того, знаходять напруження у проводі для середньорічної температури для даної місцевості. Це напруження не повинне бути більше значень, наведених у табл. 15.3. Якщо воно виявиться більшим, то це значить, що найбільше розрахункове напруження у проводі буде при середньорічній температурі.

При механічному розрахунку проводів визначають також максимальну стрілу прогину $l_{\max}$, яка може бути при ожеледі і температурі $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ або при найвищій температурі.

Таблиця 15.3 – Допустимі механічні напруження, %, залежно від тимчасового опору проводу і тросу, та їх марки і перерізу

Марка і переріз проводу, тросу	При найбільшому зовнішньому навантаженні та при найменшій температурі	При середньорічній температурі
А, АКП перерізом, мм ²		
16–35	35	30
50–95	40	30
120 і більше	45	30
ПСО	40	30
ПС всіх перерізів	50	35
Троси ТК всіх перерізів	50	35
АС, АСКС, АСКП, АСК перерізом, мм ²		
16–25	35	30
35–95 (при співвідношення перерізів алюмінію та сталі 0,65; 0,95; 6,0 і 6,13)	40	30
120 і більше (для будь-яких співвідношень перерізів алюмінію та сталі)	45	30
АН і АЖ (алюмінієвий сплав) перерізом, мм ²		
16–95	40	30
120 і більше	45	30

Максимальну стрілу прогину розраховують, знайшовши напруження для двох цих режимів і потім визначивши стрілу прогину для кожного з режимів.

Для того щоб не визначати стрілу прогину для обох випадків, вводять поняття критичної температури.

Під **критичною температурою** розуміють таку температуру, при якій стріла прогину дорівнює стрілі прогину при ожеледі і температурі -5°C . Якщо критична температура більше максимальної, то, очевидно, максимальна стріла прогину буде при ожеледі і температурі -5°C .

Напроти, якщо критична температура менше максимальної, то найбільша стріла прогину буде при максимальній температурі довкілля.

Для визначення критичної температури знайдемо стрілу прогину при температурі -5°C і ожеледі без врахування вітру, тому що при ньому відхиляються проводи й зменшується стріла прогину:

$$f = l^2 g_3 / (8\sigma_3), \quad (15.15)$$

де g_3 – питоме навантаження від ваги проводу та ожеледі.

При критичній температурі $t_{кр}$ стріла прогину

$$f = l^2 g_1 / (8\sigma_1). \quad (15.16)$$

За умовою стріла прогину в обох випадках однакова, тобто звідки

$$l^2 g_3 / (8\sigma_3) = l^2 g_1 / (8\sigma_1)$$

звідки

$$\sigma_1 = \sigma_3 \frac{g_1}{g_3}, \quad (15.17)$$

де σ_1 і σ_3 – відповідно питомі навантаження (напруження), що виникають у проводі без ожеледі та з нею.

Підставимо це співвідношення в рівняння стану проводів в прольоті, беручи в ньому

$$\sigma = \sigma_1; g = g_1; t = t_{кр}; \sigma_m = \sigma_3; g_m = g_3; t_m = -5^{\circ}\text{C},$$

тоді

$$\sigma_3 \frac{g_1}{g_3} - \frac{l^2 g_1^2 g_3^2}{24 \beta \sigma_3^2 g_1^2} = \sigma_3 - \frac{l^2 g_3^2}{24 \beta \sigma_3^2} - \frac{\alpha}{\beta} [t_{кр} - (-5)],$$

звідки критична температура

$$t_{кр} = \frac{\alpha}{\beta} \sigma_3 \left(1 - \frac{g_1}{g_3} \right) + 5. \quad (15.18)$$

Для монтажних робіт необхідно знати, яку стрілу прогину потрібно мати при температурі довкілля під час монтажу. Із цією метою для даного прольоту визначають напруження та стріли прогину. Оскільки монтаж при ожеледі і сильному вітру не здійснюють, питомі навантаження визначають без урахування впливу ожеледі і вітру. Таблиці, що містять зазначені відомості, називають монтажними.

Інший спосіб визначення стріли прогину та найгірших умов роботи лінії для обох згаданих випадків полягає у визначенні **критичного прольоту** – такого прольоту, при якому для даного проводу і кліматичному районі напруження на розтягнення у проводі однакове як під час ожеледі і температурі -5°C , так і за її відсутності і мінімальній температурі.

Якщо відомий критичний проліт, достатньо порівняти з ним проліт, який розраховують. Якщо довжина проєктованого прольоту перевищує критичну, тоді найбільше напруження у проводі буде під час ожеледі і температурі -5°C ; навпаки, якщо заданий проліт менше критичного, тоді найгірший випадок буде при мінімальній температурі за відсутності ожеледі.

Вираз для розрахунку критичного прольоту має вигляд

$$l_{кр} = \sigma_{\max} \sqrt{\frac{24\alpha(-5 - t_{\min})}{g_7^2 - g_1^2}}, \quad (15.19)$$

де $t_{\min}$ – мінімальна температура для розрахункових кліматичних умов;

$\sigma_{\max}$ – найбільше напруження, що може витримати матеріал проводу;

α – температурний коефіцієнт подовження проводу.

Сталеалюмінієві проводи розраховують на основі їх дійсних механічних характеристик, тобто залежностей напруження на розтягання у проводах при його відносному подовженні

$$\varepsilon = \Delta l / l. \quad (15.20)$$

На рис. 15.6 наведені такі характеристики для сталевалюмінієвого проводу в цілому і для його алюмінієвої частини. Оскільки тимчасовий опір алюмінію 150–160 МПа, тож нескладною побудовою можна визначити, як це показано на рис. 15.6, що тимчасовий опір сталевалюмінієвого проводу складе 240–250 МПа.

Відомо, що модуль пружності дорівнює $E = \sigma / \varepsilon = 1 / \beta$. Відповідно, використовуючи криві рис. 15.6, неважко визначити коефіцієнт пружного подовження β проводу.

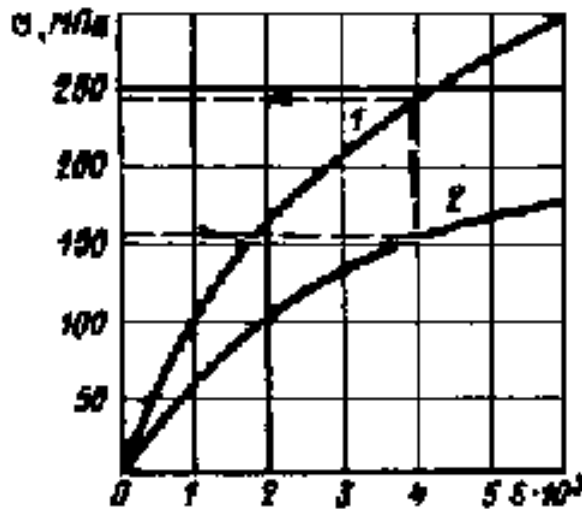


Рисунок 15.6 – Механічні характеристики сталевалюмінієвого проводу в цілому (1) і його алюмінієвої частини (2)

Температурний коефіцієнт лінійного розширення сталевалюмінієвого проводу можна знайти, знаючи температурні коефіцієнти його сталеві і алюмінієвої частин. При цьому враховують, що внаслідок тісного конструктивного зв'язку сталевих і алюмінієвих жил у проводі вони подовжуються або скорочуються при змінах температури однаково.

Температурний коефіцієнт лінійного розширення сталевалюмінієвого проводу

$$\alpha_{ca} = \frac{\alpha_a F_a E_a + \alpha_c F_c E_c}{F_a E_a + F_c E_c}, \quad (15.21)$$

де F_a , F_c – відповідно площі перерізу алюмінієвої і сталеві частин проводу;

E_a , E_c – модуль пружності (Юнга) відповідно для алюмінію і сталі;

α_a, α_c – коефіцієнти теплового (температурного) розширення відповідно для алюмінію і сталі.

Величини $\alpha_a, \alpha_c, E_a, E_c$ обираються з довідкових таблиць для відповідних матеріалів.

Отже, сталевалюмінієві проводи розраховують як проводи такого самого перерізу з одного металу, для якого відомий тимчасовий опір, коефіцієнт пружного подовження і температурний коефіцієнт.

15.3 Механічні розрахунки опор

Для опор ПЛ визначають навантаження в нормальних і аварійних режимах роботи, причому якщо проводи розраховують по допустимих напруженнях, те будівельні конструкції опор – методом граничних станів. Його сутність полягає в тому, що спочатку знаходять звичайним способом нормативні навантаження на опору. Потім їх множать на коефіцієнти перевантаження, наведені далі, і одержують розрахункові навантаження.

Розглянемо порядок розрахунків одностійкової проміжної опори (рис. 12.7). Вибирають довжину прольоту l . З її збільшенням зменшується кріткість опор на 1 км, але вартість кожної опори збільшується, тому що опори повинні бути вище, щоб витримати заданий габарит лінії h_z . Тому як правило при збільшенні довжини прольоту спочатку вартість 1 км лінії зменшується, а потім починає зростати. Мінімальна вартість лінії відповідає **оптимальній довжині прольоту**. Отже, необхідно розрахувати велику кількість варіантів і вибрати найкращий. Так і роблять при розробці типових проєктів повітряних ліній, які складені для всіх перерізів проводів і кліматичних умов. Ці проєкти широко застосовують під час масового будівництва сільських мереж і дозволяють отримати істотну економію.

Коли споруджують окремі лінії невеликої довжини і відсутні типові проєкти або проєкти наявні, але на складі відсутні колоди потрібної довжини і діаметру, довжину прольоту визначають, виходячи з наявних матеріалів.

Нехай задана довжина колоди для стійки l_{cm} і для приставки l_{np} . Тоді можна записати рівність (рис. 15.7)

$$l_{cm} + l_{np} - 1,5 = H + h_4,$$

де 1,5 – довжина перекриття стійки і приставки, м;

H – висота опори над землею, м;

h_4 – глибина закладення опори у ґрунт, м ($h_4 = 1,5 - 2,2$ м).

Габарит лінії h_z і максимальна стріла прогину f_{max} у сумі становлять:

$$f_{max} + h_z = H - D - b,$$

де D – відстань між проводами, м; b – відстань від місця закріплення верхнього проводу до вершини опори, м; $b = 0,2 - 0,3$ м.

Звідси знаходимо максимальну стрілу прогину, яку можна одержати, виконавши опору з таких колод:

$$f_{max} = H - D - b - h_z. \quad (15.22)$$

Якщо вважати, що у більшості випадків f_{max} наявне під час ожеледі без вітру. тоді вона буде наявна при питомому навантаженні g_3 . У свою чергу, довжина прольоту лінії за таких умов може бути визначена

$$l = \sqrt{\frac{8\sigma_{max} f_{max}}{g_3}}. \quad (15.23)$$

Для випадку, якщо максимальна стріла прогину буде при найбільшій температурі повітря, тоді отримаємо вираз

$$l = \sqrt{\frac{8\sigma_{max} f_{max}}{g_1}}. \quad (15.24)$$

На опору діють дві горизонтальні сили. перша з них P_1 – результат тиску вітру на проводи, що передається на опору (рис. 12.8). Нормативне значення цієї сили, H , прикладеної в точці C , за відсутності ожеледі для трьохпровідної лінії становить:

$$P_{1H} = 3g_4 Fl,$$

де g_4 – питоме навантаження від тиску вітру на проводи без ожеледі, МПа/м;

F – переріз проводу, мм²;

l – проліт лінії, м.

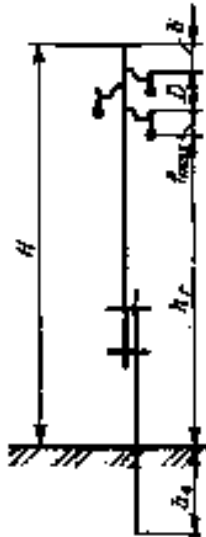


Рисунок 15.7 – Схема одностійкової проміжної опори із приставкою

Розрахункове навантаження, H , з урахуванням коефіцієнта перевантаження

$$P_1 = 1,2 \cdot 3g_4 Fl. \quad (15.25)$$

Нормативне значення сили тиску вітру на проводи, H , вкриті ожеледдю,

$$P'_{1n} = 3g_5 Fl$$

де g_5 – питоме навантаження від тиску вітру на проводи вкриті ожеледдю, МПа/м.

Розрахункове значення

$$P'_1 = 1,4 \cdot 3g_5 Fl. \quad (15.26)$$

Друга горизонтальна сила P_2 – результат тиску вітру на опору:

$$P_{2n} = P_0 d_{сер} H,$$

де P_0 – питоме навантаження від тиску вітру на опору, Па (тут $P_0 = C_x v^2 / 1,6$, де $C_x = 0,7$ – аеродинамічний коефіцієнт; v – максимальна швидкість вітру, м/с);

$d_{сер}$ – середній діаметр опори з урахуванням збігу, м.

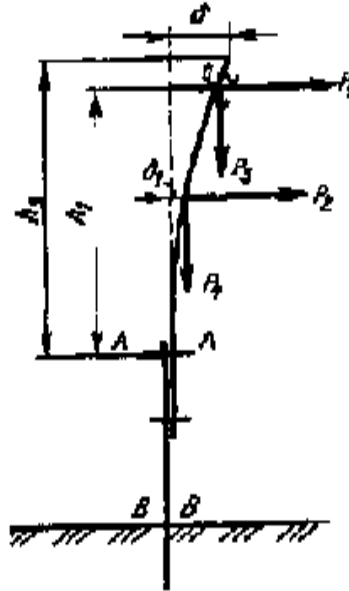


Рисунок 15.8 – Схема сил, що діють на одностійкову проміжну опору із приставкою

Якщо діаметр стовпа у зрубі позначити через d_0 , тоді діаметр стовпа основи

$$d_1 = d_0 + 0,008H, \quad (15.27)$$

де 0,008 – нормальний збіг, м/м;

H – висота стовпа, м.

Розрахункове значення тиску вітру на опору

$$P_2 = 1,2P_0d_{сер}H. \quad (15.28)$$

Під дією горизонтальних сил опора звивається. Прогин опори σ показаний на рис. 15.8.

На опорі діє також вертикальна сила P_3 , яка визначається вагою проводів і шару ожеледі на них. Для трьохпровідної лінії

$$P_3 = 3g_3lF \cdot 1,1, \quad (15.29)$$

де g_3 – сумарне питоме навантаження від власної ваги проводів і ваги ожеледі, МПа/м.

Крім того, на опорі діє вертикальна сила P_4 , яка дорівнює сумі ваги основної стійки G_1 , надземної частини приставки G_2 і траверси G_3 , якщо вона наявна, тобто

$$P_4 = 1,1(G_1 + G_2 + G_3). \quad (15.30)$$

16 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

План

16.1 Регулювання напруги у сільських електричних мережах

16.2 Регулювання напруги генераторів сільських електростанцій

16.3 Застосування мережних регуляторів напруги і конденсаторів

16.1 Регулювання напруги у сільських електричних мережах

При регулюванні напруги у сільських електричних мережах поліпшується режим напруг у споживачів, підвищується якість електричної енергії, що поставляється, а також збільшується допустима втрата напруги у мережі до межі, обумовлена економічною доцільністю, і завдяки цьому зменшується витрата металу у проводах.

Напругу у сільських мережах підтримують регулюванням напруги генераторів сільських електростанцій, мережними регуляторами напруги різних типів, конденсаторами, що включаються послідовно або паралельно.

У мережах напругою 110 кВ і вище для регулювання напруги широко застосовують синхронні компенсатори.

16.2 Регулювання напруги генераторів сільських електростанцій

Генератори можуть працювати з номінальним навантаженням тільки у тому випадку, якщо їх напруга відхиляється не більше ніж на $\pm 5\%$ від номінальної. Оскільки номінальна напруга генератора на 5% вище номінальної напруги мережі, те його відхилення, відносно напруги мережі, становить від $+10$ до 0% . Зустрічне регулювання як правило можливе у таких або менших межах.

Допустиму втрату напруги у мережі збільшують **зустрічним регулюванням напруги генераторів**, яка може здійснюватися автоматично (залежно від струму в обмотках статора генератора) або його виконують вручну. В останньому випадку напругу підтримують залежно від навантаження генераторів. Оскільки напругу регулюють лише залежно від тривалих змін навантаження, регулювати напругу вручну нескладно.

Зустрічне регулювання напруги генераторів доцільно використовувати на поодинокі працюючих сільських станціях з однорідним з'єднанням споживачів. Якщо максимуми і мінімуми цих навантажень не збігаються, то застосовувати зустрічне регулювання складно і доцільність його використання перевіряють порівняльними розрахунками мереж.

Зустрічне регулювання можливе лише у тому випадку, коли генератор має відповідний запас потужності та здатний сприйняти максимальне навантаження при підвищеній напрузі.

При роботі декількох сільських електростанцій у загальній енергетичній системі з однорідним навантаженням у принципі також можна застосовувати зустрічне регулювання напруги. Потрібно лише забезпечувати одночасність регулювання на всіх електростанціях системи, тому що в іншому випадку будуть більші переструми реактивних потужностей по проводах ліній і зайві втрати енергії. На практиці це нездійсненно.

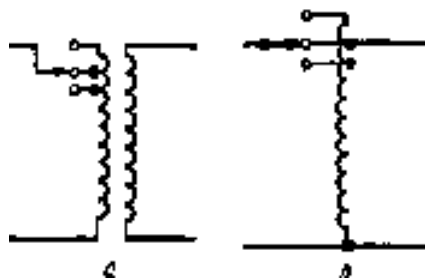


Рисунок 16.1 – Схема однієї фази трансформатора (а)
і автотрансформатора (б) з регулюванням напруги

На потужних електричних станціях, об'єднаних у районні енергетичні системи, зустрічне регулювання напруги генераторів при нормальних режимах не застосовують. Напругу генераторів на них підтримують постійною.

16.3 Застосування мережних регуляторів напруги і конденсаторів

Мережні регулятори напруги. Вони регулюють напруги у будь-яких точках мережі. Чим ближче регулятор до споживача, тим ефективніше

регулювання, але разом з тим потрібна більша кількість регуляторів у мережі, тому їх загальна вартість вища.

Як регулятори застосовують трансформатори або автотрансформатори зі змінним коефіцієнтом трансформації під навантаженням.

Принципова схема трансформатора з регулюванням напруги під навантаженням для однієї фази показана на рис. 16.1 а. Вводи як правило виконують із боку обмотки вищої напруги. Перемикач виконують так, щоб забезпечити перемикання без розривів ланцюга. Для такої схеми необхідно мати спеціальний трансформатор. У ряді випадків використовують звичайні трансформатори, а для регулювання застосовують додаткові автотрансформатори, що включаються у мережу (рис. 16.1 б).

Виготовляють трансформатори потужністю від 560 кВА і напругою 35/10 кВ із вісьмома ступенями регулювання по 2,5 % а, отже, із загальною межею регулювання ± 10 %. Від восьми ступенів обмотки виконано дев'ять вводів, по контактах яких рухається перемикач. Перемикання відбувається без розриву ланцюга. У момент перемикання сусідні контакти замикаються через реактор, який обмежує струм до допустимого значення. Керування автоматизоване й ведеться від реле напруги.

Точність підтримання напруги на затискачах реле $\pm 1,25$ %. Тривалість витримують за допомогою моторного реле часу. Перемикання виконуються електродвигуном постійного струму напругою 220 В. Схема живиться постійним струмом від акумуляторної батареї або, що більш зручно, від випрямної установки.

Передбачене також ручне керування перемикачем безпосередньо на трансформаторі і дистанційне – від щита керування.

Регульовані трансформатори типу ТМН мають потужності 1000, 1600, 2500, 4000 і 6300 кВА, межі регулювання ± 9 %. Трансформатори ТМН комплектуються швидкодіючими перемикачами з малогабаритними активними опорами. У перемикачах шість ступенів тонкого регулювання і один ступень грубого регулювання, що дорівнює половині діапазону регулювання.

Регулятором підтримується напруга на вводах трансформатора незмінною, тобто стабілізує її на рівні 105 %, повністю компенсуючи втрату напруги у лінії напругою 35 кВ і самому трансформаторі.

Послідовне або поздовжнє включення конденсаторів. Його застосовують для компенсації втрати напруги у повітряних лініях.

Зменшення втрати напруги насамперед залежить від коефіцієнта потужності навантаження. Якщо він близький до одиниці, то, компенсуюча дія послідовно включених конденсаторів наближається до нуля. Коефіцієнт потужності сільських мереж у період максимуму навантажень становить 0,7–0,9, і, отже, поздовжня компенсація втрати напруги за допомогою послідовно включених конденсаторів може бути ефективна.

Важлива позитивна якість послідовно включених конденсаторів – ступінь їх конденсації – залежить від струму. Тому зі зростанням навантаження зростає і компенсація втрати напруги. Особливо добре компенсуються втрати напруги від пусків великих двигунів, коли спостерігається великий пусковий струм з малим коефіцієнтом потужності.

Оскільки конденсатори у нормальному режимі перебувають під напругою, що становлять 5–20 % напруги мережі, їх вибирають на найближчу стандартну напругу, значно меншу напругу мережі. Однак при коротких замиканнях майже всі напруги мережі виявляються прикладеними до конденсаторів. При великих кратностях перенапруг конденсатори необхідно захищати.

У мережах напругою до 35 кВ напруга на послідовних конденсаторах у більшості випадків не перевищує 1–3 кВ. При цьому важко створити стабільно працюючий повітряний іскровий проміжок. Якщо струми короткого замикання невеликі, то він може бути замінений газонаповненим розрядником.

Якщо навантаження розподілене уздовж лінії, то місце встановлення конденсаторів необхідно вибирати так, щоб відхилення напруги у лінії знаходилися у допустимих межах.

Паралельне або поперечне включення конденсаторів. Воно компенсує втрату напруги в лінії.

Останнім часом, паралельно ввімкнені конденсатори все частіше застосовують для компенсації реактивної потужності, тобто для підвищення коефіцієнта потужності у мережі. За наявності установки для компенсації реактивної потужності у мережі її обов'язково необхідно оцінювати з погляду впливу на рівень напруги.

17 ПЕРЕНАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ТА ЗАСОБИ ЗАХИСТУ ВІД НИХ

План

- 17.1 Перенапруги й захист від них
- 17.2 Поняття про грозу й атмосферні перенапруги
- 17.3 Захист від прямих ударів блискавки
- 17.4 Захист від наведених перенапруг
- 17.5 Захист сільських електричних установок від атмосферних перенапруг

17.1 Перенапруги й захист від них

При нормальних режимах напруга в електричних установках близька до номінальної й не перевищує її більш ніж на 10 %. Однак можливі короточасні підвищення напруги, які називаються **перенапругами**. Вони розділяються на **комутаційні** і **атмосферні**. Наслідком перенапруг може бути пробій ізоляції електроустановок з наступним коротким замиканням і відключенням електроприймачів.

У зв'язку із цим вивчення перенапруг і способів захисту від них – важливе завдання дисципліни «Основи електропостачання».

17.2 Поняття про грозу й атмосферні перенапруги

Комутаційні перенапруги в сільських мережах напругою до 110 кВ не представляють істотної небезпеки для правильно обраної ізоляції електроустановок і тому тут не розглянуті. Основним видом перенапруг, від яких необхідно захищати сільські електроустановки, є перенапруги, викликані атмосферними явищами, і, в першу чергу, грозою.

Причина грози – грозова хмара, яка утворюється із дрібних крапель води – водяного пилу. Внаслідок висхідних повітряних потоків вона піднімається у верхні шари атмосфери й утворює хмари. По шляху краплі електризуються через тертя об повітря і здобувають як правило негативний заряд, тобто нижня частина хмари заряджена негативно. У свою чергу, земля як друга обкладка своєрідного

величезного конденсатора одержує позитивний заряд. Напруженість електричного поля між грозовою хмарою і землею у середньому становить 10 кВ/м, однак у місцях, де на землі є гострі предмети, напруженість збільшується й може навіть спостерігатися світіння через так званий **коронний розряд**.

Якщо напруженість електричного поля перевищить електричну міцність повітря 25–30 кВ/см, то створюються умови для утворення блискавки. Блискавки можуть бути різних видів – лінійна, кульова, та ін. З погляду можливих ушкоджень електроустановок становить інтерес лінійна блискавка між хмарою й землею.

Приблизно 50 % лінійних блискавок складається із трьох-чотирьох повторних розрядів або більше. Інтервали між розрядами становлять від тисячних до сотих часток секунди. Перший розряд як правило найпотужніший. Кожний розряд складається із передрозрядного процесу й самого розряду. Передрозрядний процес являє собою східчастий пробій повітря, так званим лідером, що рухається щаблями по 50–100 м із зупинкою на 10–100 мкс. Швидкість просування лідера становить близько 1000 км/с. Коли лідер досягає землі або зустрічного лідера від землі до хмари, по каналу, що утворювався, спрямовується головний розряд зі швидкістю 50–150 тис. км/с.

Довжина лінійної блискавки, що представляє собою величезну іскру, становить звичайно сотні і тисячі метрів, а між хмарами – навіть десятки кілометрів. Струм блискавки стрімко зростає до 30–40 кА. Зареєстровані блискавки із силою струму сотні кілоампер, але вони бувають зрідка, і їх враховують тільки при захисті особливо відповідальних об'єктів.

Під час розряду температура каналу у повітрі досягає 20000 °С. При цьому повітря швидко розширюється і як би вибухає, що викликає сліпучий світловий імпульс і гуркіт грому.

Крива залежності $U = f(t)$ розряду блискавки має форму аперіодичного імпульсу або хвилі напруги (рис. 17.1). За час t_1 вона швидко зростає до максимуму $U_{\max}$, який називають **амплітудою перенапруги**, а потім відносно повільно зменшується. Час t_1 за який напруга блискавки зростає від нуля до

амплітудного значення, називають **фронтом хвилі**. Час t_2 від початку процесу до зниження напруги, що дорівнює 50 % амплітуди на спадаючій частині імпульсу або хвилі, називають **довжиною хвилі**. Для осередненої характеристики імпульсу або хвилі блискавки визначають $t_1 = 1,67 BA$, а $t_2 = OC$, причому пряму OD проводять через точки на кривій імпульсу, такі що дорівнюють $0,3U_{\max}$ і $0,9U_{\max}$. Фронт хвилі $t_1 = 1,2 \text{ мкс}$ і довжина хвилі $t_2 = 50 \text{ мкс}$.

Максимальна напруга лінійної блискавки становить сотні тисяч і навіть мільйони вольт, тобто потужність її величезна.

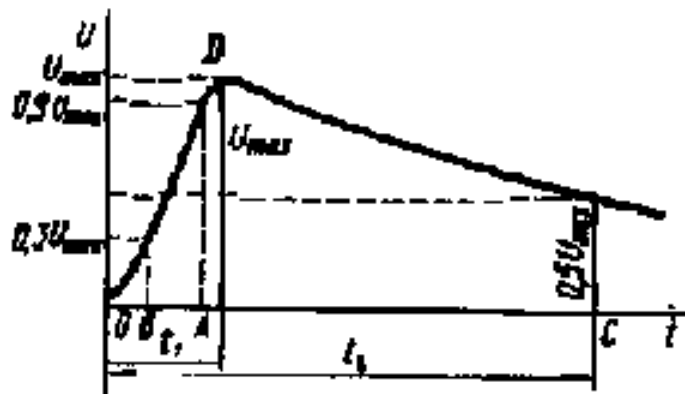


Рисунок 17.1 – Залежність напруги від часу при атмосферній перенапрузі

Однак внаслідок того, що тривалість дії блискавки дуже мала (десятки мікросекунд), кількість виділюваної енергії незначно. Сумарний заряд, створений блискавкою, звичайно рівний 20–100 Кл.

Грози – дуже розповсюджені явища. На земній кулі щосекунди вдаряє близько 100 блискавок. Оскільки грози мають в основному тепловий характер, кількість грозових годин у році при просуванні до півночі, як правило, зменшується.

Найбільш важкі наслідки мають місце при прямому ударі блискавки в об'єкт. Це насамперед вплив амплітуди хвилі перенапруги, яка досягає мільйонів вольтів і практично пробиває будь-яку ізоляцію. Крім того, блискавка

розщеплює дерев'яні стійки і траверси опор ліній електропередачі, руйнує кам'яні і цегельні будівлі, викликає пожежі тощо.

Електростатичне і електромагнітне поля, пов'язані з головним розрядом блискавки, індукують напруги на проводах ліній, що проходить поблизу місця удару. Напруги можуть досягати сотень тисяч вольт. Цей індукований імпульс або хвиля поширюється зі швидкістю, близькою до швидкості світла по всіх електрично пов'язаних лініях, і призводять до ушкодження в місцях з найбільш слабкою ізоляцією, іноді за кілька кілометрів від місця удару блискавки.

Розглянемо характер руху хвилі по проводах лінії, що мають тільки ємнісний і індуктивний опори, причому хвиля має прямокутну форму, тобто фронт хвилі дорівнює нулю, а довжина хвилі дорівнює нескінченності.

У цьому ідеалізованому випадку швидкість руху хвилі по проводах без активних опорів

$$V = 1 / \left(\sqrt{L_0 C_0} \right), \quad (17.1)$$

де L_0 і C_0 – індуктивність і ємність лінії на 1 км довжини.

Швидкість руху хвилі по повітряних лініях передачі близька до швидкості світла і становить близько 300000 км/с, або 300 м/мкс. У кабельних лініях ця швидкість у 2 рази менша і становить 150–160 м/мкс.

Хвиля напруги, що рухається по провіднику, супроводжується такою самою за формою хвилею струму. У кожен момент часу вони пов'язані величиною, яку називають **хвильовим опором лінії**,

$$U_1 / I_1 = Z_{e1}, \quad (17.2)$$

що дорівнює

$$Z_{e1} = L_0 / C_0. \quad (17.3)$$

Повітряні лінії мають хвильовий опір близько 400 Ом, а кабельні – 3–40 Ом.

У реальних лініях з імпульсом звичайної форми (рис. 17.1) і за наявності активного опору та особливо активних втрат енергії імпульсу на корону, тобто на випромінювання у навколишнє повітря, коефіцієнти переломлення і відбиття, а також амплітуда падаючої хвилі повинні визначатися для конкретних умов.

Хвильові процеси в обмотках трансформаторів і електричних машин відрізняються від процесів у лініях електропередачі значною складністю. Тому у більшості випадків їх визначають експериментально і часто оцінюють тільки якісно.

17.3 Захист від прямих ударів блискавки

Найнебезпечніший вид ураження від атмосферних перенапруг – прямий удар блискавки в той чи інший об'єкт. Струм блискавки I_0 , протікаючи через заземлений об'єкт із опором заземлення R_z , створює на ньому спад напруги $U_z = I_0 R_z$. Внаслідок великих значень сили струму блискавки така напруга може досягати сотень тисяч і мільйонів вольт, отже, ізоляція установки неминуче буде пошкоджена.

У зв'язку із цим захист від прямих ударів блискавки заснований на тому, що напрямок лідера блискавки є найбільш ймовірним для того об'єкта, на якому наявне максимальне значення напруженості електричного поля. Як об'єкти захисту споруджують високі блискавковідводи, які беруть на себе лідера і головний розряд блискавки.

При правильному виборі розташування блискавковідводів можна практично виключити влучення блискавки в об'єкт, що захищається. Для того, щоб при цьому напруга на блискавковідводі не перевищувала допустимої межі і не виникали умови для пошкодження ізоляції об'єкта, що захищається, блискавковідводи повинні бути заземлені через малий опір.

Для захисту об'єктів невеликої довжини (будинки, відкриті підстанції) застосовують стержневі блискавковідводи. Вони являють собою високу дерев'яну або сталеву щоглу, що вертикально закріплюється у землі. Зверху щогли встановлюють блискавкоприймач у вигляді сталевого стержня, труби або кутника перерізом не менше 100 мм^2 . Він повинен перевищувати щоглу не менш ніж на 15 см і не більше ніж на 2 м.

З'єднують блискавкоприймач зі струмовідводом сталевим проводом діаметром не менше 6 мм.

Струмовідвід проходить униз уздовж щогли і з'єднується із заземленням зі сталевих стержнів або кутників, опір розтікання якого не повинен перевищувати 15–20 Ом. Заземлення повинне розташовуватися не ближче ніж на 0,5–0,8 м від фундаментів будинків, а у тваринницьких приміщеннях – не ближче 4,5 м від їх стін. Протяжні об'єкти (лінії електропередачі, великі підстанції) більш доцільно захищати від прямих ударів блискавки заземлюючими тросами, натягнутими над об'єктом, що захищається. Необхідно зазначити, що лінії напругою до 35 кВ включно, а на дерев'яних опорах і 110 кВ захищати від прямих ударів блискавки не рекомендується з економічних міркувань.

Зона захисту одиночного стержневого блискавковідводу висотою до 60 м зображена на рис. 17.2.

Розміри зони визначають співвідношенням

$$\frac{r_x}{h_a} = \frac{1,6P}{1 + h_x}, \quad (17.3)$$

де $P = 1$ при $h \leq 30 \text{ м}$ і $P = 5,5 / \sqrt{h}$ при висоті $h > 30 \text{ м}$.

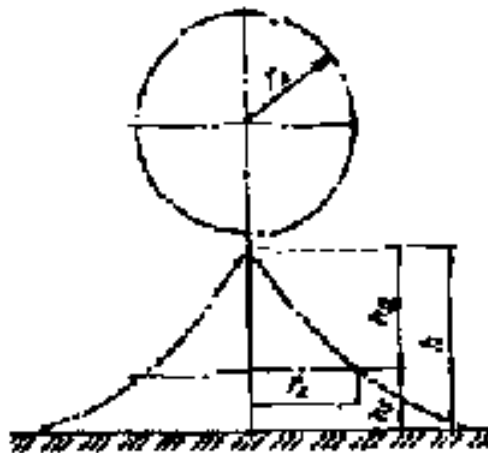


Рисунок 17.2 – Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу висотою до 60 м

Внаслідок імовірнісного характеру проривів блискавки виконання блискавкозахисту, що повністю виключає враження захищуваних об'єктів, не завжди доцільне, а інколи взагалі технічно нездійсненне. Оптимальну надійність, тобто висоту блискавковідводу, визначають на основі зіставлення вартості

блискавкозахисту з можливим збитком від враження блискавкою, враховуючи збиток від недовідпуску електроенергії за час ліквідації ушкоджень.

Для відкритих розподільчих обладнань станцій і підстанцій, у тому числі сільських, обирають зони захисту з імовірністю прориву не більше 10^{-2} , тобто не більше одного удару блискавки зі 100 може вразити об'єкт, що захищається. При цьому апарати вводу і шинопроводи повинні перебувати за можливості у глибині зони захисту, тому що враження їх блискавкою становить найбільшу небезпеку.

Надійність блискавкозахисту характеризується кількістю β проривів блискавки на рік на об'єкт, що захищається, або числом $m = 1 / \beta$ років, протягом якого очікується прорив блискавки у зону захисту,

$$\beta = \psi N, \quad (17.4)$$

де ψ – імовірність прориву у зону захисту (10^{-2} або 10^{-3} відповідно значенню об'єкта);

N – сумарна кількість ударів у блискавковідвід об'єкту, що захищається.

Якщо одиночний стержневий блискавковідвід не забезпечує охоплення всієї зони, що захищається, або потрібен занадто високий блискавковідвід, кількість блискавковідводів треба збільшувати. Зона захисту двох стержневих блискавковідводів (подвійний блискавковідвід) зображена на рис. 17.3.

Зовнішню зону захисту блискавковідводів будують так само, як і одиночних, користуючись формулою (17.3). Найменшу ширину зони захисту між блискавковідводами на рівні h_0 визначають за кривими, наведеними на рис. 17.4.

Найменша висота зони захисту для блискавковідводів висотою до 30 м

$$h_0 = h - a / 7. \quad (17.5)$$

Зона захисту трьох і більше стержневих блискавковідводів значно перевищує суму зон захисту одиничних блискавковідводів. Побудови горизонтальних перерізів зони захисту на рівні h_x зображені на рис. 17.5 а і б на прикладі трьох- і чотирьохстержневих блискавковідводів. Розміри $b_x / 2$

визначають за кривими (рис. 17.4) залежно від a/h_a і висоти блискавковідводу.

Радіус захисту r_x знаходять так само, як для одиничного блискавковідводу.

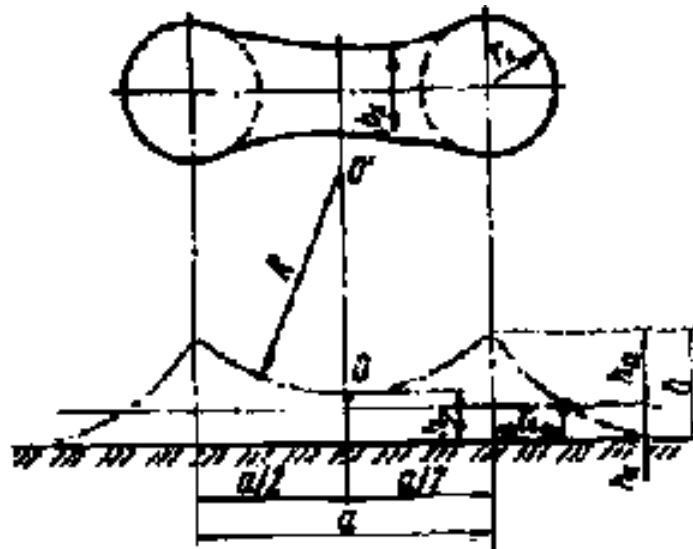


Рисунок 17.3 – Зона захисту двох стержневих блискавковідводів
однакової висоти до 60 м:

a – відстань між блискавковідводами; b_x – найменша ширина зони захисту на
рівні h_x ; r_x – радіус зони захисту одиничного блискавковідводу;

R – радіус кола, що проходить через вершини блискавковідводів і точку O , що
перебуває на рівні h_0

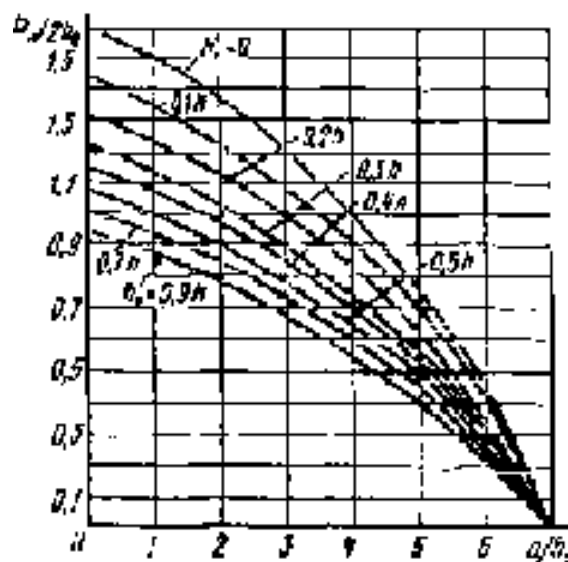


Рисунок 17.4 – Значення найменшої ширини зони захисту у двох стержневих
блискавковідводах висотою до 30 м для $a/h_a = 0 - 7$

Необхідну умову захисту всієї площі на рівні h_a для блискавковідводів висотою до 30 м можна записати як $D \leq 8h_a$ (рис. 17.5).

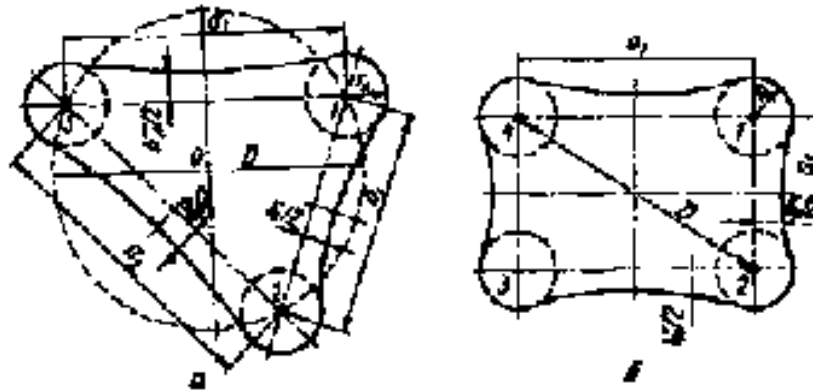


Рисунок 17.5 – Зони захисту трьох- (а) і чотирьох- (б) блискавковідводів однакової висоти на рівні h_x

Для захисту протяжних об'єктів, переважно проводів повітряних ліній електропередачі напругою 110 кВ і вище, застосовують тросові блискавковідводи, які утворені сталевими тросами, прокладеними на тих самих опорах вище основних проводів.

Зона захисту одиничного тросового блискавковідводу (горизонтально підвішеного троса) має форму, показану на рис. 17.6 а. Зона захисту на рівні h_x обмежується двома паралельними тросу лініями, розташованими на відстані r_x від вертикальної площини, що перетинає блискавковідвід.

Відстань r_x , умовно назване за аналогією з одиничним стержневим блискавковідводом радіусом захисту, при $h < 30$ м визначають за формулою:

$$\frac{r_x}{h_a} = \frac{K_1}{1 + h_x / h}. \quad (17.6)$$

Значення K_1 , залежить від допустимої ймовірності прориву блискавки в зону захисту. Для захисту з імовірністю прориву блискавки не більш 10^{-2} $K_1 = 1,21$, а з імовірністю прориву не більше 10^{-3} $K_1 = 0,6$.

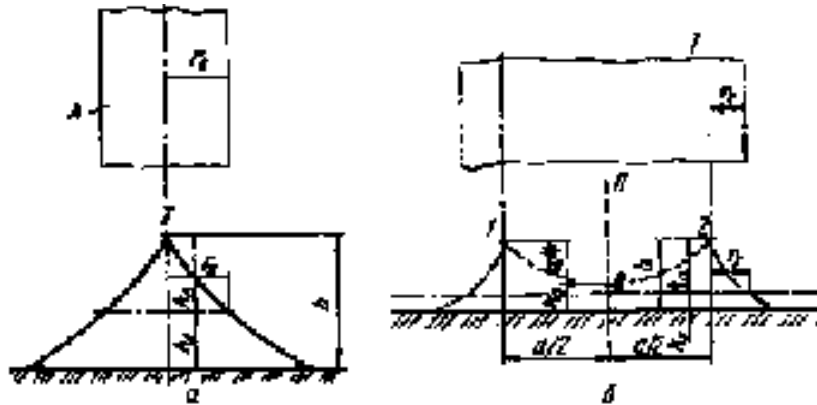


Рисунок 17.6 – Зони захисту одиничного (а) і двотросового (б) блискавковідводів висотою до 30 м:

A – горизонтальний переріз зони захисту на рівні h_x ; T – трос;

I – горизонтальний переріз на рівні; II – вертикальний переріз зони захисту

Побудову зони захисту двох паралельних тросових блискавковідводів висотою до 30 м зображено на рис. 14.6 б. Зовнішні ділянки зон захисту визначають як для одиничного тросового блискавковідводу. Вертикальний переріз зони захисту між двома тросовими блискавковідводами обмежується дугою кола, що проходить через блискавковідводи і середню точку між блискавковідводами O , що перебуває на висоті

$$h_0 = h - a / K_z. \quad (17.7)$$

Значення K_z залежить від прийнятої ймовірності прориву блискавки в зону захисту. Для зони з імовірністю прориву не більш 10^{-2} $K_z = 5$, для зони з імовірністю прориву не більш 10^{-3} $K_z = 3$.

Для захисту об'єкта між двома тросами необхідно дотриматися умови $h_a = h - h_x \geq a / K_z$, що визначає перевищення блискавковідводу над об'єктом, що захищається.

Кількість ударів блискавки на рік у протяжний об'єкт, у тому числі тросовий блискавковідвід висотою h і довжиною l , становить

$$N = 2nTlR \cdot 10^{-6}, \quad (17.8)$$

де $R = 3,5h$.

17.4 Захист від наведених перенапруг

Наведені перенапруги виникають внаслідок електростатичної і електромагнітної індукції, в основному у проводах ліній електропередачі при ударі блискавки у близько розміщені об'єкти. Вони є значно частішими, ніж прямі удари блискавки. Перенапруги при цьому менші, але все-таки досягають десятків і сотень тисяч вольт. Їх впливу зазнають практично всі об'єкти, електрично сполучені у даній установці.

Якість ізоляції електрообладнання характеризується **вольт-секундними характеристиками** 1 (рис. 17.7). Це залежності пробивної напруги від часу. По осі абсцис відкладають час у мікросекундах, а по осі ординат – амплітуду імпульсу або хвилі перенапруги у кіловольтах або тисячах кіловольт, при якому відбувається руйнування – пробій ізоляції об'єкта. Такі характеристики будують у лабораторіях, де імпульси, аналогічні імпульсам блискавки, одержують від спеціальних генераторів імпульсів напруги.



Рисунок 17.7 – Вольт-секундні характеристики:

1 – об'єкта, що захищається; 2 – розрядника

Імпульси мають форму, показану на рис. 17.1. Оскільки тривалість імпульсу блискавки вимірюють у мікросекундах, для визначення часу пробою використовують безінерційні прилади – катодні осцилографи.

Випробувальна напруга зовнішньої ізоляції, тобто пристроїв, що працюють на відкритому повітрі, набагато перевищує номінальну, але, звичайно, значно нижче напруги блискавки. Так, наприклад, ізоляція понижувального

трансформатора з напругою 10 кВ повинна витримувати повну хвилю напруги з амплітудою 75 кВ, а зрізана хвиля, при якій відбувається пробій ізоляції, повинна бути не меншою 90 кВ.

Від наведених перенапруг установки захищають за допомогою грозозахисних апаратів – **розрядників**. Розрядник складається з повітряних іскрових проміжків (рис. 17.8), включених на кожну фазу й з'єднаних із землею безпосередньо або через додатковий, робочий опір R .

Іскрові проміжки підбирають так, що вольт-секундна характеристика розрядника 2 (рис. 17.7) проходить нижче вольт-секундної характеристики об'єкта, що захищається.

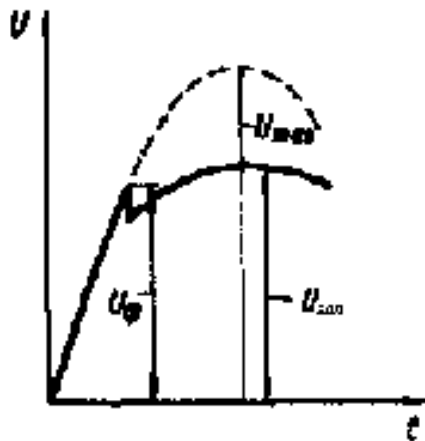


Рисунок 17.8 – Крива напруги при спрацьовуванні розрядника (пунктиром показана крива напруги за відсутності розрядника)

Внаслідок цього пробій іскрового проміжку й розряд імпульсу в землю відбуваються раніше досягнення амплітуди імпульсу, тобто при значенні напруги, меншому, чому пробивна напруга об'єкта, що захищається. На рис. 17.8 показана крива напруги при спрацьовуванні розрядника. Як видно, напруга імпульсу не досягає свого амплітудного значення, і, отже, якщо розрядник підібраний правильно, те об'єкт, що захищається, не буде пошкоджений.

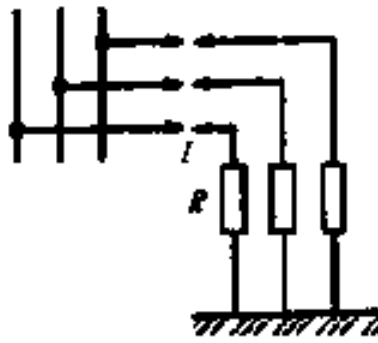


Рисунок 17.9 – Принципова схема грозозахисного апарата:

I – іскровий проміжок; R – активний опір

Крім того, розрядник повинен погасити електричну дугу, що виникла в іскрових проміжках, яка з'являється під впливом робочої напруги установки. Справа в тому, що хвиля перенапруги як правило рухається по всіх трьох фазних проводах і йде в землю через усі три іскрові проміжки. Повітря проміжків за цей час іонізується, стає провідним, і вже через них починає йти струм КЗ від робочої напруги, що утворює електричну дугу. Якщо дуга не буде вчасно погашена, то спрацює релейний захист і установка відключиться, що вкрай небажане.

До найпростіших грозозахисних апаратів відносять так званий **роговий розрядник**, або **основний повітряний іскровий проміжок**.

Він виконаний із трьох пар стержнів із круглої сталі діаметром 10–12 мм, вигнутих у вигляді рогів (рис. 17.10).

На кожній фазі один електрод приєднаний до проводів лінії, а інший – до заземленої сталевий траверси або заземлювального спуску, якщо опора дерев'яна. Супровідний струм, що утворюється після проходження імпульсу КЗ, викликає між рогами проміжку електричну дугу. Під впливом електродинамічних сил і теплових потоків повітря вона рухається вгору, розтягується і згасає, якщо сила струму КЗ не перевищує 300 А.

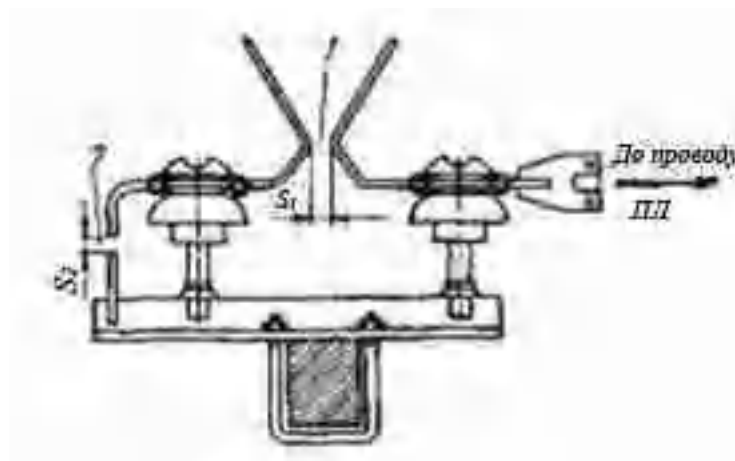


Рисунок 17.10 – Схема основного іскрового проміжку:

Поряд з основним іскровим проміжком 1, що забезпечують необхідну вольт-секундну характеристику розрядника, на кожній фазі передбачений другий проміжок 2, значно менший основного. При цьому виключається замикання на землю лінії при перекритті основного проміжку, наприклад птахами.

Характеристики основних іскрових проміжків на різні напруги наведено у табл. 17.1.

Таблиця 17.1 – Розрядні відстані і розрядні напруги іскрових проміжків залежно від номінальної напруги мережі

Номінальна напруга мережі, кВ	Розрядна відстань, мм			Розрядні напруги, кВ		
	S_1		S_2	діюче значення при 50 Гц	імпульсне при полярності	
	при застосуванні грозозахисних апаратів на підстанції	за відсутності інших грозозахисних апаратів	у всіх випадках		позитивної	негативної
6	40	20	10	34	51	53
10	60	30	15	45	66	68
20	140	80	20	70	121	134
35	250	140	30	105	195	220

Основні іскрові проміжки застосовують у сільських електричних мережах напругою 6– 35 кВ при малих струмах КЗ, які вони здатні погасити. При відсутності більш досконалих розрядників їх використовують і при більших

струмах КЗ, тому що практично всі сільські мережі укомплектовані обладнаннями автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) і, отже, забезпечать відновлення електропостачання протягом 1–2 с. При силі струмів КЗ менше 200 А трубчасті розрядники не можуть погасити дугу і у цьому випадку рівноцінні основним іскровим проміжкам.

Досконаліші грозозахисні апарати – **трубчасті розрядники**. На кожну фазу лінії встановлюють один розрядник (рис. 17.11), що являє собою трубку 2 з матеріалу, що активно виділяє газ при впливі на нього електричної дуги. У трубці поміщені електроди 3: один у вигляді металевого стержня, інший – шайби. Відстань між ними утворює іскровий проміжок довжиною $l_{\text{ен}}$. Його встановлюють при виготовленні розрядника залежно від напруги мережі.

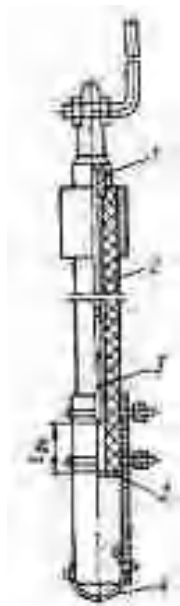


Рисунок 17.11 – Схема трубчастого розрядника:

1 – металевий ковпачок; 2 – трубка з газогенеруючого діелектрика;

3 – електрод; 4 – металевий ковпачок з вихлопним отвором;

$l_{\text{ен}}$ – довжина іскрового проміжку

Нижній кінець трубки відкритий. У ньому міститься вигнута металева пластинка. Вона вигинається газами, вказуючи на спрацювання розрядника.

Розрядник приєднаний верхнім кінцем через іскровий проміжок до фазного проводу лінії, а нижній електрод – до заземлення. Розмір іскрового проміжку

визначають із табл. 17.2. Він необхідний для того, щоб трубка розрядника не перебувала постійно під напругою лінії і не руйнувалася струмами витоку.

Таблиця 17.2 – Розміри зовнішніх іскрових проміжків, мм, залежно від напруги мережі

Номінальна напруга мережі, кВ	На підстанціях, де застосовані і інші грозозахисні апарати	На підстанціях, де немає інших грозозахисних апаратів	Номінальна напруга мережі, кВ	На підстанціях, де застосовані і інші грозозахисні апарати	На підстанціях, де немає інших грозозахисних апаратів
6	15	10	20	80	40
10	20	15	35	120	60

Хвиля перенапруги перекриває зовнішній і внутрішній проміжки і йде у землю. Супровідний струм короткого замикання створює усередині трубки електричну дугу. Вона впливає при високій температурі на газогенеруючий матеріал трубки і викликає у ній бурхливе виділення газів. У трубці створюється високий тиск до 7 Па, який видуває іонізовані гази і гасить дугу, що нагадує постріл. Дуга гаситься за один-три періоди струму частотою 50 Гц.

Трубку виготовляють із фібри або, що більш зручно, з вініпласту. У першому випадку фіброва трубка поміщається у бакелітову. При використанні вініпластової трубки захисту не потрібно.

У маркуванні трубчастих розрядників вказують робочу напругу мережі, у якій їх установлюють, верхню і нижню межу струмів КЗ у місці встановлення, при яких вони можуть спрацювати.

Якщо струм КЗ у місці встановлення перевищить верхню межу, то тиск у трубці розрядника стане неприпустимо великим і трубку розірве, а дуга буде продовжувати горіти. При струмі, меншому допустимого, навпаки, тиск у трубці буде недостатнім, дуга не згасне та спалить розрядник.

У сільських мережах стандартні розрядники як правило потрібно перевіряти лише на відповідність нижньої межі супровідного струму КЗ. Після багаторазових спрацювань при збільшенні діаметра трубки розрядника на 20–

25 % далі його використовувати не можна через зниження тиску газів під час утворення дуги.

Монтують трубчасті розрядники відкритим кінцем вниз під кутом до горизонту $15\text{--}20^\circ$, щоб волога не проникала у трубку. Їх вихлопні зони не повинні перетинатися, щоб уникнути перекриття між фазами.

Найбільш досконалі **вентильні розрядники**. У герметичний порцеляновий корпус поміщають один або кілька одиничних іскрових проміжків і дискових робочих опорів, кількість яких збільшують із підвищенням номінальної напруги мережі.

Одиничний іскровий проміжок утворюється між двома латунними електродами діаметром 5 і 7,5 см, розділеними кільцем зі слюди-міканіту товщиною 0,5–1,0 мм. Внутрішня частина кільця утворює повітряний іскровий проміжок. За наявності міканіту – матеріалу з високою діелектричною проникністю – у зоні його контакту з латунню утворюється висока концентрація силових ліній електричного поля. Імпульсна перенапряга викликає світіння, що активізує міжелектродний простір. Цим забезпечується його пробій при похилій вольт-секундній характеристиці. Супровідний струм частотою 50 Гц гаситься іскровим проміжком при першому проходженні струмом нульового значення, тобто за час до 0,01 с. При цьому сила струму через проміжок обмежується робочим опором до значення 100 А.

Робочий опір розрядника виконують із віліту. Тому вентильні розрядники часто називають також **вілітовими**. Цей матеріал складається із зерен електротехнічного карборунду, скріплених рідким склом у диски діаметром 10–13 см і товщиною 2 см. Вілітові диски утворюють активні опори з великим ступенем нелінійності, тобто з підвищенням прикладеної напруги їх опір різко зменшується. Отже, при дії імпульсу перенапруги опір невеликий і спадання напруги на ньому незначне. Для робочої напруги мережі після проходження імпульсу опір зростає, обмежуючи супровідний струм короткого замикання значенням до 100 А. Цей струм легко розривається іскровим проміжком. Дуга гаситься без звукового та світлового ефектів. Об'єкт, що захищається, залишається неушкодженим.

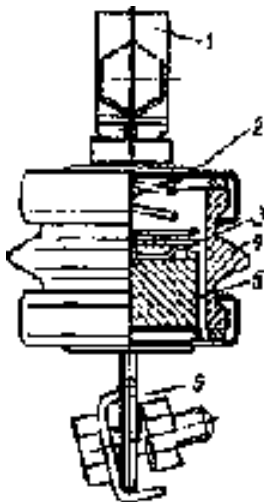


Рисунок 17.12 – Схема вентильного розрядника
для мереж напругою 0,38 кВ:

1 і 6 – затискачі; 2 – пружина; 3 – іскровий проміжок;
4 – порцеляновий корпус; 5 – вілітовий диск

Вентильний розрядник для мереж напругою 0,38 кВ складається з одного іскрового проміжку 3 (рис. 17.12) і одного вілітового диска 5, поміщених у порцеляновий корпус 4 і стиснутих для кращого контакту спіральною пружиною 2. Затискачем 1 розрядник приєднується до фазового проводу мережі, а затиском 6 – до заземлення.

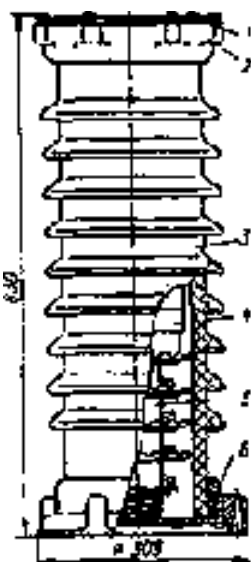


Рисунок 17.13 – Схема полегшеного вентильного розрядника
РВО-35 для сільських мереж:

1 – верхня кромка; 2 і 6 – верхній і нижній фланці; 3 – порцеляновий корпус;
4 – блок робочих опорів – вілітових дисків; 5 – блок іскрових проміжків

На рис 17.13 показаний вентильний розрядник для сільських мереж.

Вентильні розрядники у мережах напругою 0,38 кВ підвісного типу підвішують на фазних проводах або закріплюють на вводах. Розрядники на напругу 10 кВ закріплюють на конструкціях хомутами або розміщують на полках, у мережах напругою 20–35 кВ встановлюють вертикально на спеціальних конструкціях і приєднують до шин верхнім болтом. Розрядники на напругу 10 кВ можна приєднувати верхнім або нижнім болтом до шин.

Опір заземлюючого обладнання розрядників усіх типів повинен бути не більше 10 Ом при питомому опорі ґрунту $\rho \leq 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, 15 Ом при $\rho = 100 - 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ і 20 Ом при $\rho = 500 - 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. На електричних станціях і підстанціях грозозахисне заземлення як правило поєднують із робочим і захисним. Активний опір заземлення для грозозахисту, називається **імпульсним**.

18 СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ І ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

План

18.1 Загальні відомості

18.2 Складання розрахункових схем

18.3 Визначення струмів короткого замикання у сільських мережах напругою вище 1 кВ

18.4 Визначення струмів короткого замикання у сільських мережах напругою 380 В

18.1 Загальні відомості

Трифазні електричні мережі можуть працювати з **ізолюваною і заземленою нейтраллю**. Режим нейтралі залежить від значення її номінальної напруги. У мережах напругою 380 В поряд із трьома фазними проводами прокладають четвертий, нульовий провід, який заземлюють на початку і наприкінці лінії, а також у проміжних точках. Отже, на напругу 380 В споруджують мережі із глухозаземленою нейтраллю (рис. 18.1 а).

У мережах напругою 6, 10, 20 і 35 кВ, навпаки, нейтраль ізолювана від землі, лінії мають лише три фазні проводи. Тільки в окремих випадках нейтраль мережі з'єднують із землею, але через значний індуктивний опір. Отже, для цих напруг споруджують мережі з ізолюваною нейтраллю (рис. 18.1 б).

У мережах напругою 110 кВ і вище прокладають тільки три фазні проводи, нейтраль частини трансформаторів заземлюють. Одержують мережі із глухозаземленою нейтраллю (рис. 18.1 в).

Одна з основних причин порушення нормальної роботи електричних установок – короткі замикання у них.

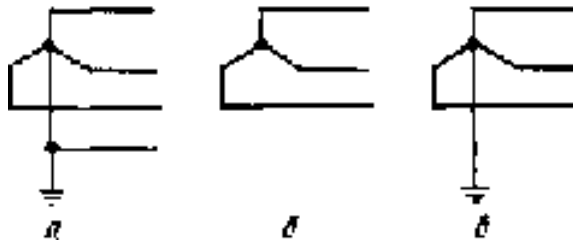


Рисунок 18.1 – Схеми режиму нейтралі сільських електричних мереж:

а–в – варіанти

Коротким замиканням (КЗ) називають будь-яке не передбачене нормальними умовами роботи замикання між фазами, а в системах із заземленою нейтраллю (або чотирьохпровідних) – також замикання однієї або декількох фаз на землю (або на нульовий провід).

У системах з ізолюваною нейтраллю замикання на землю однієї з фаз не є коротким замиканням.

Однак одночасне замикання на землю двох різних фаз і у системах з ізолюваною нейтраллю є двофазним КЗ через землю.

У результаті КЗ різко підвищується сила струму у мережі.

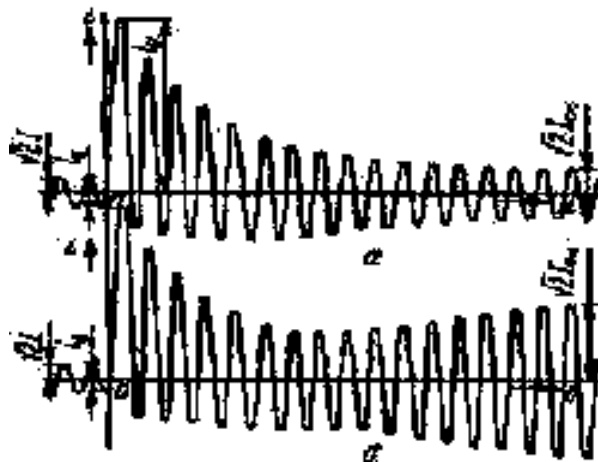


Рисунок 18.2 – Осцилограма струму КЗ: а – без АРЗ; б – з АРЗ

На рис. 18.2 а наведена осцилограма струму КЗ при замиканні близько від електростанції з генераторами, що не мають автоматичних регуляторів збудження (АРЗ). На лінії до КЗ було навантаження зі струмом I . КЗ відбулося,

коли миттєве значення струму навантаження складало i_0 . Протягом першого напівперіоду струм КЗ виріс до найбільшого миттєвого значення i_y , яке називають **ударним струмом**. У наступні періоди струм КЗ поступово зменшується до свого встановленого значення I_∞ .

Якщо коротке замикання відбулося недалеко від генератора, що має АРЗ (рис. 18.2 б), то процес протікає трохи інакше. Під час КЗ напруга генератора зменшується, і через деякий час, зумовлений запізненням системи, вступає у дію АРЗ. При цьому підвищується напруга генератора, отже, і значення струму КЗ, що встановився.

До **симетричного КЗ** належить трифазне КЗ. Опір усіх трьох фаз до точки КЗ однаковий. До **несиметричних КЗ** відносять двофазне, двофазне на землю і однофазне. Останнє може виникати тільки у системах із заземленої нейтраллю. У мережах із заземленою нейтраллю найбільша кількість, близько 65 %, становлять однофазні КЗ, 20 % – двофазні на землю, 10 % – двофазні і лише 5 % – трифазні. У повітряних мережах з ізольованою нейтраллю більше 2/3 КЗ припадає на двофазні, а інші – на трифазні. Однак внаслідок того, що найпростіше досліджувати трифазні КЗ, а також тому, що від них легко перейти до несиметричних КЗ інших видів, у першу чергу, розглядають трифазні КЗ.

Причини КЗ в електричних системах досить різноманітні. У першу чергу, це порушення їх ізоляції внаслідок атмосферних, а в мережах дуже високих напруг, і комутаційних перенапруг. Ізоляція може бути порушена також внаслідок її старіння, механічних ушкоджень, пошкодження тваринами або птахами. Помилки дій обслуговуючого персоналу – одна із причин КЗ. Чим краще організована експлуатація електроустановки, тим рідше відбуваються КЗ. Однак повністю їх виключати не можна. Саме тому потрібно вживати заходів для того, щоб вони не спричиняли пошкоджень устаткування і тривалих порушень роботи.

При КЗ внаслідок збільшених струмів може підвищитися температура струмопровідних частин і відбутися ушкодження провідників та ізоляції. Електродинамічні зусилля, що розвиваються при цьому, можуть зруйнувати електроустаткування. Зниження напруги внаслідок КЗ за певної його тривалості

призводить до зупинки – «перекидання» електродвигунів. У магістральних мережах КЗ можуть порушити стійкість електричної системи, що відносять до найбільш серйозної аварії, яка також може тривало усуватися.

Отже, для того щоб звести до мінімуму негативні наслідки від КЗ, потрібно вміти визначати значення виникаючих при цьому струмів, тобто розраховувати струми КЗ.

Очевидно, що для оцінки теплового і електродинамічного впливу струму КЗ на апаратуру, а також для того, щоб визначити ступінь зниження напруги, потрібно знати максимально можливі струми КЗ у даній точці системи. Однак для розрахунків дії релейного захисту і забезпечення успішної роботи системи у найбільш складних умовах виявляється необхідним знаходити також **мінімальні струми КЗ**.

Для визначення **максимальних струмів КЗ** задаються такими основними припущеннями:

- усі джерела живлення ввімкнені і працюють із номінальним навантаженням;
- усі синхронні генератори електростанцій мають АРЗ і форсування збудження;
- розрахункова напруга кожного ступеня мережі на 5 % перевищує номінальну;
- відсутнє насичення магнітних систем;
- у всіх елементів системи враховують тільки індуктивний опір. Активний опір необхідно враховувати, якщо його значення перевищує 0,33 індуктивного. Тому його враховують лише для проводів малих перерізів електричних ліній і особливо для сталевих проводів;
- струмами намагнічування трансформаторів нехтують, тобто схему їх заміщення визначають як один індуктивний опір;
- опір у місці КЗ визначають таким, що дорівнює нулю;
- під час КЗ поблизу електростанцій частота обертання генераторів залишається сталою.

18.2 Складання розрахункових схем

Для розрахунків струму КЗ будь-яку схему електричної мережі необхідно звести до найпростішого вигляду, зображеного на рис. 18.3. Тоді струм КЗ

$$I_K = \frac{E_e}{\sqrt{3}Z_e},$$

де E_e і Z_e – відповідно еквівалентні значення ЕРС і опорів.

Для нескладних схем опори, що входять до них, можуть виражатися в **іменованих одиницях**. Нехай на рис. 18.4 а, зображена схема ланцюга КЗ, що складається з генератора, двох трансформаторів і двох ділянок лінії.

Кожен з елементів, що входять до ланцюга, може бути виражений власним опором Z (рис. 18.4 б). Для того щоб знайти еквівалентний опір схеми, потрібно звести всі опори до однієї напруги, яку називають **базисною**. Як базисну U_ϕ задають номінальну напругу одного зі щаблів, помножену на 1,05 (наприклад, 6,3; 10,5; 21; 37 тощо).

Наведені значення можуть бути розраховані за формулами:

$$\dot{E} = E \frac{U_\phi}{U_n}; \quad (18.1)$$

$$\dot{I} = I \frac{U_\phi}{U_n}; \quad (18.2)$$

$$\dot{Z} = \frac{\dot{E}}{\sqrt{3}\dot{I}} = \frac{U_\phi}{U_n} \frac{U_\phi}{U_n} \frac{E}{\sqrt{3}I} = Z \left(\frac{U_\phi}{U_n} \right)^2. \quad (18.3)$$

У цих формулах U_ϕ – номінальна напруга даного ступеня, помножена на 1,05.

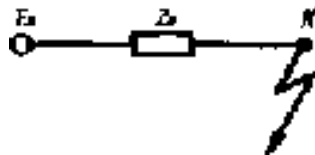


Рисунок 18.3 – Схема для визначення струму КЗ,
зведена до найпростішого вигляду

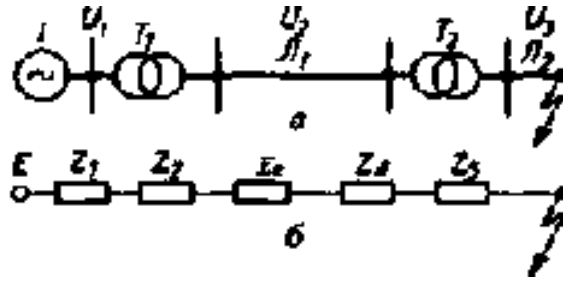


Рисунок 18.4 – Схема ланцюга КЗ (а) і її схема заміщення (б)

Еквівалентний зведений опір схеми (рис. 18.4 б)

$$\dot{Z}_e = \dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4 + \dot{Z}_5^*.$$

Перетворювати складні схеми за допомогою іменованих одиниць незручно. У цьому випадку величини виражають у **відносних одиницях**. Як основну базисну одиницю задають базисну потужність S_ϕ , значення якої обирають довільно. За іншу базисну одиницю обирають напругу U_ϕ . Як правило для кожного ступеня задають як базисну її номінальну напругу, помножену на 1,05, і, отже, у системі мають стільки базисних напруг, скільки ступенів напруг.

Базисна потужність

$$S_\phi = \sqrt{3}U_\phi I_\phi. \quad (18.4)$$

Базисний струм

$$I_\phi = S_\phi / (\sqrt{3}U_\phi). \quad (18.5)$$

Базисний опір

$$Z_\phi = U_\phi / (\sqrt{3}I_\phi) = U_\phi^2 / (\sqrt{3}U_\phi I_\phi) = U_\phi^2 / S_\phi. \quad (18.6)$$

Значення відносних величин, зведених до базисних умов, визначають за такими рівняннями:

$$E_{*(\phi)} = E / E_\phi; \quad (18.7)$$

$$U_{*(\phi)} = U / U_\phi; \quad (18.8)$$

$$I_{*(\phi)} = I / I_\phi; \quad (18.9)$$

$$S_{*(\phi)} = \frac{S}{S_\phi} = \frac{\sqrt{3}UI}{\sqrt{3}U_\phi I_\phi} = U_{*(\phi)} I_{*(\phi)}; \quad (18.10)$$

$$Z_{*(\delta)} = \frac{Z}{Z_{\delta}} = \frac{\sqrt{3}I_{\delta}}{U_{\delta}} Z = \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} Z = \frac{\sqrt{3}I_{\delta}}{U_{\delta}} \frac{U}{\sqrt{3}I} = \frac{U_{*(\delta)}}{I_{*(\delta)}}. \quad (18.11)$$

Для електричних машин і апаратів опір часто вказують у паспорті у відносних одиницях до їх номінальної потужності:

$$Z_{*(H)} = \frac{Z}{Z_H} = \frac{\sqrt{3}I_H}{U_H} Z = \frac{S_H}{U_H^2} Z, \quad (18.12)$$

звідки

$$Z = Z_{*(H)} \frac{U_H}{\sqrt{3}I_H} = Z_{*(H)} \frac{U_H^2}{S_H}.$$

Тоді опір у відносних одиницях, зведений до базисної потужності,

$$Z_{*(\delta)} = \frac{Z}{Z_{\delta}} = Z_{*(H)} \frac{I_{\delta} U_H}{I_H U_{\delta}} = Z_{*(H)} \frac{S_{\delta}}{S_H} \left(\frac{U_H}{U_{\delta}} \right)^2 \quad (18.13)$$

Для перетворення вихідних схем та зведення їх до найпростішої (рис. 18.3) використовують загальновідомі методи, які розглянуті у дисципліні «Теоретичні основи електротехніки».

Якщо розглядати умову, що всі джерела живлення мають однакові ЕРС, тобто $E_1 = E_2 = E_3$ (рис. 18.5), тоді еквівалентна ЕРС $E_e = E_1 = E_2 = E_3$. У загальному випадку $E_1 \neq E_2 \neq E_3$, тоді визначити значення E_e можна так. На рис.

18.5 еквівалентна провідність

$$\frac{1}{Z_e} = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} = Y_e = Y_1 + Y_2 + Y_3,$$

а еквівалентний струм

$$I_e = I_1 + I_2 + I_3,$$

звідки

$$\frac{E_e - U_A}{Z_e} = \frac{E_1 - U_A}{Z_1} + \frac{E_2 - U_A}{Z_2} + \frac{E_3 - U_A}{Z_3},$$

або, перетворюючи, отримаємо

$$E_e \frac{1}{Z_e} = U_A \left(\frac{1}{Z_e} - \frac{1}{Z_1} - \frac{1}{Z_2} - \frac{1}{Z_3} \right) + E_1 \frac{1}{Z_1} + E_2 \frac{1}{Z_2} + E_3 \frac{1}{Z_3}.$$

Значення величини у дужках дорівнює нулю, тоді еквівалентна ЕРС

$$E_e = \frac{E_1 \frac{1}{Z_1} + E_2 \frac{1}{Z_2} + E_3 \frac{1}{Z_3}}{\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3}} = \frac{E_1 Y_1 + E_2 Y_2 + E_3 Y_3}{Y_e}. \quad (18.14)$$

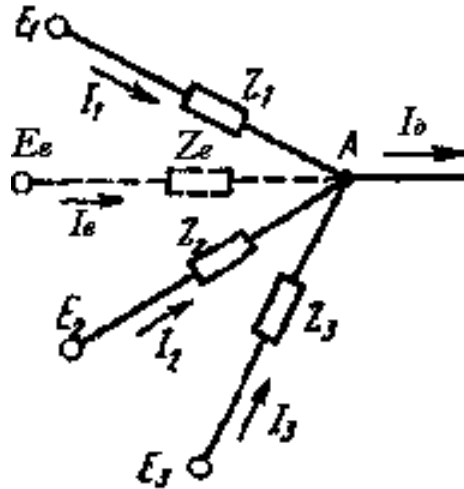


Рисунок 18.5 – Схема визначення еквівалентної ЕРС

У ланцюзі КЗ крім генераторів можуть бути елементи тільки трьох видів: трансформатори, проводи повітряних або кабельних ліній і реактори.



Рисунок 18.6 – Схема заміщення двохобмоткового трансформатора

Опір трансформатора (рис. 18.6) у відносних одиницях, зведений до базисної потужності, за рівнянням:

$$Z_{*(\delta)} = x_{*(n)} \frac{S_{\delta}}{S_n} \left(\frac{U_n}{U_{\delta}} \right)^2, \quad (18.15)$$

де $x_{*(n)}$ – індуктивний опір трансформатору

$$x_{*(n)} \approx Z_{*(n)} = \frac{u_{\kappa} \%}{100}, \quad (18.16)$$

де $u_{\kappa} \%$ – напруга КЗ трансформатора, %;

$Z_{*(n)}$ – загальний опір трансформатора у відносних одиницях відносно до його номінальної потужності.

Опір трансформатора у відносних одиницях, зведений до базисної потужності,

$$x_{*(\delta)} = x_{*(n)} \frac{S_{\delta}}{S_n} \left(\frac{U_n}{U_{\delta}} \right)^2. \quad (18.17)$$

Індуктивні опори на 1 км довжини x_0 проводів повітряних ліній і кабелів мало залежать від їх перерізу і для повітряних ліній для напруги 0,38 кВ можуть бути взяті такими, що дорівнюють 0,35 Ом/км, для 6–220 кВ – 0,4 Ом/км. Відповідно для кабелів при напругах 6–10 кВ вони становлять 0,08 Ом/км і для 35 кВ – 0,12 Ом/км. Їх активні опори r_0 можна визначати залежно від перерізу і матеріалу проводу.

Загальний опір повітряної лінії або кабелю у відносних одиницях, зведений до базисної потужності

$$Z_{*(\delta)} = Z_0 l \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (18.18)$$

де l – довжина проводу.

Реакторами називають котушки без сталевієї серцевини, які включають послідовно в електричну мережу для зменшення струму КЗ. Їх опір в основному індуктивний. Активною складовою струму КЗ нехтують. Значення опору реактора як правило подають у відносних одиницях (або у відсотках) до його номінальної потужності або номінального струму. Така сама величина у відносних одиницях, зведена до базисної потужності, складе

$$x_{*(\delta)} = x_{*(n)} \frac{S_{\delta}}{S_n} \left(\frac{U_n}{U_{\delta}} \right)^2 = x_{*(n)} \frac{I_{\delta}}{I_n} \frac{U_n}{U_{\delta}}. \quad (18.19)$$

18.3 Визначення струмів короткого замикання у сільських мережах напругою більше 1 кВ

Якщо сільська мережа високої напруги живиться від сільської електростанції, то сила струму КЗ у ній може бути визначена за розрахунковими

кривими для гідроелектростанцій, причому необхідно враховувати активний опір проводів ліній і, отже, знаходити модульні значення загального опору у ланцюзі КЗ $Z_{*\Sigma(n)}$.

Однак майже всі сільські мережі живляться від потужних енергосистем загальнодержавного значення. У цих випадках опір від генераторів електростанцій до точки КЗ у відносних одиницях у багато разів більший. Тому розрахунковими кривими як методом визначення струму КЗ, що широко застосовується для розрахунків КЗ, що відбулися недалеко від електростанції (генератора), тут не користуються, а визначають значення струму КЗ за законом Ома.

Якщо струм КЗ у точці приєднання до енергосистеми невідомий, то, знаючи тип вимикача, встановленого у цьому місці, можна дізнатися за каталогом його гранично допустиму потужність відключення і взяти її з деяким запасом як потужність КЗ у місці приєднання.

У мережах, приєднаних до енергосистеми, струм КЗ значно залежить від опору проводів повітряних ліній.

Для проводів з кольорових металів необхідно враховувати їх активний опір залежно від перерізу, а потім визначати модульне значення загального опору. У сільських повітряних лініях напругою вище 1 кВ застосовують сталеві багатодротові проводи ПС25. У раніше побудованих лініях можна зустріти багатодротові сталеві проводи ПС35 і більших перерізів.

Активні і внутрішні індуктивні опори сталевих проводів залежать від сили струму, що протікає по них.

Якщо ми маємо найпростішу схему, коли лінія, виконана сталевими проводами, живиться від шин з незмінною напругою $U = \text{const}$, то можна точно визначити струм КЗ можна методом послідовного наближення (ітерації). Задаємося значенням струму КЗ $I_{\kappa 1}$ і за кривими, наприклад, рис. 18.7 знайдемо внутрішній індуктивний x_{01}'' та активний r_{01} опір 1 км лінії. Зовнішній індуктивний опір x_0' можна взяти таким, що дорівнює $x_0' = 0,4 \text{ Ом} / \text{км}$, і вважати його таким, що не залежить від струму і перерізу проводів. Тоді загальний індуктивний опір $x_{01} = x_0' + x_{01}''$, а струм КЗ

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{U}{\sqrt{3}l\sqrt{r_{01}^2 + x_{01}^2}} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_{\Sigma 1}}. \quad (18.20)$$

Для цього струму знаходимо r_{02} і x_{02} , визначаємо $I_{\text{КЗ}}$ доти, поки вихідне значення струму КЗ і отримане за рівнянням (18.20) не співпадуть.

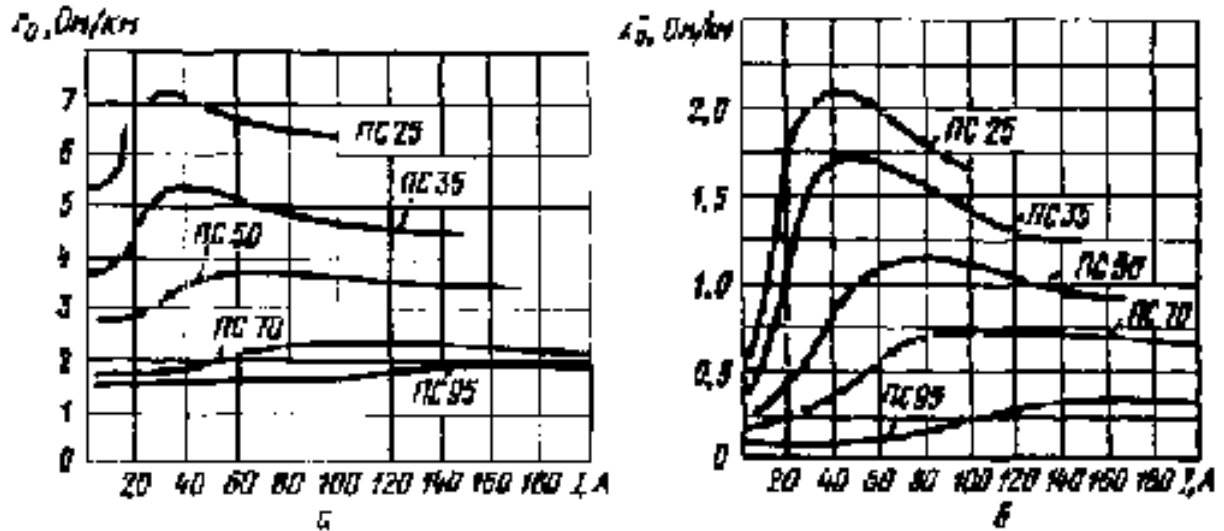


Рисунок 18.7 – Залежності активного (а) і внутрішнього індуктивного (б) сталевих багатожильних проводів від сили струму, що протікає у них

Розрахунки можна виконати графоаналітичним способом. Для цього задаються різними значеннями струму I , визначають для них Z_{Σ} і будують криву залежності $\sqrt{3}IZ_{\Sigma} = f(I)$ (рис. 18.8). На перетині кривої з ординатою, що відповідає номінальній напрузі мережі, знаходять значення струму КЗ $I_{\text{КЗ}}$.

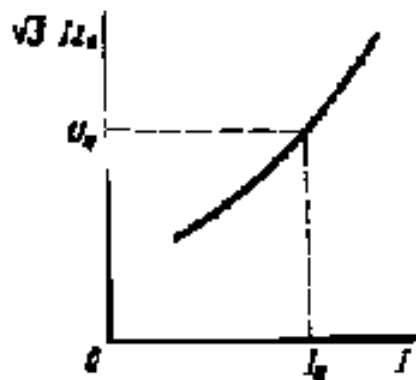


Рисунок 18.8 – Графік для визначення струму КЗ на лінії зі сталевими проводами

Якщо цікавить максимально можливе значення струму КЗ у лінії зі сталевими проводами, то можна приблизно задатися значеннями їх опорів при робочому струмі. Якщо потрібно визначити мінімально можливий струм КЗ, тоді, навпаки, необхідно взяти найбільше значення опорів з кривих рис. 18.7.

Для наближених розрахунків, коли опір сталевих проводів складає незначну частину загального опору мережі, допускається використовувати довідкові дані, наприклад, табл. 18.1.

Таблиця 18.1 – Середні значення активного і внутрішнього опорів 1 км сталевих проводів

Провід	Середні значення активного і внутрішнього індуктивного опорів сталевих проводів, Ом/км		Провід	Середні значення активного і внутрішнього індуктивного опорів сталевих проводів, Ом/км	
	r_0	x_0''		r_0	x_0''
ПСО4	13,0	5,6	ПС35	4,5	1,2
ПСО5	11,0	5,6	ПС50	3,4	0,8
Ж6	9,0	4,6	ПС70	2,1	0,5
ПС25	6,2	1,4	ПС95	1,7	0,2

Як вказувалося раніше, до внутрішнього індуктивного опору x_0'' потрібно додати зовнішній індуктивний опір проводів x_0' , який можна взяти таким, що дорівнює $x_0' = 0,4 \text{ Ом} / \text{км}$.

19 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

План

19.1 Призначення і загальна характеристика релейного захисту та автоматизації

19.2 Основні вимоги до обладнання релейного захисту і автоматики

19.3 Основні принципи релейного захисту

19.4 Максимальний струмовий захист

19.5 Захист генераторів

19.6 Захист трансформаторів

19.1 Призначення і загальна характеристика релейного захисту та автоматизації

Розміщення елементів електропостачальної системи на великій території, можливість їх пошкоджень, що викликають появу ненормальних і аварійних режимів, швидкоплинність режимів у нормальних і аварійних умовах, призводять до того, що керування системою, її надійне та економічне функціонування можливі лише за умови суцільної автоматизації.

Обладнання автоматики, що застосовується в електроенергетичних системах, у тому числі у системах сільського електропостачання, можна розділити на три групи:

– **пристрої автоматичного керування**, що забезпечує керування електроустаткуванням електричних станцій і мереж у всіх режимах роботи. До нього належить обладнання автоматичного пуску і зупинки агрегатів станцій і увімкнення генераторів на паралельну роботу із системою (автоматичні синхронізатори, автомати гасіння поля (АГП) і форсування збудження (АФЗ), обладнання релейного захисту, автоматичного повторного включення (АПВ), автоматичного включення резерву (АВР), автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і розвантаження за напругою, автоматику розподілу (АП) мережі тощо;

– **пристрої автоматичного регулювання**, що забезпечує підтримання на заданому рівні певних параметрів режимів системи. До нього відносять, у першу чергу, обладнання для підтримання значень напруги і частоти, автоматичного регулювання збудження синхронних генераторів (АРЗ) і регулювання їх швидкості (АРШ), автоматичного регулювання коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів за навантаженням (РЗН) тощо;

– **пристрої технологічної автоматизації**, що забезпечує підтримання на заданому рівні окремих параметрів електроустановки і контроль над станом електроустаткування. До нього відносять обладнання керування освітленням, охолодженням силових трансформаторів, обігрівом шаф розподільчих пристроїв тощо.

Пристрої технологічної автоматизації не впливає на режими роботи енергосистеми. Натомість, пристрої автоматики, що належать до перших двох груп, впливають на режим роботи всієї системи або її частини, і тому їх називають **пристроями системної автоматики**. Вони забезпечують у сукупності економічність нормальних режимів роботи системи, поліпшення якості електроенергії, запобігають руйнуванню електроустаткування і виникненню аварій у системі а, отже, підвищують надійність електропостачання споживачів.

У системах сільського електропостачання широко застосовують комплексну автоматизацію, під якою розуміють оснащення мереж пристроями захисту від різних пошкоджень і ненормальних режимів, пристроями АПВ ліній, місцевими (на підстанціях) і мережевими АВР, пристроями виокремлення ушкодженої ділянки секційних ліній і автоматичного поділу мережі, засобами телесигналізації і телекерування (ТС і ТК), стаціонарними і пересувними пристроями для визначення місць пошкоджень (ВМП).

Особливе значення серед пристроїв автоматики мають пристрої релейного захисту від аварійних (КЗ) і ненормальних (перевантажень, однофазних замикань на землю, розривів фаз тощо) режимів у системах електропостачання. Основне призначення релейного захисту полягає у встановленні факту виникнення аварійного режиму, визначенні місця ушкодження і за можливості

швидкої видачі команди на відключення вимикачами ушкодженого елемента або ділянки мережі. Загалом функції захисту значно ширші. Постійно стежачи за будь-якими відхиленнями режиму системи, він повинен при ненормальних режимах подавати попереджувальний сигнал обслуговуючому персоналу або через якийсь час відключати ті елементи мережі, які неприпустимо або небажано залишати працювати у зазначених режимах, тому що це може призвести до серйозних ушкоджень. Крім того, при аварійних відключеннях елементів мережі захист повинен впливати на інші пристрої протиаварійної автоматики (АПВ, АВР тощо) з метою відновлення електропостачання споживачів.

19.2 Основні вимоги до обладнання релейного захисту і автоматики

Пристрої релейного захисту і автоматики, що розміщені на елементах електроустановок, повинні виконувати ряд функцій, які визначаються умовами роботи зазначених елементів, а також повністю або частково умовами роботи енергосистеми в цілому. Функції релейного захисту полягають у спрацьовуванні пристроїв захисту при пошкодженнях елемента, що захищається (КЗ у зоні, що захищається, або внутрішні КЗ) і неспрацьовуванні при ушкодженнях поза елементом, що захищається (зовнішні КЗ), а також у нормальних режимах за відсутності ушкоджень. Для виконання заданих функцій захист повинен задовольняти певним вимогам, що забезпечують такі її властивості: селективність, стійкість і надійність функціонування. Сукупність першої і другої властивостей визначають технічну досконалість захисту.

Селективність – важлива властивість релейного захисту, що забезпечує відключення при КЗ лише пошкодженого елемента за допомогою його вимикачів. Якщо за принципом своєї дії захист спрацьовує лише при КЗ на елементі, що захищається, то він вважається захистом з **абсолютною селективністю**. Якщо захист, крім того, може спрацьовувати і при зовнішніх КЗ, то він вважається захистом з **відносною селективністю**. Захист з відносною селективністю виконують із витримкою за часом спрацьовування і крім основного призначення використовують як резервний для захисту суміжних елементів.

Селективність спрацьовування захисту при внутрішніх КЗ характеризується захистоспроможністю і швидкістю спрацьовування.

Швидкість спрацьовування (швидкодія) захисту при КЗ – досить важлива властивість, тому що при цьому знижується ймовірність порушення синхронної роботи генераторів під час КЗ, зменшуються розміри руйнування ушкодженого елемента, знижується ймовірність нещасних випадків тощо.

Стійкість функціонування характеризується стійкістю неспрацьовування при зовнішніх КЗ, у режимах без КЗ і стійкістю спрацьовування при КЗ на елементі, що захищається. У свою чергу, стійкість спрацьовування визначається чутливістю і стійкістю швидкості спрацьовування.

Під чутливістю релейного захисту розуміють її здатність реагувати на ушкодження, коли зміна контрольованих параметрів в аварійних режимах мінімальна. Чутливість захисту оцінюють за **коефіцієнтом чутливості**. Стійкість швидкості спрацьовування характеризується стабільністю часу спрацьовування захисту і використовується при оцінці функціонування захистів з абсолютною селективністю.

Вимога надійності функціонування полягає у тому, щоб захист надійно спрацьовував при внутрішніх КЗ і не спрацьовував при зовнішніх КЗ та режимах без КЗ.

19.3 Основні принципи релейного захисту

Обладнання релейного захисту в загальному випадку складаються із двох основних частин – **вимірювальної** (пускової) і **логічної**. Вимірювальна частина постійно контролює деякі параметри електроустановки, що захищається, і при їх певному значенні запускає логічну частину захисту. Остання формує керуючий вплив на відключення вимикачів миттєво або з витримкою за часом, подає сигнали про спрацьовування захисту, вмикає інші пристрої протиаварійної автоматики і робить інші передбачені дії. Вимірювальну і логічну частини захисту виконують за допомогою спеціальних автоматично діючих апаратів – реле, які при заданому значенні вхідної впливаючої величини, приводить у дію (спрацьовування) і викликає стрибкоподібну зміну вихідної величини, що

надходить на вхід керованих ланцюгів. Сам термін «релейний захист» відображає факт виконання захисту на основі реле.

Принципи виконання захисту досить різноманітні і визначаються характером впливаючої величини на вході вимірювальної частини захисту і її зміною при КЗ і ненормальних режимах.

Захисти, для яких впливаючою величиною є струм, називають **струмовими**. Збільшення струму порівняно з його значенням у нормальному режимі роботи електроустановки – характерна ознака КЗ, і тому струмові захисти виконують так, щоб вони спрацьовували, коли струм перевищить деяке заздалегідь встановлене значення. Залежно від способу забезпечення селективності струмовий захист поділяють на **максимальні струмові захисти (МСЗ)** і **струмові відсічення**. Для МСЗ і відсічень селективність досягається вибором часу спрацьовування і значенням струму спрацьовування.

Ушкодження можуть бути виявлені і за зміною у місці підключення захисту напруги, яка при КЗ зменшується. Захисти, що реалізують таку ознаку КЗ, називають **захистами напруги**. При виконанні раніше перерахованих захистів можуть використовуватися як повні фазні струми і напруги, так і їх симетричні складові прямої, зворотної і нульової послідовностей.

Для забезпечення селективності струмових захистів у деяких випадках додатково необхідно контролювати у місці встановлення захисту ще й фазу струму відносно напруги. Такий захист називають **струмовим спрямованим**. Він приводиться у дію, коли струм перевищить задане значення, а його фаза буде відповідати КЗ на елементі, що захищається.

Захист від КЗ можна виконати з урахуванням зміни у місці встановлення захисту відношення напруги до струму. При КЗ це відношення менше, ніж у нормальному режимі, а з віддаленням місця КЗ від місця встановлення захисту зазначене відношення збільшується. Захист, що реалізує такий принцип, називають **дистанційним**.

Застосовують також **диференціальні захисти**, дія яких заснована на принципі порівняння струмів по кінцях елемента, що захищається, за абсолютним значенням і фазою або лише фазою.

Для виконання захистів використовують і інші ознаки, що характеризують КЗ: теплова дія струму КЗ (захист від перевантаження); поява світлового випромінювання від електричної дуги КЗ (дуговий захист); виділення газів у процесі розкладання трансформаторного мастила електричною дугою під час виткових замикань у трансформаторі (газовий захист) тощо.

19.4 Максимальний струмовий захист

Максимальний струмовий захист (МСЗ) відносять до струмових захистів, що реагують на величину струму в елементі, що захищається, і таким, що приводиться у дію, якщо струм перевищить деяке заздалегідь встановлене значення. Зростання струму порівняно з його значенням у нормальному режимі роботи системи електропостачання – характерна ознака КЗ. Тому струмові захисти були розроблені одними з перших. Вони знайшли широке застосування для захисту від КЗ ліній електропередачі, трансформаторів, генераторів і двигунів.

Принцип дії МСЗ зображений на рис. 19.1. Кожний елемент або ділянка мережі (на рисунку ділянки мережі умовно виділені шинами А, Б, В, Г) має самостійний захист, встановлений з боку джерела живлення.

Обладнання захисту містить струмовий вимірювальний або пусковий орган (максимальне реле струму), який безупинно одержує інформацію про стан елемента, що захищається, і спрацьовує при певному заздалегідь встановленому значенні струму. Для забезпечення селективної дії встановлено орган витримки часу, що забезпечує необхідний час спрацьовування захисту, який тим більший, чим ближче захист розташований до джерела живлення.

Наприклад, витримка часу t_2 захисту 2 більша витримки часу t_1 захисту 1 на деяку величину Δt (рис. 19.1), що має назву **ступінь витримки часу** (ступінь селективності).

У нормальному режимі роботи мережі МСЗ не вмикається від струмів навантаження, тому що його струм спрацювання встановлюється більшим максимального робочого струму елемента, що захищається. При КЗ, коли струм

стає значно більшим ніж струм навантаження, захист спрацює і відключає вимикач елемента, що захищається.

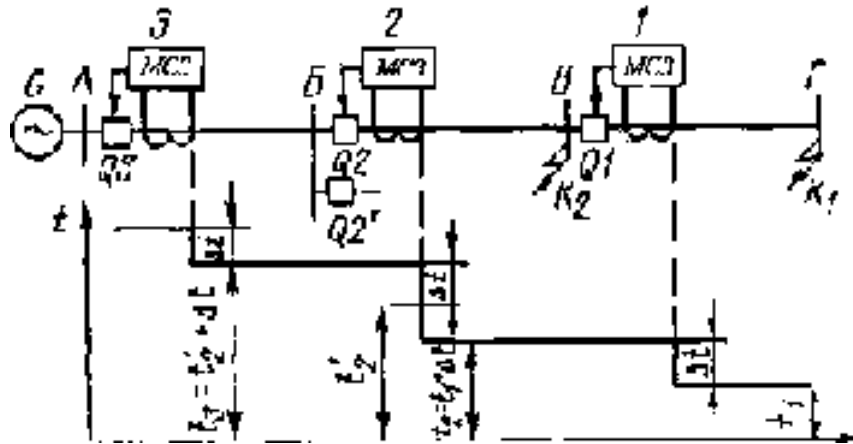


Рисунок 19.1 – Розміщення пристроїв МСЗ у мережі з однобічним живленням і узгодження їх характеристик з незалежною витримкою часу

МСЗ характеризують відносною селективністю. При КЗ, наприклад, у точці K_1 (рис. 19.1) струм КЗ, протікаючи по всій мережі, викликає спрацювання пускових органів усіх захистів. Однак ушкоджена ділянка відключиться найближчим вимикачем Q_1 , тому що захист, що діє на нього, має найменшу витримку часу t_1 . Отже, КЗ у точці K_1 перебуває в зоні дії захисту 1, а для інших захистів є зовнішнім, тобто поза зоною їх дії. Якщо з будь-яких причин пошкоджена ділянка не відключиться (несправність захисту 1 або вимикача Q_1), тоді він може відключитися через час t_2 наступним захистом 2 і вимикачем Q_2 . Отже, МСЗ має у загальному випадку основну і резервну зони дії. Так, наприклад, захист 2 є основним для ділянки БВ і резервним для ділянки АВ, а захист 3 – основним для ділянки АВ і резервної для ділянки БВ.

Основні параметри МСЗ: струм спрацювання і час спрацювання (затримка часу). Крім того, захист повинен мати необхідну чутливість, що оцінюється коефіцієнтом чутливості.

Струм спрацювання МСЗ, тобто мінімальне значення струму у фазах захищуваного елемента при якому діє захист, обирають із таких умов:

– струмові вимірювальні реле захисту не повинні спрацьовувати у робочому режимі, у тому числі і у режимі тривалих допустимих перевантажень,

$$I_{спр.з} > I_{роб.мах}; \quad (19.1)$$

– струмові реле захисту, що спрацювали при зовнішніх КЗ, повинні повернутися у вихідний стан після відключення КЗ. Тому струм повернення захисту повинен бути більшим ніж струм навантаження у перехідному режимі після відключення КЗ

$$I_{пов.з} > I'_{роб}. \quad (19.2)$$

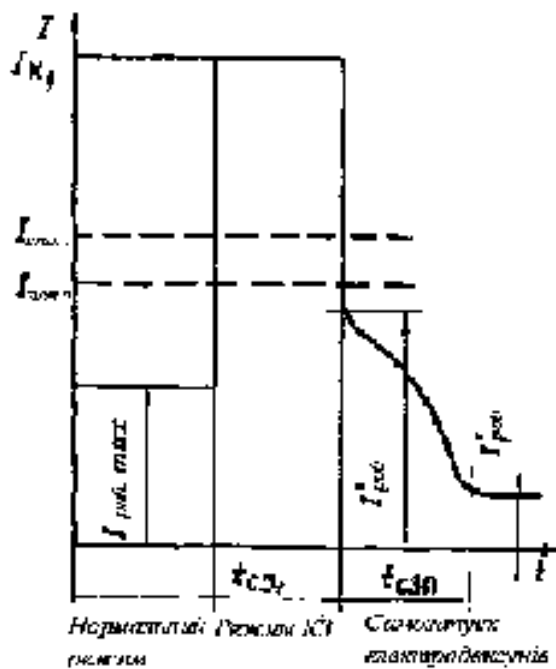


Рисунок 19.2 – Характер зміни струму в мережі при нормальному режимі КЗ і відключенні КЗ

Пояснимо це на прикладі захисту мережі (рис. 19.1), використавши графік зміни струму у часі при виникненні КЗ і після його відключення (рис. 19.2). При КЗ у точці K_1 струм I_K , протікаючи по всій мережі, викликає спрацьовування струмових пускових органів усіх захистів. Після завершення спрацьовування $I_{спр.з1}$ захисту 1 останній впливає на вимикач Q_1 , і він відключає ушкоджену ділянку ВГ (рис. 19.1). Струм у неушкоджених ділянках мережі зменшується до

значення $I_{роб}$ (рис. 19.2). Однак деякий час робочий струм у перехідному режимі після відключення КЗ може бути більшим ніж струм внаслідок самозапуску підключених до мережі електродвигунів. Останні через зниження напруги під час КЗ гальмуються, а після відновлення напруги після відключення КЗ самозапускаються.

За час існування КЗ захисти 2 і 3 (рис. 19.1), що мають витримку часу більше, ніж захист 1, не встигають спрацювати і після відключення КЗ повинні повернутися у вихідний стан. Однак це відбудеться, якщо виконується умова (19.2). У протилежному випадку та за умови, що тривалість самозапуску $t_{сзн}$ значно перевищує ступені витримки часу Δt , наприклад, захист 2 не вернеться до вихідного стану і неушкоджена ділянка БВ мережі відключиться (неправильне спрацювання). Вираз (19.2), що забезпечує селективну дію захисту, вважають визначальним при встановленні струму спрацювання захисту.

Збільшення струму навантаження $I_{роб.мах}$ при розрахунках у перехідному режимі після відключення КЗ враховується коефіцієнтом самозапуску $K_{сзн}$, що залежить від схеми і параметрів мережі та складу навантаження.

Неточність розрахунків і похибки реле враховують коефіцієнтом надійності (відбудування) K_n . Отже, селективна дія захисту можлива, якщо

$$I_{пов.з} \geq K_n K_{сзн} I_{роб.мах} . \quad (19.3)$$

У зв'язку з тим, що відношення струму спрацювання захисту $I_{спр.з}$ до струму повернення $I_{пов.з}$ є **коефіцієнт повернення** $K_{пов} = I_{пов.з} / I_{спр.з}$, тоді

$$I_{спр.з} \geq \frac{K_n K_{сзн}}{K_{пов}} I_{роб.мах} . \quad (19.4)$$

Струм спрацювання захисту $I_{спр.з}$ є первинним струмом, що протікає у фазах елемента, що захищається, при якому спрацює захист. Для вторинних реле захисту визначають струм спрацювання реле з урахуванням коефіцієнта трансформації трансформаторів струму n_c , схеми включення трансформатора ТА і реле схеми, що характеризується коефіцієнтом $K_{сх}^{(3)}$ у симетричному режимі

$$I_{спр.р} = I_{спр.з} K_{cx}^{(3)} / n_m. \quad (19.5)$$

За значенням струму $I_{спр.р}$ обирають вставку струму спрацювання $I_{вст} \geq I_{спр.р}$, де $I_{вст}$ – фактичний струм відповідно до положення покажчика на шкалі реле, при якому воно повинно спрацювати.

У практичних розрахунках задаються такими значеннями коефіцієнтів, що входять у виразу (19.4): для реле типу РТ-40 і РТ-80 $K_n = 1,2$, $K_{нов} = 0,85$; для реле типу РТВ $K_n = 1,3$, $K_{нов} = 0,7$. Коефіцієнт самозапуску для ліній напругою 10 кВ із перевагою побутового навантаження задаються таким, що дорівнює $K_{сзн} = 1,2 - 1,3$, для інших випадків $K_{сзн}$ може бути знайдений приблизно за різними методиками.

За наявності послідовно включених захистів їх погоджують за чутливістю, задаючись струмом спрацювання кожного наступного захисту $I_{спр.з(N)}$, розташованого ближче до джерела живлення, більше струму спрацювання $I_{спр.з(N-1)}$ попереднього захисту

$$I_{спр.з(N)} = K_{н.с} \left[I_{спр.з(N-1)} + \left(I_{роб.маx(N)} - I_{роб.маx(N-1)} \right) \right], \quad (19.6)$$

де $K_{н.с}$ – коефіцієнт надійності погодження суміжних захистів за чутливістю (якщо обидва захисти з реле РТ-85 – $K_{н.с} = 1,3$; якщо з реле РТВ – $K_{н.с} = 1,5$);

$I_{роб.маx(N)}$ і $I_{роб.маx(N-1)}$ – максимальні робочі струми у місці встановлення захистів, що розглядаються.

Чутливість захисту оцінюють коефіцієнтом чутливості, який являє собою відношення мінімального струму КЗ $I_{к\min}$ у кінці захищуваної зони до струму спрацювання захисту

$$K_{\eta} = I_{к\min} / I'_{с.з}, \quad (19.7)$$

де $I'_{с.з} = I_y n_m / K_{cx}^{(3)}$ – уточнене (з урахуванням обраної вставки) значення струму спрацювання захисту.

Для основної зони обов'язкове значення $K_q > 1,5$, а для зони резервування $K_q > 1,2$. Наприклад, для захисту 2 (рис. 19.1) коефіцієнт чутливості повинен бути $K_q > 1,5$ при K_2 і $K_q > 1,2$ у точці K_1 .

Розрахунки МСЗ на змінному оперативному струмі має деякі особливості. Так, для схем з реле прямої дії типу РТВ і РТМ струм спрацювання реле повинен бути не меншим ніж $I_{спр.р} \geq I_{y\min}$, де $I_{y\min}$ – мінімальне налаштування струму спрацювання реле. Для МСЗ, що виконують за схемою дешунтування електромагнітів відключення вимикачів за допомогою реле РТ-85 або РП-341, необхідно впевнитися, що після дешунтування не відбудеться повернення зазначених реле через зниження вторинного струму трансформатора ТА. Для цього визначають коефіцієнт чутливості захисту за формулою:

$$K_{q.з} = I_{к.мин} \frac{1 - 0,01f}{K_n I_{сз}}, \quad (19.8)$$

де f – струмова похибка трансформаторів струму ТА після дешунтування (визначають за рис. 19.3 при струмі КЗ, що забезпечує надійне спрацювання захисту), %;

K_n – коефіцієнт повернення (для електромагнітного елемента реле РТ-85 і РП-341 $K_n = 0,4$).

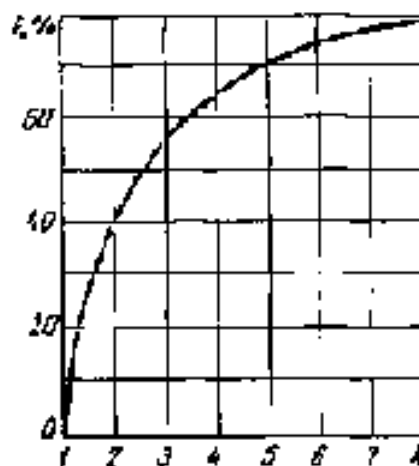


Рисунок 19.3 – Залежність $f = \psi(A)$ для визначення струмової похибки трансформаторів струму при КЗ

Для перевірки надійності спрацювання електромагнітів відключення після них дешунтування визначають коефіцієнт чутливості

$$K_{\text{ч.зEB}} = I_{\text{к.мін}} (1 - 0,01f) \frac{K_{\text{сх}}^{(3)}}{n_m I_{\text{сEB}}}, \quad (19.9)$$

де f – струмова похибка, % (визначають при струмі, що забезпечує надійне спрацювання електромагніту);

n_m – коефіцієнт трансформації трансформатора ТА;

$I_{\text{сEB}}$ – струм спрацювання електромагніту відключення, дорівнює 5 А (РТМ) або 3,5 А (з дешунтуванням котушки відключення).

Мінімальне значення коефіцієнта чутливості для електромагнітів повинно бути на 20 % більше прийнятого для відповідних захистів (для МСЗ в основній зоні $K_{\text{ч.з}} \geq 1,5$ і $K_{\text{ч.зEB}} \geq 1,8$, у зоні резервування $K_{\text{ч.з}} \geq 1,2$ і $K_{\text{ч.зEB}} \geq 1,44$).

Необхідно переконатися в тому, що максимальне значення вторинного дешунтуючого струму $I_{2\text{кmax}}$ не перевищує значення допустимого струму $I_{\text{дон}}$ для контактів реле РТ-85 або РП-341

$$I_{2\text{кmax}} = I_{\text{кmax}} K_{\text{сх}}^{(3)} / n_m \leq I_{\text{дон}} = 150 \text{ А}. \quad (19.10)$$

Час спрацювання захисту – другий основний параметр МСЗ. Захист може мати незалежну, обмежено залежну і залежну (рис. 19.4) часові характеристики. Захист із незалежною характеристикою здійснюють, наприклад, за допомогою реле струму РТ-40 і реле часу типу ЕВ або РВМ, а МСЗ із обмежено залежною характеристикою – за допомогою реле типу РТВ, РТ-80 або РТ-90. В останніх можна виділити залежну від струму частину характеристики і незалежну частину, причому перехід на незалежну частину характеристики відбувається у різних типів реле при різній кратності струму в обмотці реле I_p стосовно струму спрацювання реле $I_{\text{с.р}}$. Залежну характеристику мають плавкі запобіжники, яку називають також **часо-струмовою**, або захисною, **характеристикою запобіжника**. Необхідно зазначити, що фактичні захисні характеристики запобіжників можуть відрізнятися від типових, наведених у

каталогах, тому їх зображують у вигляді зони, обумовленої зрушенням типової характеристики на 20 % уліво і вправо.

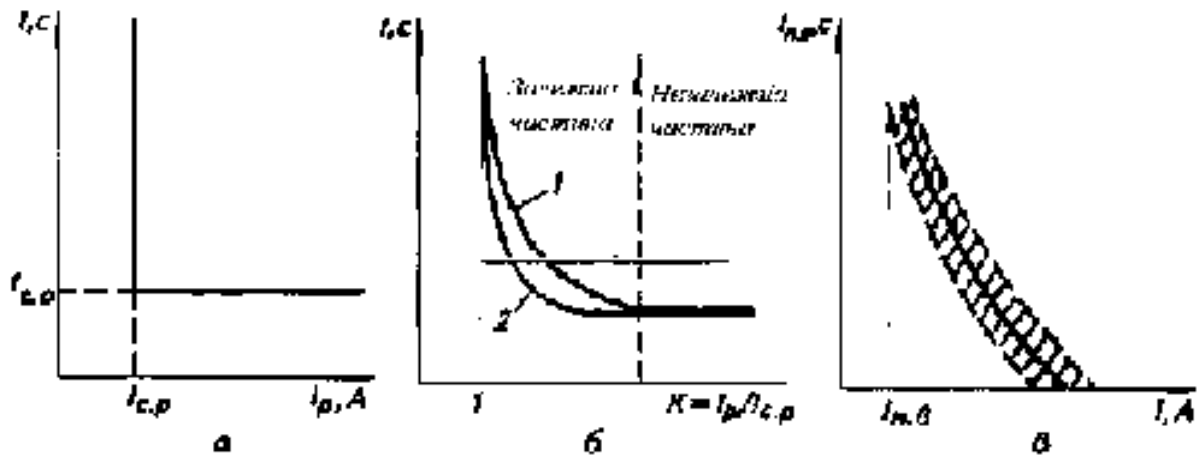


Рисунок 19.4 – Незалежна (а), обмежено залежна (б) і залежна (в) характеристики часу спрацювання МСЗ:

1 і 2 – реле РТ-80 і РТВ-1

Витримки часу МСЗ із незалежними характеристиками обирають за ступеневим принципом, згідно з яким кожний наступний захист у напрямку до джерела живлення має затримку часу більше, чим у попереднього захисту (див. рис. 19.1),

Ступінь витримки часу (ступінь селективності) Δt залежить від типів використовуваних реле часу, вимикачів і їх приводів і як правило становить 0,4–0,6 с.

У схемах сільського електропостачання застосовувані максимальні струмові захисти мають різнотипні часові характеристики, і узгодження часу їх спрацювання виконують шляхом побудови **карти селективності**. На ній у загальних координатах зображують характеристики всіх захистів $t_{c,z} = f(I)$, які погоджені так, щоб у всьому діапазоні струмів найбільше зближення характеристик захистів суміжних ділянок не було менше $\Delta I = \left[K_{н,y} - 1 \right] I_{c,z}$ по струму і ступеня селективності Δt за часом (де $K_{н,y}$ – коефіцієнт надійності

узгодження суміжних захистів за чутливістю; $I_{c.3}$ – струм спрацювання попереднього захисту).

Порядок побудови карти селективності і принципи узгодження пояснимо на прикладі (рис. 19.5), де максимальний струмовий захист 3 має незалежну характеристику, захист 2 – обмежено залежну, а захист 1 трансформатора Т2 здійснюється запобіжником.

По осі абсцис відкладають значення струмів спрацювання всіх захистів $I_{c.3}$ і максимальних струмів короткого замикання I_K у місці встановлення захистів. Зазначені струми попередньо визначають розрахунками, і вони повинні бути зведені до одного ступеня напруги. У даному випадку значення струму КЗ у точці К₃ і струму спрацювання захисту 3 доцільно звести до напруги нижчої сторони трансформатора Т1:

$$\dot{I}_{K3} = I_{K3} K_T; \dot{I}_{c.33} = I_{c.33} K_T,$$

де $K_T = U_{BH} / U_{HH}$ – лінійний коефіцієнт трансформації трансформатора Т1.

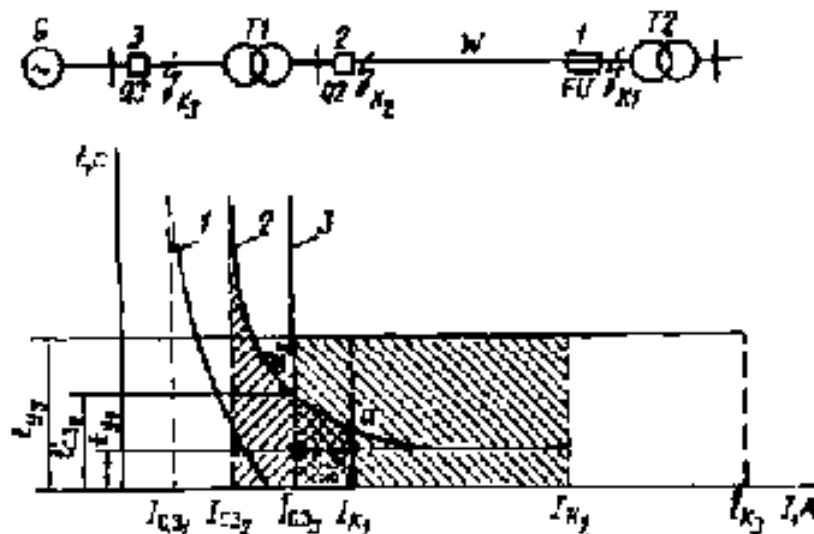


Рисунок 19.5 – Карта селективності:

Δt_2 і Δt_3 – ступені витримки часу при узгодженні захистів 1, 2 і 2, 3;

t_{c32} – час спрацювання захисту 2 при струмі узгодження захистів 2 і 3;

t_y – вставки витримки часу захистів; а – контрольна точка для підбору

характеристики другого захисту; заштриховані ділянки – діапазони струмів спільної дії захистів

Побудову карти починають із нанесення характеристики, найвіддаленішого від джерела живлення захисту (перший захист) в межах від струму спрацювання $I_{c.з1}$ до струму КЗ I_{K1} у місці її встановлення. Далі визначають умови узгодження першого захисту з наступним (другим), розміщеним ближче до джерела живлення. Для цього з діапазону струмів, де обидва захисти можуть діяти спільно, визначають струм узгодження, при якому характеристики цих захистів сходяться найближче. Якщо характеристики першого і другого захистів залежні або обмежено залежні, то струмом узгодження буде максимальний струм КЗ у місці встановлення першого захисту, а якщо характеристика другого захисту незалежна, то струмом узгодження буде струм спрацювання другого захисту.

До часу спрацювання $t_{c.з1}$ попереднього (першого) захисту при струмі узгодження (у даному випадку I_{K1}) додають ступінь витримки часу Δt і знаходять контрольну точку a , через яку повинна пройти характеристика другого захисту. Для вибору необхідної часової характеристики другого захисту визначають координати контрольної точки: $t_{c.з2} = t_{c.з1} + \Delta t$; $I_{узг} = I_{K1}$ ($\Delta t = 0,6 - 0,8$ с для реле РТ-80 і $\Delta t = 0,7 - 1,0$ с для реле РТВ).

З наведених у каталогах типових характеристик реле другого захисту підбирають необхідну характеристику, на якій буде знаходитися контрольна точка з заданими координатами. На типових характеристиках реле захисту по осі абсцис вказують не значення струмів у амперах, а кратність струму у реле до струму спрацювання реле у відносних одиницях або відсотках, тобто

$$K = \frac{I_p}{I_{c.p}} \cdot 100 = \frac{I_{узг} K_{cx}^{(3)}}{I_{y2} n_m} \cdot 100, \quad (19.11)$$

де $K_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми;

I_{y2} – струм вставки реле другого захисту;

n_m – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму другого захисту.

Задавшись координатами декількох точок на характеристиці другого захисту, будують по них зазначену характеристику на карті селективності. При цьому струм в іменованих одиницях для заданих точок

$$I = \frac{KI_{y2}n_m}{100K_{cx}^{(3)}} \quad (19.12)$$

Аналогічно узгоджують наступний (третій) захист з другим. Після визначення основних параметрів захисту необхідно перевірити трансформатори струму відповідно до схем включення вторинних реле захисту і автоматики.

Схеми виконання МСЗ. У сільських електричних мережах напругою 6–35 кВ із ізолюваною нейтраллю для виконання вимірювальної частини МСЗ застосовують переважно двофазну двоохрелейну схему (неповна зірка з двома реле). Захист виконується на змінному оперативному струмі з використанням реле прямої дії типу РТВ або реле непрямої дії РТ-85, що мають залежну характеристику часу спрацювання. Принципова (повна) схема МСЗ із реле РТВ зображена на рис. 19.6 а.

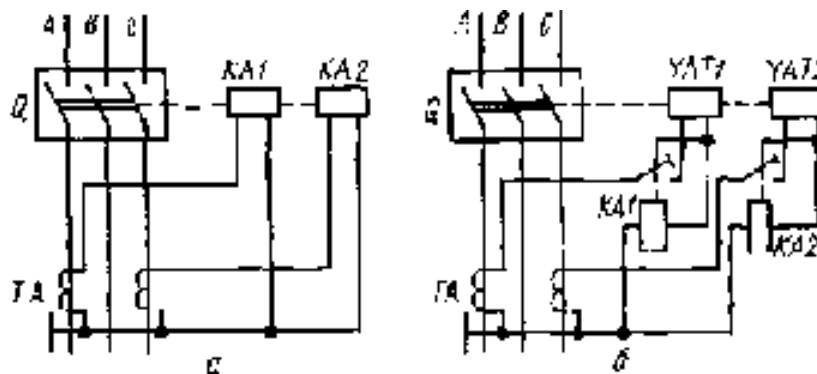


Рисунок 19.6 – Схеми МСЗ із обмежено залежною витримкою часу на змінному оперативному струмі:

а – з реле прямої дії типу РТВ; б – з реле РТ-85, що дешунтують електромагніти відключення

Реле РТВ вбудовують у пружинні приводи вимикачів напругою 6–35 кВ. При спрацюванні реле діють на розчілювальний механізм вимикача, після чого він відключається. Схема МСЗ із реле РТВ досить проста, однак не завжди забезпечує необхідну чутливість, і тому її застосування обмежено.

Широке використання у сільських мережах отримала схема МСЗ з реле РТ-85 з дешунтуванням електромагнітів відключення вимикача (рис. 19.6 б). Схема досить надійна і забезпечує більш високу чутливість. Обидві схеми використовують в основному для захисту ліній і шин нижчої напруги підстанцій.

Для захисту трансформаторів з вищою напругою 35, 110 і 220 кВ від зовнішніх КЗ використовують МСЗ, яку виконують із незалежною тимчасовою характеристикою. Принципова двофазна двоохрелейна схема МСЗ із незалежною характеристикою подана на рис. 19.7. У схемі захисту використовують реле РТ-40, проміжні реле часу РВМ-13 і реле РП-341, які включають послідовно у вторинні ланцюги трансформаторів струму ТА захищуваного елемента.

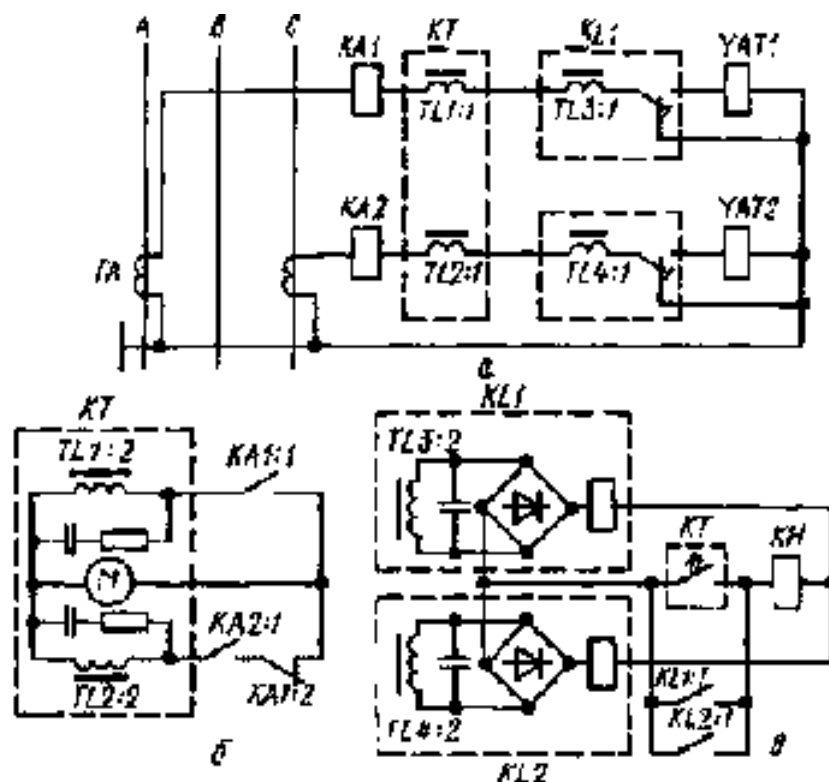


Рисунок 19.7 – Схема МСЗ із незалежною витримкою часу на змінному оперативному струмі:

а – ланцюги струму; б – вторинні ланцюги реле часу типу РВМ;

в – вторинні ланцюги проміжних реле РП-341

Реле часу РВМ складається з однофазного синхронного мікродвигуна М з редуктором, двох проміжних насичуваних трансформаторів TL1, TL2 і

контактної системи. Трансформатори TL забезпечують сталість напруги на двигуні при зміні у широких межах струму первинної обмотки ТА. При шунтуванні вторинних обмоток TL1 : 2 і TL2 : 2 трансформаторів ємністю і активним опором поліпшуються форми кривої вторинної напруги. Проміжне реле РП-341 має потужні перемикаючі контакти, за допомогою яких відбувається дешунтування електромагнітів відключення вимикача. Реле вмикається у вторинний ланцюг трансформаторів струму також через проміжний насичуваний трансформатор TL3 (TL4). Електромагнітне реле постійного струму підключається до TL3 (TL4) через випрямляч. Конденсатор на вторинній обмотці TL3 : 2 (TL4 : 2) служить для обмеження напруги і згладжування її піків, що з'являються при насиченні трансформатора TL. При КЗ в елементі, що захищається, спрацьовують одне або два реле струму КА і замикають свої контакти у ланцюзі пуску мікродвигуна М реле часу КТ. За допомогою редуктора частота обертання двигуна знижується до такого значення, щоб вихідний важіль механізму з рухомими контактами реле рухався протягом 4 с для реле РВМ-12 і 10 с для РВМ-13. У межах цих значень встановлюють уставку витримки часу для імпульсного і замикаючого контактів реле. При замиканні контакту реле часу РВМ спрацьовують одне або два проміжні реле КЛ. Посилений контакт безрозривного перемикачання реле КЛ забезпечує підключення електромагніту відключення УАТ вимикача у вторинний ланцюг трансформатора струму ТА, спочатку шунтуючи УАТ, а потім дешунтуючи його. Замість зазначених реле використовують реле РВС-13 і РП-361.

Якщо схеми МСЗ із дешунтуванням не проходять за чутливістю, то захист виконують із живленням оперативних ланцюгів від попередньо заряджених конденсаторів. У цьому випадку електромагніти керування підключають до блоків конденсаторів контактами реле струму РТ-85 або проміжного реле РП-321.

На рис. 19.8 показаний оперативний ланцюг двоступеневого МСЗ трансформатора, що встановлюється на стороні вищої напруги. При виникненні КЗ реле часу РВМ із меншою витримкою часу підключає контактом КТ : 1 електромагніт відключення УАТ вимикача на стороні нижчої напруги до блоку

конденсаторів GC1. Останній, розряджаючись, викликає спрацювання електромагніту і відключення вимикача. Потім через деякий час замикається контакт КТ : 2 і відбувається спрацювання проміжного реле KL і електромагніту включення УАС короткозамикача на стороні вищої напруги.

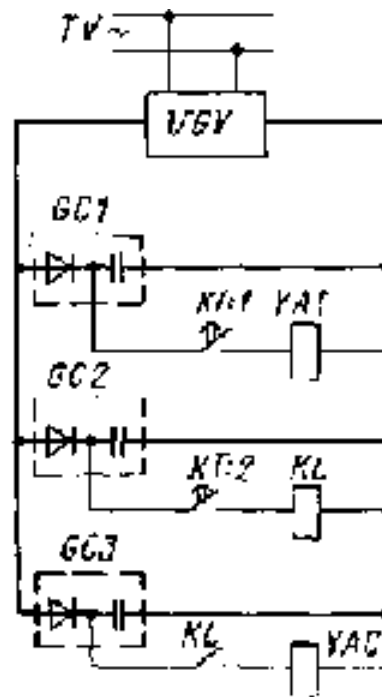


Рисунок 19.8 – Оперативні ланцюги керування, що живляться від попередньо заряджених конденсаторів

У мережах напругою 110–220 кВ з ефективно заземленою нейтраллю для здійснення МСЗ застосовують схему включення трансформаторів струму у «трикутник», а реле у «зірку» (трикутник із двома або трьома реле).

При виконанні МСЗ із використанням електромеханічних реле у сільських мережах не завжди може бути забезпечена необхідна чутливість. У першу чергу, це стосується захисту трансформаторів. Тому для підвищення чутливості МСЗ трансформатора у більшості випадків виконують із пуском по напрузі. Для цього використовують комбінований пусковий орган (рис. 19.9), виконуваний за допомогою мінімального реле напруги KV і реле напруги зворотної послідовності KVZ. При використанні пускового органу МСЗ можна не відбудовувати захист від струмів самозапуску, тобто не враховувати коефіцієнт $K_{сп}$ у виразі (19.4).

Чутливість захисту часто може виявитися недостатньою через малу кратність мінімального струму КЗ наприкінці захисної зони до максимального струму навантаження.

Максимальний струмовий захист простий за виконанням, надійний і зручний у експлуатації. Тому, незважаючи на зазначені недоліки, МСЗ широко застосовують як основний захист сільських мереж з однобічним живленням.

20 ЗАСОБИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

План

- 20.1 Призначення і обсяг автоматизації
- 20.2 Автоматична синхронізація генераторів
- 20.3 Автоматичне частотне розвантаження
- 20.4 Автоматичне повторне включення
- 20.5 Автоматичне включення резервного живлення
- 20.6 Автоматичне секціонування і вмикання резерву розподільних ліній напругою 10 кВ
- 20.7 Власні потреби підстанцій, АВР власних потреб

20.1 Призначення й обсяг автоматизації

Підвищення надійності роботи електричних станцій і енергосистем, якості електроенергії, продуктивності праці працівників енергосистем, поліпшення техніко-економічних показників роботи електростанцій неможливі без широкого впровадження **засобів автоматики і автоматизованих систем керування (АСК)**. Таке обладнання допомагає обслуговуючому персоналу підтримувати заданий технологічний режим роботи електростанцій і енергосистем, воно підвищує стійкість і надійність електропостачання споживачів та прискорює процес ліквідації аварій.

Обладнання автоматики можна розділити на дві групи – електрообладнання **станційної і системної** автоматики.

Основним станційним обладнанням, тобто таким, що працює на електростанціях, є:

- 1) автоматика підготовки палива і хімічно очищеної води;
- 2) автоматика підтримання заданого режиму котла і турбіни;
- 3) автоматика пуску і зупинки агрегатів;
- 4) автоматична синхронізація генераторів;
- 5) автоматичне регулювання порушень синхронності машин;
- 6) автоматичне гасіння поля синхронних машин;

- 7) автоматичний розподіл активного і реактивного навантажень між генераторами електростанції;
- 8) автоматичне включення резерву.

До системної автоматики можна віднести:

- 1) автоматичний розподіл навантаження між електростанціями енергосистеми;
- 2) автоматичне регулювання частоти в енергосистемі;
- 3) автоматичне регулювання напруги у вузлових точках енергосистеми;
- 4) автоматичне повторне включення;
- 5) автоматичне розвантаження за частотою;
- 6) автоматичне включення резерву на підстанціях.

20.2 Автоматична синхронізація генераторів

Генератори включаються на паралельну роботу з електричною мережею методом **точної синхронізації** або методом **самосинхронізації**. Обидва способи можуть виконуватися автоматично, напіваавтоматично або вручну.

При включенні генератора методом **точної синхронізації** черговий персонал регулює напругу і частоту генератора за напругою і частотою мережі (системи), далі за синхроноскопом визначає умови синфазності напруг генератора і мережі (з урахуванням власного часу включення вимикача) і включає вимикач генератора. При точному виконанні зазначених умов синхронізації включення генератора у мережу відбувається без поштовху струму. Щоб уникнути неприпустимого включення генератора з різницею фаз або значень напруг генератора і мережі передбачається обладнання блокування від несинхронного включення. Обладнання складається з реле напруги, що розмикає свої контакти у ланцюзі включення вимикача при недотриманні (із деякими допустимими відхиленнями) умов синхронізації. Включення генератора у мережу методом точної синхронізації допускається, якщо напруга генератора відрізняється від напруги мережі за фазою не більше ніж на 15 %, за модулем – не більше ніж на 20 %, за частотою – не більше ніж на 0,1 % або 0,05 Гц. При автоматичній точній синхронізації обладнання автоматики доводить

напругу і частоту генератора до їх значення у мережі, ловить момент синфазності напруг і включає генератор у мережу.

При використанні пристроїв автоматичної синхронізації, всі операції, пов'язані з пуском привідного двигуна та зміною його частоти обертання, контролю різниці частот і напруг генератора і системи, підключенням генератора до системи, виконуються автоматично.

При напівавтоматичній синхронізації частоту обертання генератора регулюють вручну, впливаючи на регулятор частоти обертання привідного двигуна.

При ручній синхронізації усі операції виконують вручну.

Спосіб точної синхронізації як основний спосіб включення на паралельну роботу при нормальних режимах передбачений для турбогенераторів потужністю понад 3000 кВт і гідрогенераторів потужністю понад 50000 кВт. Для генераторів потужністю до 15000 кВт допускається застосування ручної точної синхронізації із блокуванням від несинхронного включення.

При аварійних режимах у електричній системі всі генератори незалежно від їх потужності включаються способом самосинхронізації. При цьому повинні бути виконані такі умови: генератор під час включення повинен бути не збудженим; частота обертання генератора повинна наближатися до синхронної.

Спосіб самосинхронізації генератора полягає у включенні його до мережі без збудження (з відключеним автоматом гасіння поля) при підсинхронній частоті обертання ротора з наступною подачею збудження. У момент включення генератора у мережу на виводах системи збудження повинна бути напруга, що відповідає величині до збудження холостого ходу генератора. Обладнання автоматики впливає на турбіну, доводить частоту обертання агрегату до підсинхронної (різниця частот генератора і мережі не повинна перевищувати 1 Гц або 2 %), потім включає незбуджений генератор у мережу і подає на нього збудження. Асинхронний момент, що виникає у перший момент включення, доводить частоту обертання генератора до підсинхронної, а синхронний момент, що з'являється при подачі збудження, забезпечує втягування генератора у синхронізм. У перший момент включення генератора у мережу по методу

самосинхронізації спостерігається значний стрибок струму статора і різка зміна моменту на валу агрегату.

Метод самосинхронізації вважається допустимим, якщо дотримується умова, що струм включення генератора не перевищить його потроєного значення номінального струму.

Включення генератора у мережу методом самосинхронізації вимагає менше часу, ніж включення методом точної синхронізації. Тому метод самосинхронізації рекомендується застосовувати при ліквідації аварій в енергосистемі, а метод точної синхронізації – під час нормальних умов роботи.

20.3 Автоматичне частотне розвантаження

Особливістю режиму роботи енергосистем є рівність у будь-який даний момент сумарної потужності, що виробляється джерелами енергії, та суми потужностей навантаження і втрат.

Зміна величини навантаження вимагає відповідного перетворення генеруючих потужностей. У протилежному випадку – порушується частота у системі. Збільшення навантаження призводить до зменшення частоти і навпаки, зменшення навантаження викликає збільшення частоти. Для підтримання номінальної частоти під час нормальних умов встановлюють обладнання **автоматичного регулювання частоти (АЧР)**. В аварійних умовах відбуваються різкі і значні зміни навантаження, при цьому в окремих частинах енергосистеми можуть виникнути надлишки або дефіцити генеруючих потужностей. Якщо у подібних ситуаціях не вжити швидких і ефективних заходів, можливе порушення стійкості частин енергосистеми, відключення ряду електростанцій і вузлів навантаження, що призведе до виникнення системної аварії. Обладнання АЧР призначене для швидкого відновлення балансу потужностей навантаження і генераторів за рахунок відключення частини менш відповідального навантаження при значному стійкому зниженні частоти в енергосистемі.

Крім швидкодіючих комплектів (0,1–0,5 с), на деяких щаблях частоти можуть установлюватися комплекти з витримкою часу 1–20 с. Щоб частота не

залишалася на низькому рівні надовго, встановлюється комплект АЧР із вставкою 48,5 Гц і витримкою часу 5–90 с.

Черговість відключення споживачів встановлюється на підставі розрахунків режимів роботи енергосистеми. Залежно від місцевих умов обладнаннями АЧР охоплюється до 30–50 % навантаження енергосистеми. На практиці розрізняють **дві категорії АЧР**: АЧР-1 і АЧР-2. Обладнання, що входить до АЧР-1, відносять до частини з швидкодіючим розвантаженням. Вони мають різні вставки по частоті і призначені для зупинки зниження частоти в енергосистемі. АЧР-2 призначені для підйому частоти після дії АЧР-1, а також для запобігання повільного зниження зависання частоти при дефіциті генеруючої потужності. Це обладнання має єдину вставку по частоті, але різні вставки за часом.

Отже, перша категорія призначена для припинення зниження частоти і має уставки 48,5–46,5 Гц, при яких призначається велика кількість черг (10–20). До черг з уставками, близькими до верхньої межі (48,5 Гц), приєднують низьковідповідальних споживачів. Сумарна потужність споживачів, що приєднуються до АЧР-1, складає, приблизно 30 % від потужності виділюваного району (енергосистеми).

Друга категорія АЧР-2 із єдиною уставкою по частоті 48,5 Гц для всіх черг цієї категорії і різними уставками за часом призначена для «витягування» частот після дії АЧР1 до рівня 49,5–50,0 Гц. Мінімальна уставка за часу АЧР-2 вибирається такою, що дорівнює 10 с, а кількість черг – більшою (10–20) із затримкою за часом між суміжними чергами в 2–3 с. Таких чином, АЧР-2, як і АЧР-1 здійснює розвантаження дрібними чергами.

Існує також **мультичерговий підхід** до розвантаження. При розвантаженні селективними чергами призначаються приведені до табл. 20.1 уставки розвантаження по частоті, потужність черги, що відключається, і витримка часу.

Уставка спрацювання по частоті суміжних черг відрізняється на 0,5 Гц. Ця величина обрана з умови забезпечення селективної дії черг, а сама уставка задається за допомогою реле частоти, у якого похибка спрацювання близько $\pm 0,15$ Гц. Отже, селективну дію черг необхідно розраховувати на подвійну похибку реле плюс деякий запас, у результаті виходить 0,5 Гц.

Потужність споживачів кожної черги АЧР вибирається з умови підйому частоти до 49,0–49,5 Гц. Прийнята невелика витримка часу при дії черг АЧР, що дорівнює 0,3–0,5 с, дозволяє усунути помилкову дію через неправильне спрацювання реле частоти при різких змінах напруги в момент аварії.

Основні черги розвантаження можуть зупинити подальше зниження частоти в системі, але забезпечити повне її відновлення не завжди вдається. З цієї причини призначається додаткова черга розвантаження. Її уставка вибирається 47,0 Гц, а діє вона з витримкою часу такою, що дорівнює 20–30 с. Отже, по частоті додаткова черга починає працювати одночасно з третьою чергою. Якщо за рахунок дії основних черг частота буде піднята вище 47,0 Гц, додаткова черга повернеться у вихідне положення і відключення не відбудеться.

Перевагою способу є селективність відключення споживачів. До першої і другої черги приєднують маловідповідальних споживачів (третя категорія електроприймачів), отже, розвантаження енергосистеми починається з їх відключення. До недоліку способу варто віднести факт розвантаження великими порціями за потужністю і можливість «зависання» частоти на рівні 47,0 Гц.

Таблиця 20.1 – Розвантаження по частоті селективними чергами

Номер черги	$f_{сер}, Гц$	$P_{відкл}, \%$	$t, \%$
I	48,0	4,0	0,3–0,5
II	47,5	5,0	0,3–0,5
III	47,0	6,0	0,3–0,5
IV	46,5	7,0	0,3–0,5
V	46,0	8,0	0,3–0,5
Додаткова	47,0	4,0	20–30

В основу схем частотного розвантаження покладені реле частоти, що фіксують зниження частоти, реле часу і проміжне реле. Найбільш проста схема

АЧР, що забезпечує відключення однієї черги споживачів із заборonoю дії АПВ, подана на рис.20.1.

При зниженні частоти до значення спрацьовування реле частоти (на схемі не показано) замикає свої контакт КF і запускає реле часу КТ. З заданою витримкою часу проміжне реле КS подає сигнал на відключення споживачів і на заборону дії АПВ.

Якщо на підстанції наявні споживачі різних категорій, відключення яких повинно здійснюватися при різних уставках по частоті, необхідно мати кілька розглянутих схем АЧР. Можливий і інший варіант, у якому для економії апаратури використовується одне реле частоти з переналаштуванням його на різні частоти. Для потужних енергосистем перспективним є реалізація пристроїв системної автоматики, в тому числі і АЧР, за допомогою мікропроцесорних систем.

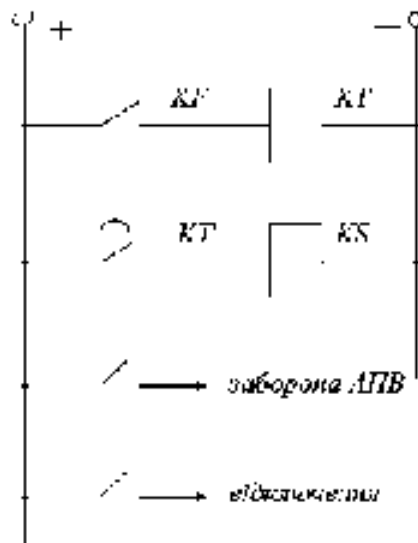


Рисунок 20.1 – Схема АЧР

Відновлення живлення споживачів здійснюється вручну або автоматично. В останньому випадку застосовують так зване частотне АПВ (ЧАПВ). На рис. 20.2 зображена схема однієї черги АЧР із ЧАПВ.

При зниженні частоти у мережі до значення уставки, реле частоти спрацьовує і контактом КF забезпечує пуск реле часу КТ1, яке контактом КТ1.1 запускає проміжне реле КS1. Реле КS1 у схемі виконує ряд функцій:

- 1) контактом KS1.1 забезпечує відключення споживачів;
- 2) контактом KS1.2 запускає проміжне реле KS2, що самоутримується своїм контактом KS2.2;
- 3) контакт KS1.3 знаходиться у колі живлення реле часу KT2;
- 4) контакт KS1.4 (на рис. 20.2 не показаний) робить зміну уставки реле частоти KF, а також шунтує додатковий опір у колі живлення реле KF і тим самим підвищує його уставку спрацьовування.

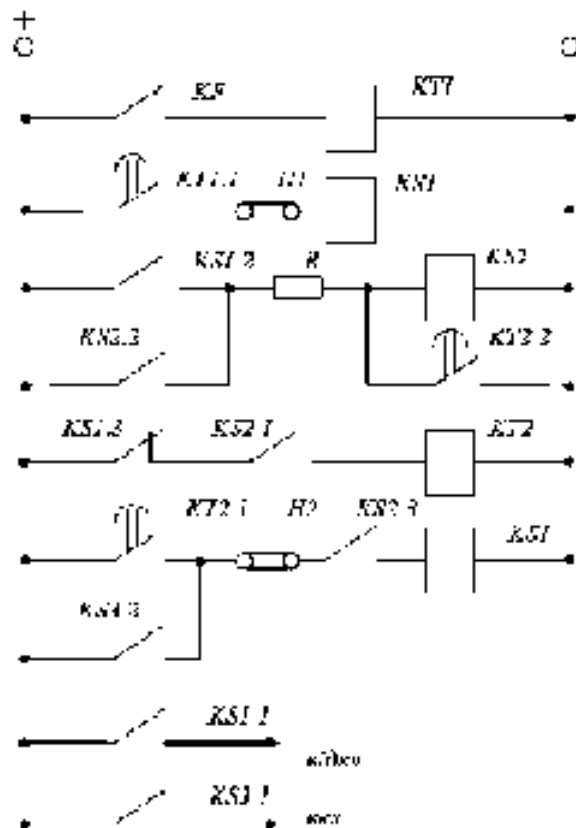


Рисунок 20.2 – Схема АЧР із ЧАПВ

Як правило переналаштовують реле на уставку 49,5–50 Гц. Отже, при частоті, нижче зазначеного значення, реле частоти буде тримати свій контакт замкненим.

При відновленні частоти у мережі реле частоти, часу KT1 і проміжне повернуться у вихідне положення. Повернення реле KS1 і замикання його контакту KS1.3 забезпечують пуск реле часу KT2. З витримкою часу контактом KT2.I реле часу запускає реле KS3, що подає сигнал на повторне включення раніше відключених АЧР споживачів.

Для пуску реле KS3 використовується контакт, що прослизає, KT2.1, тому реле переходить на самопідживлення за допомогою контакту KS3.2. Упорний контакт KT2.2 реле KT2 з витримкою часу, яка перевищує витримку контакту, що прослизав, на 1–3 с, повертає (зашунтувавши обмотку реле KS2) схему у вихідне положення. Реле KS3 повертається у вихідне положення при розмиканні контакту KS2.3. Використовуючи накладки Н1 і Н2, можна настроїти схему тільки на АЧР, на АЧР із ЧАПВ або ж цілком виключити з дії.

20.4 Автоматичне повторне включення

Практика експлуатації енергосистем показала, що значне число КЗ має нестійкий характер, що проходить. При знятті напруги з ушкодженого ланцюга електрична міцність ізоляції в місці ушкодження швидко відновлюється, і ланцюг може бути знову включений в роботу без огляду й ремонту. Існує обладнання автоматичного повторного включення (АПВ) одноразової і дворазової дії.

Успішність дії АПВ одноразової дії в повітряних мережах досягає 60–80 %, у кабельних – близько 50 %. Дієвість другого циклу АПВ дворазової дії суттєво нижче і становить приблизно 15 % усіх випадків роботи другого циклу цих АПВ.

Обладнання АПВ працює у єдиному комплексі з релейним захистом (рис. 20.3). При виникненні КЗ на лінії № 1 спрацьовує релейний захист цієї лінії й відключає вимикач Q. Через деякий проміжок часу обладнання АПВ знову включає лінію. Якщо КЗ самоліквідувалося, то включення лінії буде успішним і вона залишиться у роботі. Якщо ж КЗ виявилось стійким, то після включення вимикача Q лінія знову відключається релейним захистом і залишається у відключеному стані до усунення ушкодження ремонтним персоналом. У випадку встановлення на лінії АПВ дворазової дії здійснюються дві спроби включити її в роботу.

При такому АПВ до привода вимикача і до конструкції самого вимикача, природно, встановлюються більш суворі вимоги, ніж до АПВ одноразової дії.

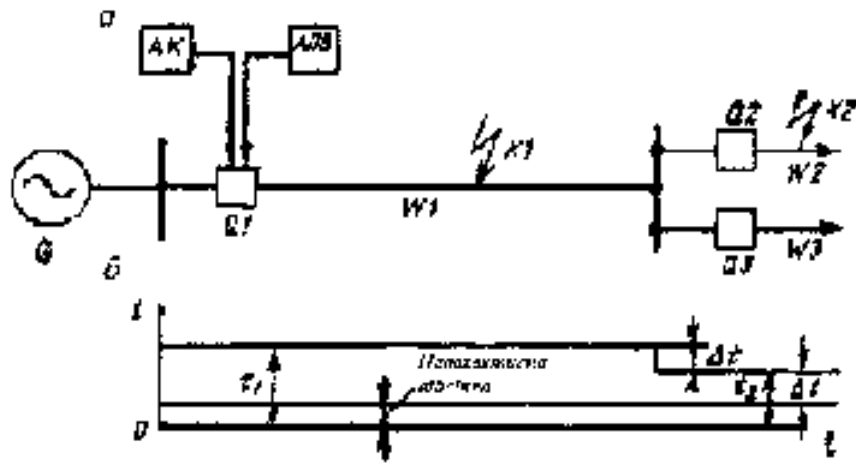


Рисунок 20.3 – Спільна робота релейного захисту і АПВ:
а – пояснювальна схема; б – діаграма витримок часу захистів

20.5 Автоматичне включення резервного живлення

Обладнання автоматичного включення резервного живлення (АВР) широко застосовується у системі власних потреб електростанцій і на підстанціях (напругою 6(10) кВ) з метою підвищення надійності живлення споживачів. Обладнання АВР повинне підключати резервне джерело живлення (трансформатор, лінію) при зникненні з будь-якої причини живлення від основного робочого джерела. Зникнення напруги на шинах навантаження може бути викликане КЗ у живильній мережі вищої напруги, у робочому трансформаторі, на його шинах нижчої напруги і у приєднаній до шин розподільної мережі, а також довільним відключенням одного вимикача робочого трансформатора. Включення резервного джерела повинне відбуватися після деіонізації середовища у випадку нестійкого КЗ на збірних шинах. Тривалість перерви живлення, повинне бути не більше допустимої за умовами самозапуску двигунів з урахуванням особливостей електричної лінії (довжини гірлянд ізоляторів). Її беруть такою, що знаходиться у межах $t_{ABP} = 0,5 - 1,0 \text{ с}$.

До пристроїв АВР висуваються такі основні вимоги:

– пристрої повинні вводитися в дію у випадку зникнення напруги на шинах підстанції з будь-якої причини;

- включення резервного джерела повинно здійснюватися відразу після відключення робочого джерела з метою зменшення тривалості перерви у живленні споживачів;
- для виключення багаторазових включень резервного джерела на не усунене КЗ дія АВР повинна бути одноразовою;
- схема АВР не повинна приходити у дію до відключення вимикача робочого джерела;
- повинне передбачатися прискорення дії захисту резервного джерела після АВР.

Пристрої АВР повинні включати резервний елемент при цілком визначених умовах. Точність вибору пускових параметрів АВР багато в чому визначає успішність дії автоматики і простоту схем.

Нехай на схемі рис. 20.4 лінія I є робочою, а лінія II – резервною. Виходячи з призначення, пристрій АВР повинен приходити в дію тільки в аварійних випадках на робочій лінії. Однак для цього потрібно мати досить вибіркові пускові органи, які б чітко фіксували місце аварії.

Можливий інший підхід до вибору пускових параметрів схеми АВР. Пристрій приходить у дію при аварії не тільки на робочій лінії, але і при аваріях в інших точках схеми електропостачання. Якщо аварія відбувається поза робочою лінією, схема блокується і перехід на резервну лінію не відбувається. Перевагою такого підходу є простота пускових органів пристроїв АВР, у якості яких широко застосовуються реле мінімальної напруги, що реагують на зниження напруги в аварійних режимах.

При КЗ на відхідних лініях, у точках К2, К3 або К4 (див. рис. 20.4), переходити на резервну лінію не має сенсу. У цих випадках неправильна дія схеми АВР, що запускається за допомогою реле напруги, може бути усунута правильним вибором уставки спрацювання пускового органу і введенням тимчасової затримки. Для налагодження від КЗ за реактором або трансформатором на відхідні лінії (точки К3 і К4) напруга пуску повинна бути менше залишкової напруги на збірних шинах:

$$U_{\text{пуск}} \leq U_{\text{зкз}} / (k_o k_n), \quad (20.1)$$

де $U_{\text{зкз}}$ – найменше розрахункове значення залишкової напруги при КЗ;

$k_o = 1, 2 - 1, 3$ – коефіцієнт налагодження;

k_n – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Аналогічно забезпечують неспрацьовування пускового органу АВР при самозапуску електродвигунів, що супроводжується зниженням напруги на шинах підстанції:

$$U_{\text{пуск}} \leq U_{\text{зсз}} / (k_o k_n), \quad (20.2)$$

де $U_{\text{зсз}}$ – найменша напруга на шинах підстанції під час самозапуску електродвигунів.

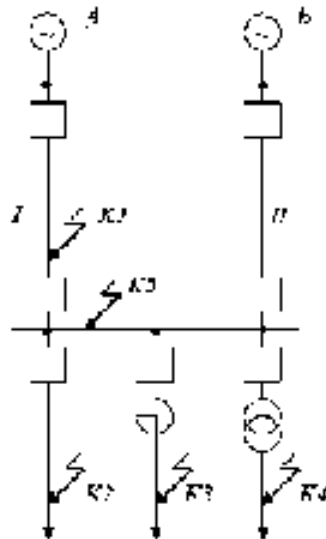


Рисунок 20.4 – До пояснення роботи АВР

Налагодження від неправильної дії схеми АВР при КЗ на відхідній лінії, що не має реактора, (точка К2) здійснюється за рахунок витримки часу. Час відключення схемою АВР робочої лінії вибирається на ступінь селективності більше часу спрацювання захисту нереактованої лінії:

$$t_{\text{ABP}} = t_{\text{сз max}} + \Delta t. \quad (20.3)$$

Особливим випадком є КЗ на шинах підстанції (точка К5). Налагоджувати дію АВР за напругою або за рахунок витримки часу від такого пошкодження не можна. Однак, як показав досвід, такі пошкодження у більшості випадків

самоліквідуються при короткочасному знятті напруги в момент переходу з робочої лінії на резервну і налагоджувати дію АВР при таких ушкодженнях немає потреби.

При явному резерві дія АВР доцільна, якщо резервна лінія готова прийняти навантаження, для чого здійснюється контроль наявності на ній напруги за допомогою реле максимальної напруги, уставка спрацювання якого вибирається за умовою:

$$U_{cp} \leq U_{роб. \min} k_n / (k_o k_n), \quad (20.4)$$

де $U_{роб. \min}$ – мінімальна робоча напруга;

k_n – коефіцієнт повернення реле напруги.

Одноразовість дії АВР забезпечується витримкою часу на розмикання контактів додаткового реле, величина якої від моменту зняття напруги вибирається більше часу включення вимикача резервного джерела, тобто

$$t_{од} = t_{вклQ} + t_{зан} \quad (20.1)$$

де $t_{од}$ – витримка часу реле, що забезпечує одноразовість дії АВР;

$t_{вклQ}$ – час включення вимикача;

$t_{зан} = 0,3 - 0,5с$ – час запасу.

Практика експлуатації показала, що перша умова у мережах 6(10) кВ виконується автоматично, тому що власний час включення вимикачів цих мереж перевищує час деіонізації середовища. Зміна напруги, струму і частоти обертання асинхронного двигуна при подачі напруги від резервного джерела миттєво після відключення трифазного КЗ (пунктирні лінії) і при подачі напруги з певною затримкою (суцільні лінії) зображене на рис. 20.5.

Обладнання АВР повинне контролювати наявність напруги на резервному джерелі. При включенні резервного джерела на стійке КЗ релейний захист повинен забезпечити його відключення від пошкодженої ділянки, щоб збереглося живлення інших приєднань. Варіант принципової схеми обладнання АВР на двотрансформаторній підстанції наведений на рис. 20.6.

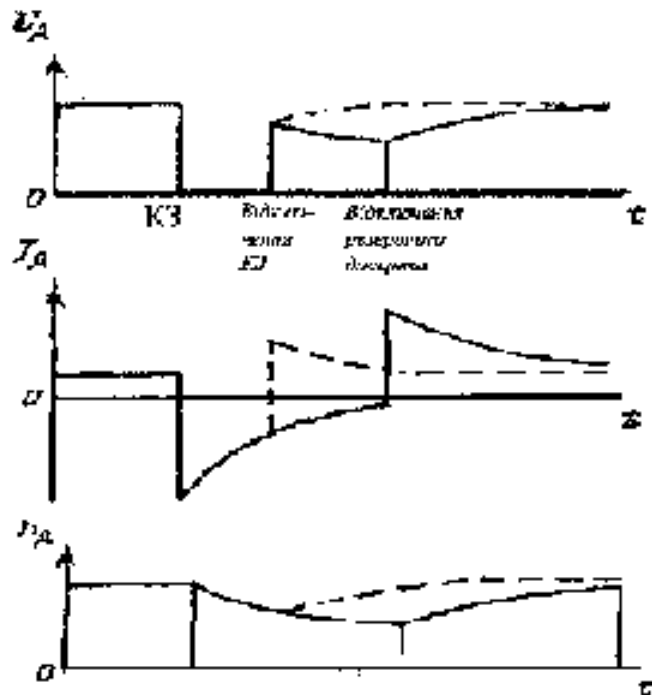


Рисунок 20.5 – Зміна напруги, струму і частоти обертання асинхронного двигуна при КЗ та подальшій роботі обладнання АВР

При включеному положенні вимикача Q2 проміжне реле KL перебуває під струмом і тримає свої контакти у замкненому стані. При відключенні вимикача Q1 або Q2 схема АВР забезпечує включення секційного вимикача без витримки часу – через розмикальні допоміжні контакти вимикача Q2 і контакти реле KL.

При відключенні вимикача Q1 розривається ланцюг живлення котушки проміжного реле KL, однак його контакти розмикаються із затримкою часу, достатньою для надійного включення секційного вимикача. Реле KL забезпечує одноразовість дії АВР, тому що не дозволяє двічі включати секційний вимикач на стійке КЗ.

У випадку зникнення напруги на секції 1 збірних шин спрацьовують реле напруги KV1 і KV2. При наявності напруги на секції 2 вони запускають реле часу КТ. Контроль наявності напруги здійснює реле напруги KV3. Після замикання контактів реле часу відключається вимикач Q2 і далі обладнання працює так само, як і в першому випадку. Встановлення реле напруги KV1 і KV2 з послідовно з'єднаними контактами спричинена необхідністю виключити запуск схеми АВР при перегорянні запобіжників у ланцюгах трансформатора напруги.

На практиці виявляється, що тривалість спрацювання АВР складає 1,5–2,0 с. Уставка на мінімальні реле напруги KV1 і KV2 повинна виключати роботу АВР при самозапуску двигунів, тому напругу спрацювання реле як правило задають такою, що дорівнює 0,25 %.

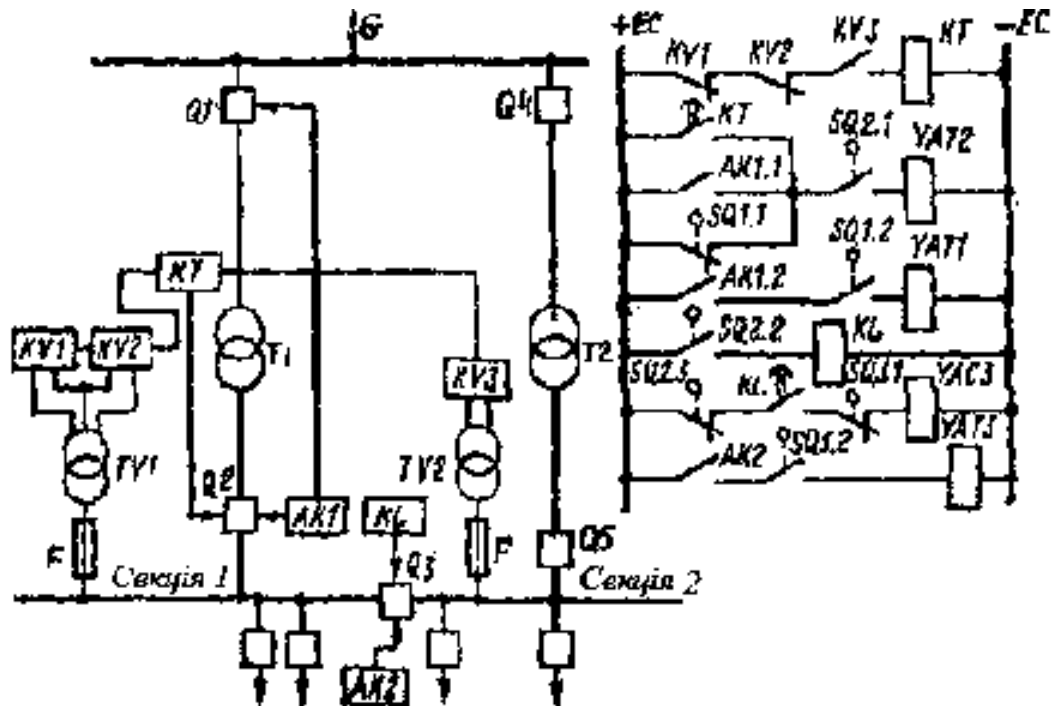


Рисунок 20.6 – Схема АВР двотрансформаторної підстанції

Схеми пристроїв АВР вибирають залежно від місцевих умов, схеми з'єднання електроустановки, типу основного обладнання тощо. У сільській електрифікації найбільш поширене автоматичне вмикання резервних ліній і трансформаторів. Для забезпечення безперебійності електропостачання часто використовують живлення споживачів двома лініями або двома трансформаторами. Живлення споживача може здійснюватись від одного трансформатора, а інший знаходиться в резерві. Однак при цьому недостатньо використовується обладнання. Частіше обидва трансформатори знаходяться у роботі, але працюють роздільно, кожний з них на частину навантаження, наприклад, на окрему секцію шин підстанції. Порушення електропостачання на частині споживачів відновлюється дією АВР, завдяки чому вмикається розімкнений секційний вимикач на шинах підстанції. Живлення при цьому переводиться на одну лінію або на один трансформатор.

21 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

План

21.1 Основні положення техніко-економічних розрахунків

21.2 Річні експлуатаційні витрати

21.1 Основні положення техніко-економічних розрахунків

При проєктуванні систем електропостачання сільських районів і в процесі їх експлуатації постійно вирішують завдання вибору найбільш доцільного варіанта, тобто з кращими техніко-економічними показниками. До таких завдань відносять вибір перерізів проводів, потужностей трансформаторів підстанцій, оптимального (найкращого) варіанта розвитку мереж, заходів щодо зниження втрат електричної енергії, підвищення надійності електропостачання тощо. Розглянуті варіанти можуть відрізнятися як розміром капітальних витрат, так щорічними витратами виробництва і експлуатаційними витратами. Якщо серед варіантів є такий, у якого капітальні вкладення і витрати виробництва менші, ніж в інших, природно, він і буде найкращим. Однак у більшості випадків для одних варіантів кращими є капітальні витрати, а в інших – кращими є виробничі витрати. Розглянуті варіанти повинні порівнюватися за інших однакових умов, тобто при однакових об'ємах продукції.

Для систем електропостачання це означає однакову кількість, що відпускається споживачам електроенергії, що відповідає державним стандартам якості і нормативному рівню надійності електропостачання. Відповідно до методичних рекомендацій комплексної оцінки ефективності заходів, спрямованих на прискорення науково-технічного прогресу, критерієм вибору варіанта служить **максимум економічного ефекту** E , що є різницею між вартісною оцінкою результатів реалізації цього варіанта P і витрат на його здійснення Z , тобто

$$E = P - Z \rightarrow \max. \quad (21.1)$$

Економічний ефект від впровадження варіанта треба визначати за розрахунковий період T :

$$Z_T = P_T^O - Z_T^I \rightarrow \max. \quad (21.2)$$

Дуже часто порівнювані варіанти відрізняються один від іншого лише річними витратами або строками їх вкладення. Тоді критерій вибору – **максимум економічного ефекту** – трансформується в інший, більш простий – **мінімум сумарних зведених витрат**:

$$Z \rightarrow \min.$$

Річні зведені витрати по кожному варіанту Z є сумою нормативних відрахувань від капітальних вкладень K на будівництво і реконструкцію та річних витрат на експлуатацію B , грн/рік

$$Z = E_n K + B, \quad (21.3)$$

де E_n – коефіцієнт порівняльної ефективності ($E_n = 0,1$).

З порівнюваних варіантів оптимальним вважають той, для якого витрати мінімальні.

При визначенні капітальних витрат враховують такі складові:

$$K = K_{б-м} + K_{об} + K_{пр} + K_{обор}, \quad (21.4)$$

де $K_{б-м}$ – капітальні вкладення на будівельно-монтажні роботи;

$K_{об}$ – вартість обладнання, транспортних засобів, реманенту;

$K_{пр}$ – витрати на проектно-дослідницькі і підготовчі роботи;

$K_{обор}$ – витрати на створення обігових коштів.

За наявності декількох елементів системи електропостачання враховують капітальні вкладення кожного з них:

$$K = K_{жл} + K_{рпп} + K_{рл} + K_{тп} + K_{пл0,38}, \quad (21.5)$$

де $K_{жл}$ – капітальні вкладення у живильну лінію напругою 35–110 кВ;

$K_{рпп}$ – капітальні вкладення у районну трансформаторну підстанцію напругою 35–110/10 кВ;

$K_{рл}$ – капітальні вкладення у розподільчу лінію напругою 6–10 кВ;

$K_{ТП}$ – капітальні витрати у споживчі трансформаторні пункти напругою 6–10/0,4 кВ;

$K_{ЛЛ0,38}$ – капітальні витрати у лінії напругою 0,38 кВ.

Об'єднавши два вирази (21.4) і (21.5), подамо сумарні капітальні вкладення по елементах схеми і складовим капітальних вкладень загальним виразом:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m K_{ij}.$$

Щорічні виробничі витрати

$$\begin{aligned} B &= (B_{рен} + B_{кр}) + B_{обс} + B_e + B_{ин} = \\ &= B_a + B_{обс} + B_e + B_{ин}, \end{aligned} \quad (21.6)$$

де $B_{рен}$ – амортизаційні відрахування на реновацію для повного відшкодування основних фондів після закінчення терміну служби об'єкта;

$B_{кр}$ – амортизаційні відрахування на капітальний ремонт, призначений для часткового відновлення і модернізації обладнання;

$B_{обс}$ – витрати на обслуговування;

B_e – витрати на втрати електроенергії;

$B_{ин}$ – інші виробничі та позавиробничі витрати, що включають витрати на допоміжні матеріали (мастильні, обтиральні тощо), поточний ремонт, послуги допоміжних виробництв, а також загальномереві;

$B_a = B_{рен} + B_{кр}$ – амортизаційні відрахування на реновацію і капітальний ремонт.

Як підсумковий строк, наприклад, під час техніко-економічних порівнянь варіантів реконструкції мережі, часто задаються розрахунковим періодом. Цей період, як правило, складає 5–10 років. Однак загальної думки щодо тривалості періоду дотепер немає, і він може різнитися для різних конкретних завдань.

Методика комплексної оцінки ефективності заходів, спрямованих на прискорення науково-технічного прогресу, рекомендує при виборі оптимального варіанта крім зведених витрат ураховувати також супутні економічні ефекти, серед яких можна брати збитки від зниження надійності

електропостачання і якості електроенергії, витрату металу, зручність експлуатації, екологічні та соціальні фактори тощо. У багатьох випадках зазначені фактори за своєю значимістю не поступаються основним економічним показникам. Так, наприклад, такі показники, як якість електричної енергії і надійність електропостачання, навіть перебуваючи у допустимих нормативних межах, все-таки для різних варіантів неоднакові. Тому вибір кращого варіанта лише за зведеними витратами часто означає вибір з нерівних за якістю і надійністю електропостачання варіантів. У той самий час зниження якості електроенергії і надійності електропостачання призводить до збитків споживача, який часто можна оцінити у грошовому еквіваленті. Для вибору об'єктивно кращого варіанта крім критерію зведених витрат для розглянутих варіантів доцільно оцінити показники якості і надійності електропостачання, тобто перейти до багатокритеріального вибору, де зведені витрати і показники надійності електропостачання та якості вважають частковими критеріями вибору.

Наприклад, для оцінки якості напруги споживачів беруть суму добутків неоднаковості напруги H на максимальне навантаження S_m $\left[(\%)^2 \text{кВА} \right]$ головної ділянки лінії напругою 10 кВ. Однак через недостатність вихідної інформації щодо графіків навантажень споживачів, часто використовують вираз на основі кореляційно-регресійного аналізу:

$$H = 16,5 + 0,0077U_{\max II/10}^2, \quad (21.7)$$

де $U_{\max II/10}$ – максимальні втрати напруги у лінії напругою 10 кВ.

Рівняння (21.7) згладжує фактичну картину неоднаковості споживачів і не впливає на вибір кращого варіанта, що дозволяє виключити цей показник з набору часткових критеріїв. Часткові критерії надійності і якості електроенергії доцільно брати не у грошових одиницях, а у вигляді натуральних показників у $\text{кВт} \cdot \text{год}$ і у $\left[(\%)^2 \text{кВА} \right]$.

Після розрахунку значень часткових критеріїв оцінки для розглянутих варіантів необхідно одержати єдиний комплексний критерій. Таке перетворення

називають об'єднанням часткових критеріїв у єдиний оцінний функціонал F . Об'єднання необхідне тому що, як правило, людина не здатна здійснювати вибір одночасно за декількома змінними показниками.

Об'єднання індивідуальних критеріїв у єдиний оцінний функціонал F можна проводити двома способами: адитивним і мультиплікативним. **Адитивна форма** згортки має вигляд:

$$F = \sum_{i=1}^n \bar{f}_i \alpha_i = \bar{Z} + \bar{W}_n + \sum \overline{HS}_m, \quad (21.8)$$

де n – кількість часткових критеріїв;

$\bar{f}_i$ – нормований i – ий частковий критерій оцінки;

α_i – ваговий коефіцієнт i – ого часткового критерія, що враховує важливість (або частку) цього критерія у загальному оцінному функціоналі.

Сума вагових коефіцієнтів часткових критеріїв оцінювання дорівнює одиниці. Для завдань оптимізації параметрів систем електропостачання сільських районів (СЕСР) і обраних часткових критеріїв вагові коефіцієнти можуть задаватися однаковими.

Мультиплікативний оцінний функціонал одержують за формулою:

$$F = \prod_{i=1}^n f_i^{\alpha_i} = 3W_n \sum HS_m. \quad (21.9)$$

Для більшості завдань оптимізації параметрів СЕСР доцільно застосовувати мультиплікативний спосіб об'єднання, тому що при цьому обраний розв'язок (на відміну від адитивного) не залежить від кількості розглянутих стратегій і способу нормування часткових критеріїв. В окремих випадках, коли часткові критерії отримують нульові значення, необхідно переходити до адитивних форм.

Крім багатокритеріальності завданням оптимізації параметрів СЕСР властива невизначеність ряду вихідних параметрів, таких, як електричне навантаження на розрахунковий період, частота потоку відмов елементів СЕСР, значення питомих збитків від зниження надійності і якості електроенергії тощо.

Невизначеними є величини, для яких точне значення невідоме і можна вказати лише межі інтервалів можливих значень.

Для зняття невизначеності усередині інтервалу необхідна додаткова інформація, одержання та обробка якої – трудомісткий і складний процес. Незважаючи на те, що розроблено методи обробки додаткової інформації, вони більше підходять для розв’язку дослідницьких завдань.

В інженерних завданнях вибір розв’язку можна проводити для значення невизначеного фактора, що відповідає його математичному очікуванню. Це можливо, якщо залежність часткового критерію від невизначеного фактора лінійна або близька до лінійної. У цьому випадку значення часткового критерію треба визначати при математичному очікуванні невизначеного фактора. Наприклад, межі інтервалів розрахункового електричного навантаження позначені $S_{\min}$ і $S_{\max}$, а математичне очікування електричного навантаження усередині інтервалу невизначеності (від $S_{\min}$ до $S_{\max}$) дорівнює:

$$S_m = 0,5(S_{\min} + S_{\max}). \quad (21.10)$$

Порядок вибору кращого варіанта за декількома критеріями можна подати так:

- розробка варіантів;
- вибір приватних критеріїв оцінки, у загальному випадку це Z , W_n , $\sum HS_m$;
- визначення меж значень невизначеного фактора і його математичного очікування;
- розрахунок часткових критеріїв оцінки для розглянутих варіантів при середньому (математичному очікуванні) значенні невизначеного фактора;
- одержання єдиного оцінного функціонала адитивним або мультиплікативним шляхом залежно від значень часткових критеріїв;
- вибір оптимального варіанта по мінімуму оцінного функціонала, визначеного при математичному очікуванні невизначеного фактора.

21.2 Річні експлуатаційні витрати

Річні експлуатаційні витрати електропостачальної системи (поточні витрати) відповідно до виразу (21.6) містять у собі витрати на амортизацію, обслуговування мереж, втрати електричної енергії та інші невиробничі витрати.

Витрати на амортизацію, грн, для розглянутого варіанта визначають як суму витрат на n елементів мережі і розраховують за виразом:

$$B_a = \sum (K_i p_{ai} / 100), \quad (21.11)$$

де K_i – капітальні вкладення в елемент; p_{ai} – норма амортизаційних відрахувань i -го елемента мережі, %.

Витрати інші на виробничі і невиробничі витрати, що включають витрати на допоміжні виробництва і загальномережеві, становлять 3–4 % капітальних вкладень і визначають так:

$$B_{in} = (0,03 - 0,04) \sum_{i=1}^n K_i. \quad (21.12)$$

Витрати на обслуговування мереж містять у собі витрати на заробітну плату обслуговуючого персоналу та інші витрати, у першу чергу, загальномережеві та на поточний ремонт. Їх знаходять також через розрахунок суми витрат для n елементів мереж, тобто

$$B_{обс} = \gamma \sum_{i=1}^n N_{y.o}, \quad (21.13)$$

де γ – вартість обслуговування, що припадає на одну умовну одиницю);

$N_{y.o}$ – сума умовних одиниць на обслуговування елементів мережі.

Вартість втрат електричної енергії і відповідно витрати на втрати визначають для кожного варіанта як суму втрат електроенергії або витрат у різних елементах мережі, тобто

$$B_e = \sum_{i=1}^n B_i. \quad (21.14)$$

Річні витрати на втрати електричної енергії у лінії електропередачі, грн

$$B_e = \sum_{k=1}^z \left(S_p / U_n \right)^2 R_0 L \tau C_{\text{л}} \cdot 10^{-5}, \quad (21.15)$$

де z – кількість ділянок лінії електропередачі;

S_p – розрахункове максимальне навантаження ділянки лінії, kBA ;

U_n – номінальна напруга, kB ;

R_0 – питомий активний опір проводів ділянки лінії, Ом/км ;

L – довжина ділянки лінії електропередачі, км;

τ – тривалість втрат, год/рік;

C_L – питомі витрати на втрати електроенергії у лінії даної напруги, коп / (кВт · год).

Витрати на втрати електроенергії в трансформаторі, грн, складаються з витрат на постійні та змінні втрати:

$$B_{eT} = \left[\left(S_p / S_n \right)^2 P_k \tau C_k + P_x T_\theta C_x \right] \cdot 10^{-5}, \quad (21.16)$$

де S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА;

P_k і P_x – втрати КЗ і холостого ходу трансформатора, кВт;

C_k і C_x – вартість втрат КЗ і холостого ходу, коп / (кВт · год);

T_θ – час включеного стану трансформатора (при роботі протягом року $T_\theta = 8760$ год).

Питомі витрати на втрати електроенергії в елементах сільської електричної мережі визначають за формулою:

$$C_m = M + N / h \quad (21.17)$$

де M і N – коефіцієнти для енергосистем (довідкові дані для даної енергосистеми);

h – показник режиму навантаження, який знаходять за формулою:

$$h = \tau / K_m,$$

де τ – осереднені значення тривалості втрат, год/рік;

K_m – коефіцієнт участі максимуму втрат у максимумі енергосистеми.

При живленні споживачів електроенергією від місцевих, наприклад, дизельних електростанцій (ДЕС) необхідно враховувати річні експлуатаційні витрати на електростанції, грн:

$$\begin{aligned} B_{ДЕС} &= B_a + B_{n.p} + B_o + B_n = \\ &= K_{ДЕС} (p_a + p_{n.p}) / 100 + B_o + 3_o q_0 P T, \end{aligned} \quad (21.18)$$

де B_a – витрати на амортизацію ДЕС, грн

$B_{n.p}$ – витрати на поточний ремонт ДЕС, грн;

B_o – витрати на обслуговування ДЕС, грн;

B_n – річні витрати на паливо, грн;

$K_{ДЕС}$ – капітальні вкладення у ДЕС, грн;

p_a – норма відрахувань на амортизацію ДЕС;

$p_{n.p}$ – норма відрахувань на поточний ремонт ДЕС;

z_o – вартість 1 кг палива, грн/кг;

q_0 – питома витрата палива, $гpn / (кВт \cdot год)$;

P – максимальна потужність ДЕС, кВт;

T – тривалість використання максимального навантаження, год/рік.

Експлуатаційні витрати на резервні ДЕС, які працюють лише під час перерв централізованого електропостачання, можна обмежити врахуванням лише двох складових B_a і $B_{n.p}$, при цьому похибка розрахунків складає до 5 %.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Козирський В. В. Основи електропостачання [Текст] : підручник / В. В. Козирський, С. М. Волошин. – Київ : Компринт, 2021. – 497 с.
2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 167 с.
3. Давиденко Л. В. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум [Текст] : навчальний посібник / Л. В. Давиденко, Н. В. Коменда, В. А. Давиденко, М. М. Євсюк – Луцьк : ВПІ ЛНТУ, 2022. – 244 с.
4. Василега П. О. Електропостачання [Текст] : підручник / П. О. Василега. – Суми : СумДУ, 2019. – 521 с.
5. Основи електропостачання [Електронне видання] : Конспект лекцій для студентів 4 курсу денної і заочної форм навчання, напрям підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Суми : СНАУ, 2018. – 90 с.
6. Шкрабець Ф. П. Електропостачання [Текст]: навчальний посібник / Ф. П. Шкрабець. – Дніпропетровськ : НГУ, 2015. – 540 с.
7. Василець С. В. Техніка високих напруг: навчальний посібник [Електронне видання] / С. В. Василець, К. С. Василець. – Рівне : НУВГП, 2018. – 187 с.
8. Wadhwa C. L. Electrical Power Systems [Text] / C. L. Wadhwa. – Kent : New Academic Science Limited, 2012. – 964 p.
9. Харченко В. Ф. Електропостачання міст і промислових підприємств [Текст] : конспект лекцій / В. Ф. Харченко. – Харків: ХНАМГ, 2011. – 168 с.
10. Коваленко О. І. Основи електропостачання сільського господарства [Текст] : навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.

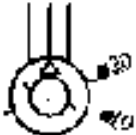
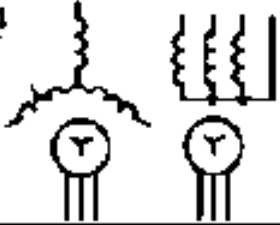
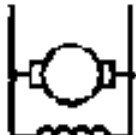
11. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств [Текст] : підручник / В. Є. Шестеренко. – Вінниця : Нова книга, 2004. – 656 с.

12. Маліновський А. А. Основи електроенергетики та електропостачання [Текст] : підручник / А. А. Маліновський, Б. К. Хохулін. – Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка», 2009. – 436 с.

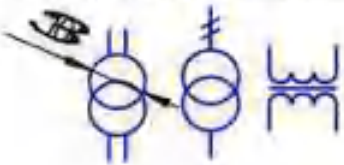
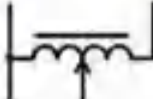
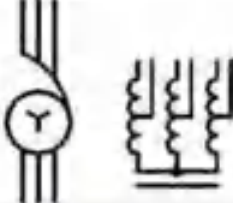
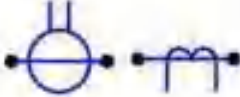
Додаток А

(обов'язковий)

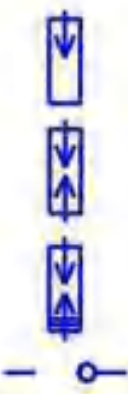
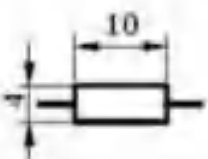
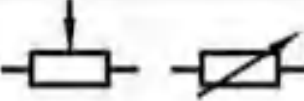
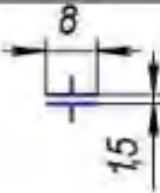
Таблиця А.1 – Умовні графічні позначення на електричних схемах

№ пор.	Назва	Умовне графічне позначення	Позначення згідно з ГОСТ 2.710-81
1	2	3	4
Машини електричні. ГОСТ 2.722-68			
1	Асинхронний двигун із короткозамкненим ротором		М
2	Синхронний двигун		М
3	Асинхронний двигун із фазним ротором (спрощене позначення)		М
4	Асинхронний двигун із фазним ротором (розгорнуте позначення)		М
5	Машина постійного струму з послідовним збудженням		М, G
6	Машина постійного струму з паралельним збудженням		М, G
7	Машина постійного струму зі змішаним збудженням		М, G

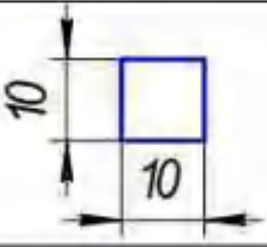
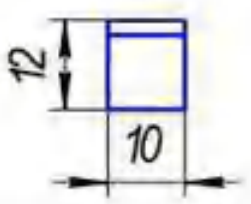
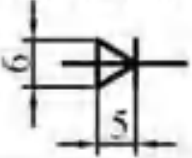
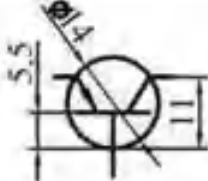
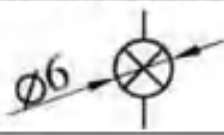
Продовження таблиці А.1

1	2	3	4
Трансформатори, автотрансформатори. ГОСТ 2.723-68			
8	Трансформатор однофазний двообмотковий		T
9	Трансформатор трифазний двообмотковий		T
10	Трансформатор трифазний триобмотковий		T
11	Автотрансформатор однофазний		T
12	Автотрансформатор трифазний		T
13	Трансформатор струму з однією вторинною обмоткою		TA
14	Трансформатор напруги з однією вторинною обмоткою		TV
15	Реактор		LR

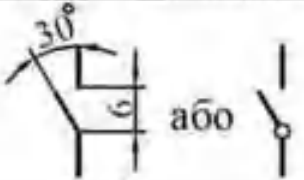
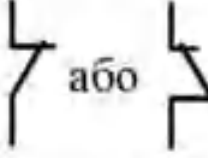
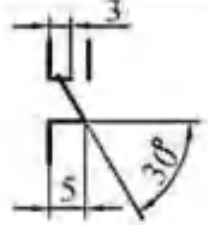
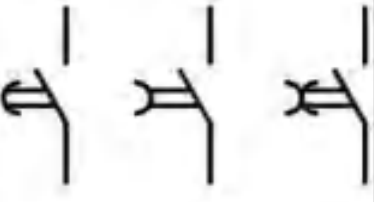
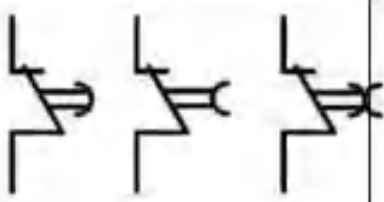
Продовження таблиці А.1

1	2	3	4
Розрядники, запобіжники. ГОСТ 2.727-68			
16	Запобіжник плавкий		FU
17	Розрядники: а) загальне позначення; б) трубчатий; в) вентильний і магнітовентильний; г) шаровий		FV
Резистори, конденсатори. ГОСТ 2.728-74			
18	Резистор постійний		R
19	Резистор змінний		R
20	Конденсатор		C
21	Конденсатор змінної ємності		C

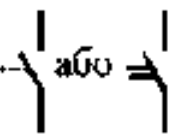
Продовження таблиці А.1

1	2	3	4
Прибори електровимірювальні. ГОСТ 2.729-68			
22	Прилад електровимірювальний, що показує		P
23	Прилад електровимірювальний, що реєструє		P
24	Прилад електровимірювальний, що інтегрує (наприклад, лічильник електричної енергії)		PI – активної, PK – реактивної енергії
Прибори напівпровідникові. ГОСТ 2.730-73			
25	Діод		VD
26	Стабілітрон		VD
27	Тиристор		VS
28	Транзистор (біполярний р-п-р типу)		VT
Джерела світла. ГОСТ 2.732-68			
29	Лампи розжарювання освітлювальна й сигнальна		EL, HL

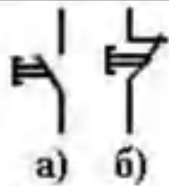
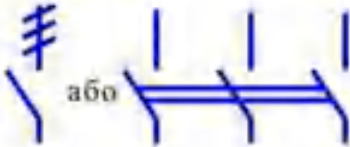
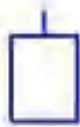
Продовження таблиці А.1

1	2	3	4
30	Лампа газорозрядна освітлювальна з двома виводами		EL
Пристрої комутаційні й контактні з'єднання. ГОСТ 2.755-87			
31	Контакт замикальний		S
32	Контакт розмикальний		S
33	Контакт перемикальний		S
34	Контакт перемикальний із середнім положенням		S
35	Контакти замикальні, що функціонують з уповільненням під час спрацювання, повернення та під час спрацювання й повернення		S
36	Контакти розмикальні, що функціонують з уповільненням під час повернення, спрацювання та під час спрацювання й повернення		S

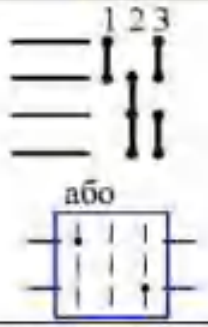
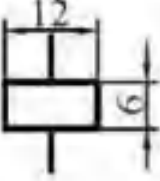
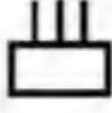
Продовження таблиці А.1

1	2	3	4
37	Контакт замикальний із самоповоротом		S
38	Контакт замикальний без самоповороту		S
39	Контакт замикальний сплюгнутого вантажа		S
40	Контакт замикальний із пристроєм дугогасіння		S
41	Контакт електротеплового реле		SK
42	Контакти із механічним зв'язком		SP
43	Контакт вимикача з автоматичним поверненням у разі перенавантаження		SF
44	Контакт шляхового вимикача		SQ

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4
45	Контакти кнопкові: а) замикальний; б) розмикальний		SB
46	Вимикач однополюсний		Q
47	Вимикач триполюсний		Q
48	Вимикач триполюсний з автоматичним поверненням		QF
49	Вимикач високої напруги		Q
50	Роз'єднувач триполюсний		QS
51	Вимикач навантаження триполюсний		QW
52	Короткозамикач		QK
53	Віддільник		QR

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4
54	Вимикач диференційний		Q
55	Вимикач з автоматичним поверненням (автомат) диференційний		QF
56	Багатопозиційний перемикач		SA
Сприймальна частина електромеханічних пристроїв. ГОСТ 2.756-76			
57	Котушка електромеханічного пристрою (реле, контактора, пускача) однофазного струму		K
58	Котушка електромеханічного пристрою трифазного струму		K
59	Сприймальна частина електротеплового реле		KK
Електричні зв'язки, проводи, кабелі, шини. ГОСТ 2.751-83			
60	Лінія електричного зв'язку. Провід, кабель, шина		
61	Лінія групового зв'язку		

Продовження таблиці А.1

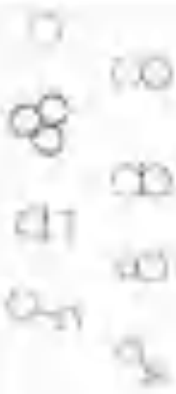
1	2	3	4
62	Лінія електричного зв'язку з відгалуженнями: а) одним; б) двома <i>Примітка:</i> під час виконання схем автоматизованим способом дозволено точки відгалуження не зачорнювати		
63	В однолінійних позначеннях елементів або пристроїв можна використовувати позначення: – групи з двох ліній; – групи з трьох ліній; – групи з чотирьох ліній		
64	Шина		
65	Відгалуження від шини		
66	Шини, що графічно перетинаються, але електрично не пов'язані		
67	Відводи (відпайки) від шини		

Примітка до п.п. 64–67: зображення шин за допомогою двох ліній використовують тоді, коли необхідно графічно відділити їх від зображення ліній електричного зв'язку (проводів, кабелів).

Таблиця А2 – Умовні графічні позначення електростанцій та підстанцій
(згідно ГОСТ 2.748-68)

Найменування	Позначення	
	Які проектуються	Діючі
1	2	3
Електростанція. Загальне позначення		
Підстанція. Загальне позначення		
Електростанція гідравлічна		
Електростанція гідроакumuлююча		
Електростанція гідравлічна річкова		
Електростанція насосно-акumuлююча		
Електростанція теплова. Загальне позначення: - без видачі теплової енергії споживачу - з видачею теплової енергії споживачу	 	 
Електростанція атомна		
Електростанція паротурбінна - на твердому паливі - на рідкому або газоподібному паливі	 	 
Електростанція газотурбінна та з парогазовим циклом		
Електростанція з двигуном внутрішнього згоряння		
Електростанція геотермальна		
Підстанція випрямлювальна		

Продовження таблиці А.2

1	2	3
Установка підстанцій: - відкрита - закрита - підземна - напівпідземна - пересувна		
Установка електростанцій: - відкрита - закрита - підземна - напівпідземна - пересувна		
Позначення опор ЛЕП, які не передбачені стандартами ЕСКД, але прийняті на практиці		
Дерев'яна опора: - проміжна - анкерна, кінцева - анкерна поворотна (кутова) - з дерев'яною приставкою - з залізобетонною приставкою - з укосиною - проміжна з світільником - проміжна з заземлюючим спуском		

Продовження таблиці А.2

1	2	3
Залізобетонна опора:		
- проміжна		
- анкерна		
- анкерна поворотна (кутова)		
- кутова		
- з вітяжкою		
- проміжна зі світильником		

ДОДАТОК Б

(обов'язковий)

Таблиця Б.1 – Позначення буквено-цифрові в електричних схемах, згідно ГОСТ2.710-81

Буква коду	Значення букви коду за ГОСТ 2.710-81 (обов'язкова)	Значення букви коду, якщо вона використовується на другому або третьому місці коду (за рекомендаціями)	Сполучення букв і їхнє значення за рекомендаціями	
			Код	Значення коду
1	2	3	4	5
А	Пристрій	Акустика, струм, струмовий, динамічний, відділювальний, пристрій	АА	Регулятор струму
			АВ	Привід виконавчих механізмів
			АС	АВР
			АСН	Пристрій допоміжний, задатчики
			АF	АВР
			АК	Блок-реле, комплектні захисти, захист шин
			АКВ	Пристрій блокування типу КРБ
			АКС	Пристрій АПВ
			АKV	Комплект лодпвжнього диференціального захисту лілій
			АKZ	Комплект реле опору
			АL	Противарійна автоматика
			АР	Система групового регулювання активної потужності
			AR	УРОВ
			AQ	Система групового регулювання реактивної потужності
			AT	Пристрій автоматичного пожежогасіння
			AV	Регулятор напруги
			AW	Регулятор потужності

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
В	Перетворювачі неелектричних величин в електричні або навпаки, датчики для вказівки або виміру	Батарея, блокування, перетворювач, привід	ВА	Гучномовець
			BE	Сельсин-приймач
			BC	Сельсин-датчик
			BK	Температурний датчик
			BL	Фотоелемент
			BP	Датчик тиску
			BR	Тахогенератор
			BV	Датчик швидкості
С	Конденсатор	Включити імпульсний рахунок, зчитування, команда, комутатор, компенсатор, конденсатор, режим	CB	Конденсаторна батарея
D	Схеми інтегральні, мікрозбірки	Діод, диференціювання, логічний елемент	DA	Схема інтегральна аналогова
			DD	Те ж, цифрова, логічний елемент
			DS	Пристрій зберження інформації
			DT	Пристрій затримки
			DXU	Елемент І-НІ
E	Елементи різні	Збудник, елементи різні	EB	Шинки: - ШБ
			EC	- ШВ
			EH	- ШС
			ENA	- ШЗА
			ENL	- ШЛ
			ENP	- ШЗП
			EK	Нагрівальний елемент
			EL	Лампа освітлювальна
			ES.1A	Шинки: - ШСХ ₁ (A 610)
			ES2.A	- ШСХ (A620)
			EA.A	- ВШ ₁ (A790)
			ESD	- ШСХ ₂ (A780)
			ECS1	- І ШИС (721)
			ESS	- ШСХ
			EV1.A	- І ШЛ ₁
			EY	- ШП

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
F	Розрядник, запобіжник, пристрій захисту	Розрядник, частота, елементи захисту, витрата	FA	Дискретний елемент захисту по струму (мигтєвий)
			FP FU	Тиж, інерційний Плавкий запобіжник
			FV	Розрядник, елемент захисту по напрузі
G	Генератор, джерело живлення	Генеруючий, засвоєний, земля, заземлення, запалювач, порушення, затиск, живлення	GB	Батарея
			GC	СК
			GE	Збудник
			GF	Генератор частоти
			GT	Блок генератор-трансформатор
H	Пристрій індикаційний і сигнальний	Сигнальне, індикація, іншір, година	HA	Прилад звукової сигналізації
			HP HLA	Прилад світлової сигналізації Табло сигнальне
			HLC	Лампа: - з зеленою лінзою
			HLR	- з червоною лінзою
			HLW	- з білою лінзою
I	-	Інтегруючий	-	-
K	Реле, контактор, пускач	Реле, контактор, тепловий, штовхаючий, комплект пристроїв	KA	Реле струму
			KAT	Те ж, з трансформатором насичення
			KAW	Те ж, з гальмуванням, баланسه
			KAZ KB	Фільтр реле струму Реле: - блокування
			KBS	- блокування від багаторазових включень
			KCS	Реле: - команди "Увімкнути"
			KCT	- команди "Вимкнути"
			KF	- частоти
			KN KNA	- вказівне - імпульсної сигналізації
			KI.	- проміжне, повторювальне, прискорення захисту

Продовження таблиці Б.1

			KLP	Реле тиску (повторювальне)
			KM	Контактор, пускач
			KMS	Пускач для виконавчих механізмів
			KQ	Реле: - фіксації положення
			KQC	- положення "увімкнення"
			KQT	- положення "вимкнено"
			KQQ	- фіксація команди вимкнення
			KQS	- положення роз'єднувача
			KS	- контролю
			KSS	- контролю синхронізму
			KSV	- контролю кола напруги
			KSF	- витрати
			KSG	- газове
			KSH	- струйне, напору
			KSN	- надум'я, диму
			KSP	- тиску
			KSR	- швидкості
			KST	- теплове
			KT	- часу
			KV	- напруги
			KW	- потужності
			KZ	- опору
L	Котушка індуктивності, дросель	Індуктивність, повторювач, проміжний, лампа, рівень, обмислення, проти-аварійний	LA	Обмотка: - збуджувача підбудинка
			LE	- збуджувача
			LG	- генератора
			LM	- електродвигуна
			LR	Реактор
			LW	Реактор лінії
M	Двигун	Двигун, механізм, головний	MAM	Виконавчий механізм
			ME	Збуджувач синхронної машини
N	-	Допоміжний, головний	-	-
O	-	Осцилограф	-	-

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
Р	Прилади вимірювальні	Тиск, поляризація, штир, пропор- ційний	РА	Амперметр
			РС	Лічильник імпульсів
			РФ	Частотомір
			РНЕ	Указник напруги
			РО	Осцилограф
			РQ	Указник РПН
			РS	Синхроскоп
			РТ	Секундомір, годинник
			РV	Вольтметр
			РW	Ватметр
Q	Вимкачі, роз'єднувачі в електричних колах	Вимкач, роз'єднувач, положення (старт, стоп), реактивний Поворотник, збій, ак- тивний світ, реверсивний, частота обертання, керування	QN	Короткозамикач
			QR	Відділювач
			QS	Роз'єднувач
			QSG	Роз'єднувач заземлюючий
			QW	Вимкач навантаження
			RK	Термістор
			RS	Шунт вимірювальний
			RP	Потенціометр
R	Резистор		RR	Резистор
			RT	Терморезистор
			RV	Варистор
S	Комутаційні пристрої у колах керування, сигналізації, вимірювання	Рубильник, синхронізація, новаторний стабілізатор, запам'ятовува- ння, запал, контроль	SA	Перемикач, ключі кін керування
			SAB	Перемикач і блокування
			SB	Кнопка
			SF	Автоматичний вимкач
			SG	Блок випробувальний
			SN	Перемикач: - вимірювання
			SS	- синхронізації
			SV	- кін напруги
			SQ	Кінцевий, шляховий вимкач
T	Трансфор- матор, автотрансфор- матор	Час, затримка, відключення, температура, транзистор	TA	Трансформатор струму
			TAV	Трансреактор
			TB	Трансформатор власних потреб (ВЛ)
			TL	Трансформатор: - проміжний
			TUV	- регульований (напруги)
			TS	Стабілізатор
			TV	Трансформатор напруги

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
U	Перетворювачі електричних величин в електричні, пристрої зв'язку	Перетворювачі, пристрої зв'язку	UA	Перетворювач: - струму
			UB	- нормуючий
			UF	- частоти
			UG	Блок живлення
			UR	Демодулятор
			UV	Перетворювач: - напруги
			UW LZ	- потужності - інвертор
V	Прилади електровакуумні та напівпровідникові	Напруга, швидкість, прилади вакуумні, напівпровідникові	VC	Випрямлювач
			VD	Діоди, випрямлювальні стовпи
			VL	Електровакуумні прилади, ЕЛТ
			VS	Тристор
			VT	Транзистор
W	Лінії та елементи НВЧ антени	Більш, потужність, довжина	W	ПЛ
X	З'єднання контактне	Контактне з'єднання, множення, опір реактивний	XA	Випробувальний блок
			XB	Накладка, перемичка
			XC	Випробувальний затискач
			XN	З'єднання нерозбірне
			XP	Штир
			XS	Гніздо
			XT	З'єднання розбірне
			XW	З'єднання ВЧ
Y	Пристрої механічні з електромагнітним приводом	Аналоговий електромагнітний прилад	YA	Електромагніт
			YAB	Замок блокування (електричний)
			YAC	Електромагніт: - увімкнення
			YAT	- вимкнення
Z	і пристрої кінцеві, фільтри, обмежувачі	Обмежувач, фільтр, цифровий, повний опір	ZA	Фільтр струму
			ZF	Фільтр частотний
			ZV	Фільтр напруги

ДОДАТОК В

(обов'язковий)

МАРКУВАННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ВТОРИННИХ КІЛ

Таблиця В.1 – Шинки управління і ламп сигналізації положення у колах постійного струму

Позиційне позначення шинки	Марка кола шинки	І призначення шинки	
+EY	-	Шинки живлення електромагнітів вкочення	
-EY	-	масляних вимикачів	
+EC	-	“+” управління	При одній системі шинок управління
+EC1	-		I системи шинок
+EC2	-		II системи шинок
-EC	-	“-” управління	При одній системі шинок управління
-EC1	-		I системи шинок
-EC2	-		II системи шинок
(+)EP	100	Шинки “мигання” ламп сигналізації положення вимикачів	При одній системі шинок управління
(+)EP1	-		I системи шинок
(+)EP2	-		II системи шинок
(+)EC	200	“Темний” плюс сигналізації (при живленні ламп сигналізації від кіл управління)	При одній системі шинок управління
(+)EC1	-		I системи шинок
(+)EC2	-		II системи шинок

Таблиця В.2 – Шинки сигналізації у колах постійного струму

Позиційне позначення шинки	Марка кола шинки	Призначення шинки
1	2	3
+EH	701	“+” сигналізації
-EH	702	“-” сигналізації
(+)EH	703	“Темний” плюс сигналізації (при живленні ламп від кіл сигналізації)
EH1	704	Шинка перевірки справності ламп сигнальних табло
ENA	707 (705)	Шинка звукової сигналізації аварійного відключення

Продовження таблиці В.2

1	2	3
<i>ЕНР1</i>	709	Шинки звукової попереджувальної сигналізації миттєвої дії
<i>ЕНР2</i>	711	з витримкою часу
<i>ЕНР3</i>	713	загальних або інших сигналів
<i>ЕАН</i>		Шинка виклику на секції КРІ СН 6 кВ при несправностях на секції (N – номер секції)
<i>ЕА1</i> <i>ЕА2</i>		Допоміжні шинки сигналізації для підстанції

Таблиця В.3 – Розподіл груп чисел для позначення кіл управління постійного струму

Найменування кола	Групи чисел для позначення кіл управління комутаційних апаратів у місцях однієї проєктної функціональної групи					
Основна група чисел 1	1-99 2	101-199 3	201-299 4	301-399 5	401-499 6	501-599 7
Додаткова група чисел (у випадках, коли чисел однієї групи недостатньо)	-	1101-1199 2101-2199 і т.п.	1201-1299 2201-2299 і т.п.	1301-1399 2301-2399 і т.п.	1401-1499 2401-2499 і т.п.	1501-1599 2501-2599 і т.п.
“+” в колі живлення	1 101	201	301	401		501
“-” в колі живлення	2	102	202	302	402	502
Кола вмикання	3 103	203		303	403	503
Кола зеленої лампи (при світловому контролі) або кола кнопки проміжного реле КQT (при звуковому контролі кола вмикання)	5	105	205	305	405	505
Кола вимикання	33 133	233		333	433	533
Кола червоної лампи (при світловому контролі) або кола кнопки проміжного реле КQC (при звуковому контролі кола вимикання)	35	135	235	335	435	535
Кола вмикання	3-49	103-119	203-219	303-319	403-419	503-519
Кола котушок реле-повторювачів і інших роз'єднуючих	20-29	120-129	220-229	320-329	420-429	520-529
Кола вимикання	30-49	130-149	230-249	330-349	430-449	530-549

Продовження таблиці В.3

1	2	3	4	5	6	7
Кола АВР, АПВ та іншої автоматики	50-69	150-169	250-269	350-369	450-469	550-569
Кола ламп сигналізації положення (при звуковому контролі кіл управління)	70-79	170-179	270-279	370-379	470-479	570-579
Кола катушок реле фіксації команд дистанційного управління	80-89	180-189	280-289	380-389	480-489	580-589
Кола звукової сигналізації аварійного вимикання	90-99	190-199	290-299	390-399	490-499	590-599
Кола електромагнітів вимкнення вимикача	871-874					
Резервні групи чисел	875-899(1875-1899, 2875-2899 і т. п.)					
Кола індивідуальних сигналів	901-999 (1901-1999, 2901-2999 і т. п.)					

Таблиця В.4 – Розподіл груп чисел для позначення кіл управління змінного струму

Найменування кола	Групи чисел для маркування кіл (вимикачів і ін.) у межах однієї проектно-функціональної групи			
Основна група чисел	A(B,C) 1-99	A(B,C) 101-199	A(B,C) 201-299	A(B,C) 301-399
Кола керування	A(B,C) 3 -49	A(B,C) 103-149	A(B,C) 203-249	A(B,C) 303-349
Кола вимкнення	A(B,C) 3	A(B,C) 103	A(B,C) 203	A(B,C) 303
Кола вимикання	A(B,C) 33	A(B,C) 133	A(B,C) 233	A(B,C) 333
Кола АВР, АПВ і іншої автоматики	A(B,C) 50-69	A(B,C) 150-169	A(B,C) 250-269	A(B,C) 350-369
Кола ламп сигналізації положення	A(B,C) 70-79	A(B,C) 170-179	A(B,C) 270-279	A(B,C) 370-379
Кола катушок реле фіксації команд дистанційного управління	A(B,C) 80-89	A(B,C) 180-189	A(B,C) 280-289	A(B,C) 380-389
Кола звукової сигналізації аварійного вимикання	A(B,C) 90-99	A(B,C) 190-199	A(B,C) 290-299	A(B,C) 390-399
Кола електромагнітів вимкнення вимикачів	871-874 (A, B, C, N)			
Кола індивідуальних сигналів	900-999			

Таблиця В.5 – Позначення кіл трансформаторів струму для релейного захисту і вимірювальних приладів однієї функціональної проектної групи

Позначення ТТ в схемі	Позначення кіл струмових кіл для фази				Додаткові порядкові номери струмових кіл
	A	B	C	N	
TA1	A411-A419	B411-B419	C411-C419	N411-N419	A (B, C, N) 4110-4119
TA2	A421-A429	B421-B429	C421-C429	N421-N429	A (B, C, N) 4210-4219
...	...	...	...	...	...
TA9	A491-A499	B491-B499	C491-C499	N491-N499	A (B, C, N) 4910-4919
TA10	A501-A509	B501-B509	C501-C509	N501-N509	A (B, C, N) 5010-5019
TA11	A511-A519	B511-B519	C511-C519	N511-N519	A (B, C, N) 5110-5119
...	...	...	...	...	...
TA19	A591-A599	B591-B599	C591-C599	N591-N599	A (B, C, N) 5910-5919
TA20	A801-A809	B801-B809	C801-C809	N801-N809	A (B, C, N) 8010-8019
TA21	A811-A819	B811-B819	C811-C819	N811-N819	A (B, C, N) 8110-8119

Таблиця В.6 – Позначення кіл трансформаторів напруги для релейного захисту і вимірювальних приладів однієї функціональної проектної групи

Позначення ТН в схемі	Позначення кіл напруги для фази				
	A	B	C	N	H
TV1	A611-A619	B611-B619	C611-C619	N611-N619	H611-H619
TV2	A621-A629	B621-B629	C621-C629	N621-N629	H621-H629
TV3	A631-A639	B631-B639	C631-C639	N631-N639	H631-H639

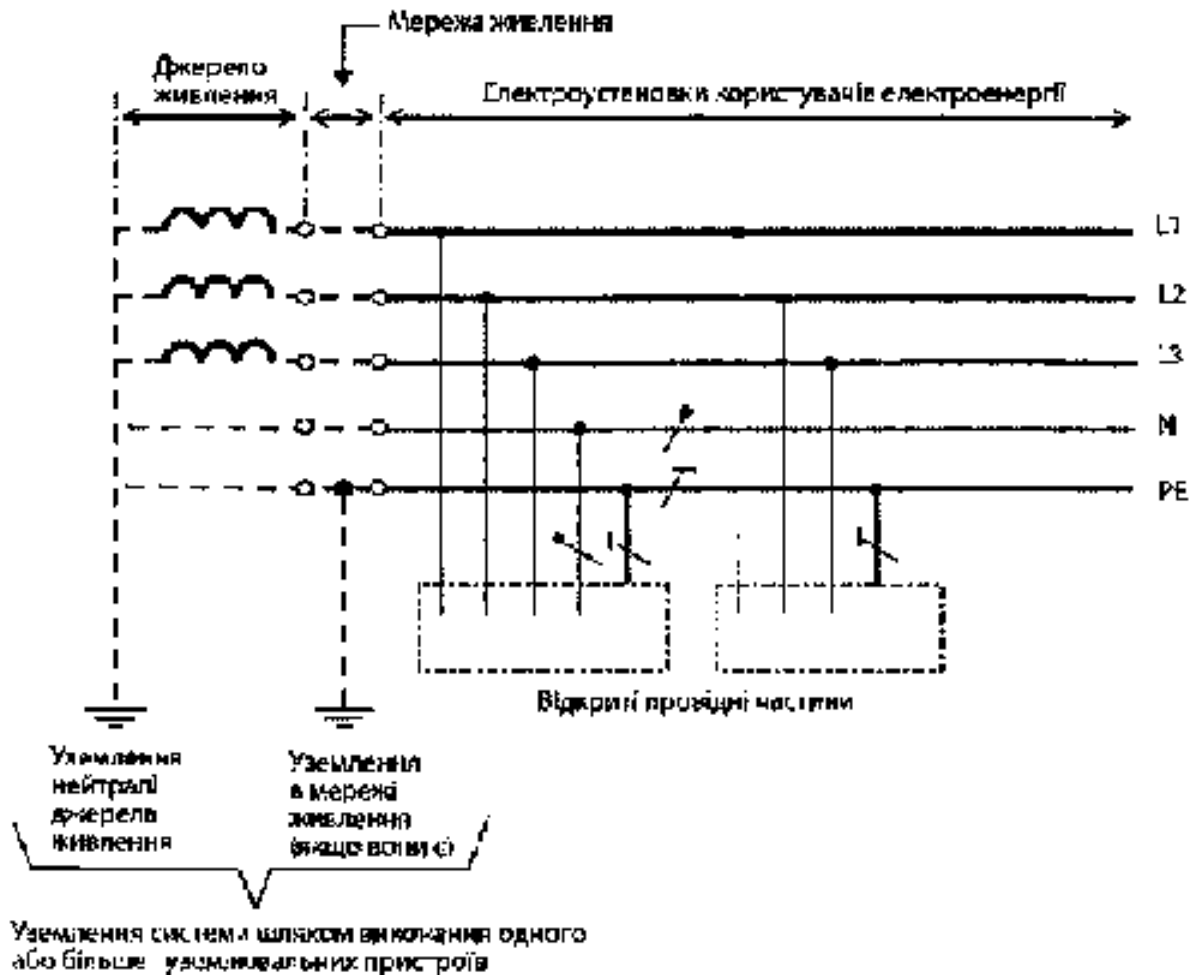
Таблиця В.7 – Позначення шин напруги

Напруга збірних шин, кВ	Шинки ТНІ СШ або будь-якої секції одиночної системи шин		Шинки ТНІІ СШ або будь-якої секції одиночної системи шин		Шинки ТНІ обидвоєї секції шин	
	Буквенні позначення	Числові значення	Буквенні позначення	Числові значення	Буквенні позначення	Числові значення
330 220 110	EV1 A (B, C, N, H, U, K, F)	641 621 611	EV2 A (B, C, N, П, U, K, F)	642 622 612	EV (B, U, F)	650
35 6-10	EV1 A (B, C, N, H, U, K)	631 661	EV2 A (B, C, N, H, U, K)	632 662	-	-
СНЗ-6	EV1 A (B, C, N, П, U, K)	630	EV2 A (B, C, N, П, U, K)	-	-	-

ДОДАТОК Г

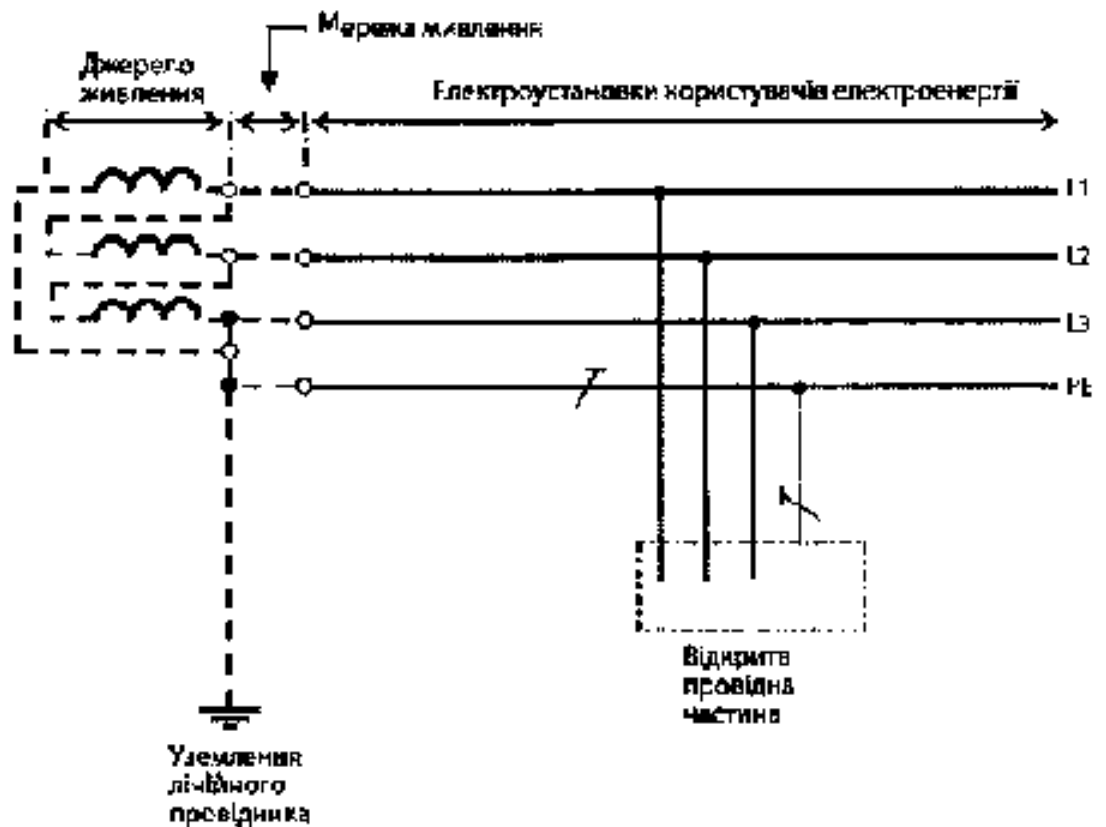
(обов'язковий)

СИСТЕМИ ЗАХИСНОГО УЗЕМЛЕННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЗМІННОГО СТРУМУ



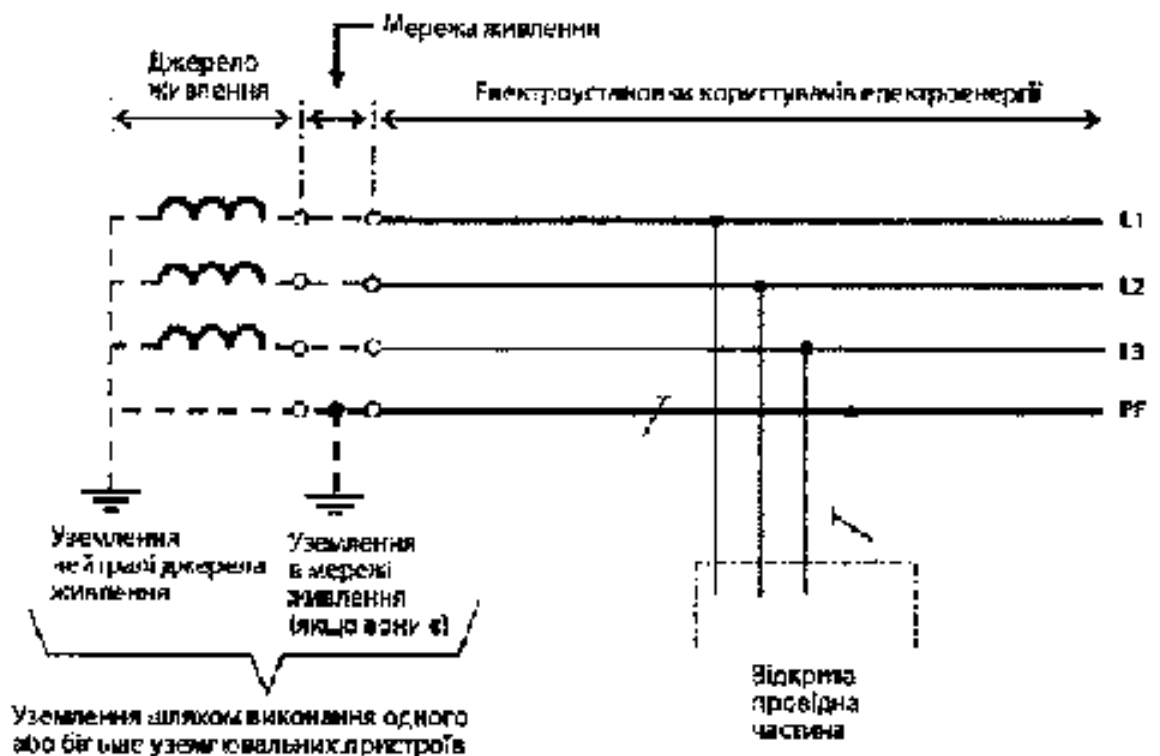
Примітка. В схемі можуть мати місце додаткові повторні уземлення РЕ-провідника.

Рисунок Г.1 – Система TN-S з уземленою нейтральною точкою і розподіленим нейтральним провідником



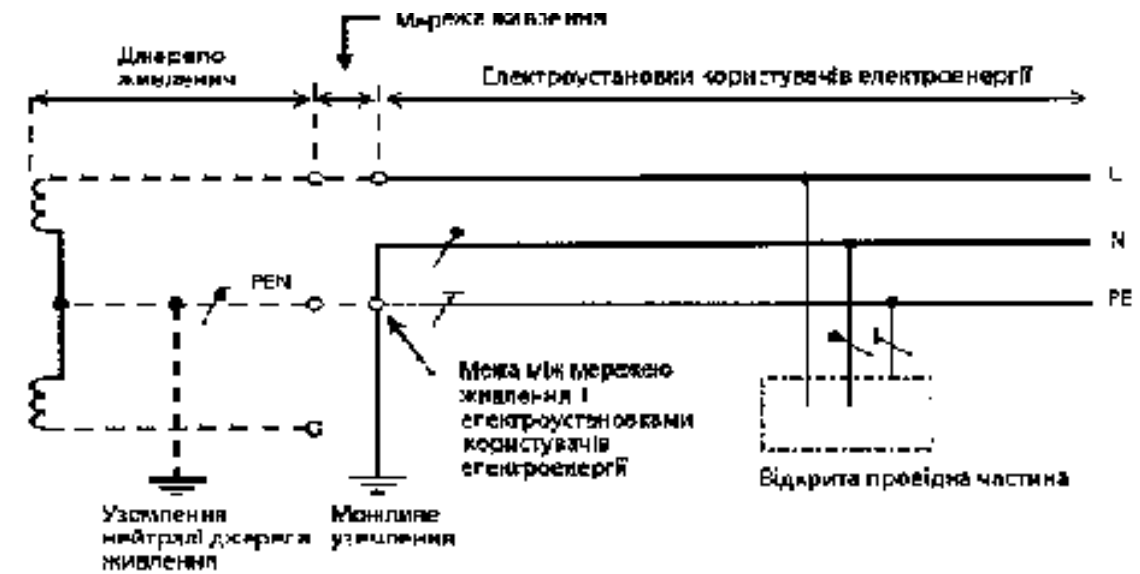
Примітка. В схемі можуть мати місце повторні уземлення PE-провідника.

Рисунок Г.2 – Система TN-S з уземленим лінійним провідником



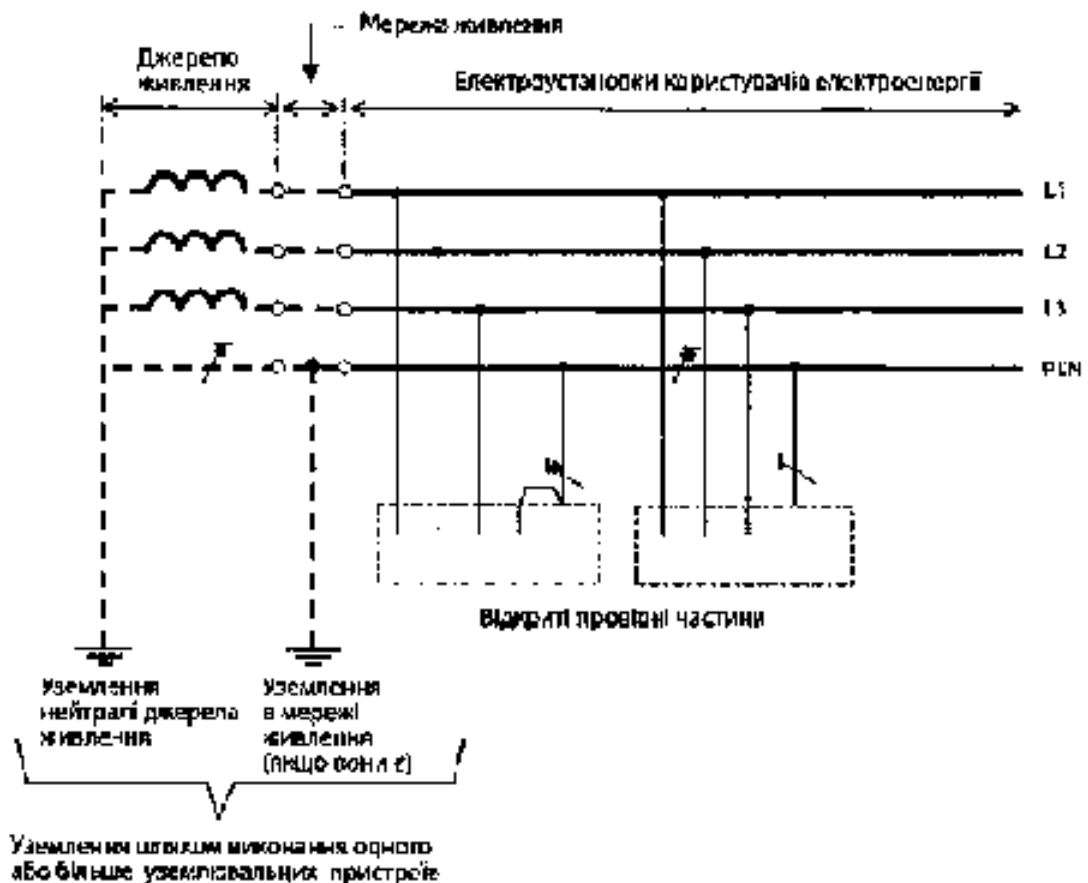
Примітка. В схемі можуть мати місце додаткові повторні уземлення PE-провідника

Рисунок Г.3 – Система TN-S з уземленою нейтральною точкою і нерозподіленим нейтральним провідником



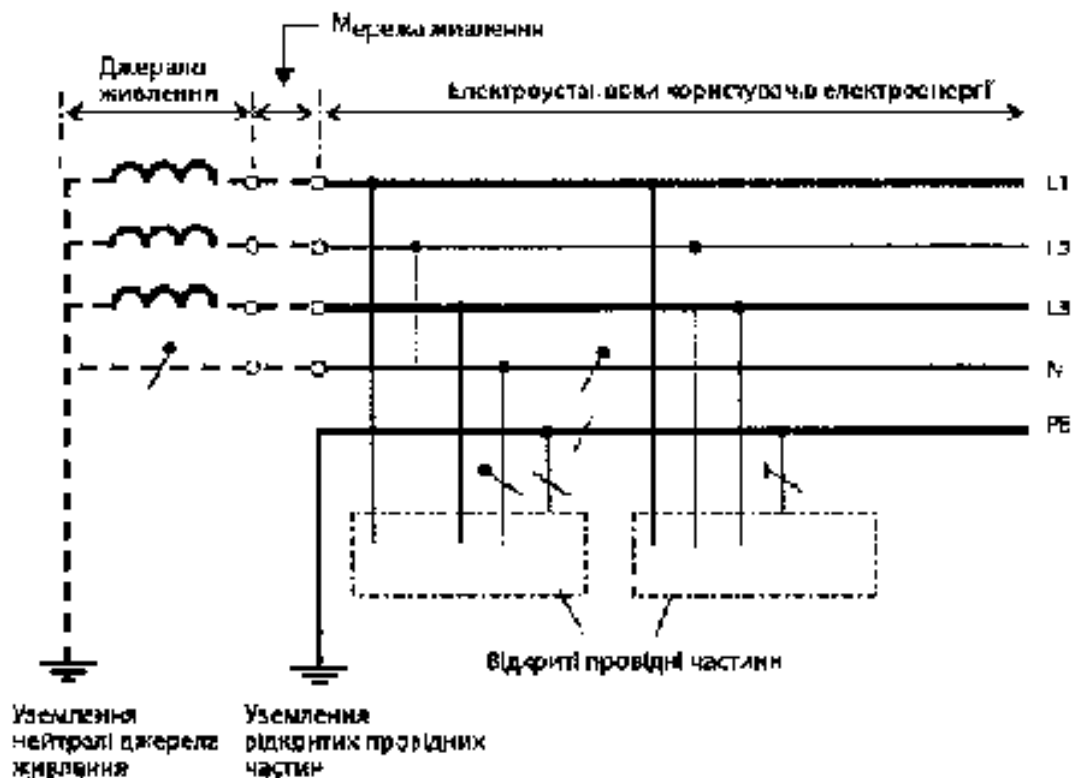
Примітка. В схемі можуть бути місця додатков: повторні уземлення PEN-проводника (в мережі електропостачальної організації) і PE-проводника (в мережі електроустановок користувачів електроенергії).

Рисунок Г.6 – Система TN-C-S (однофазна), в якій розділення PEN-проводника на нейтральний провідник і провідник захисного уземлення здійснюється на межі між мережею живлення і електроустановками користувачів електроенергії



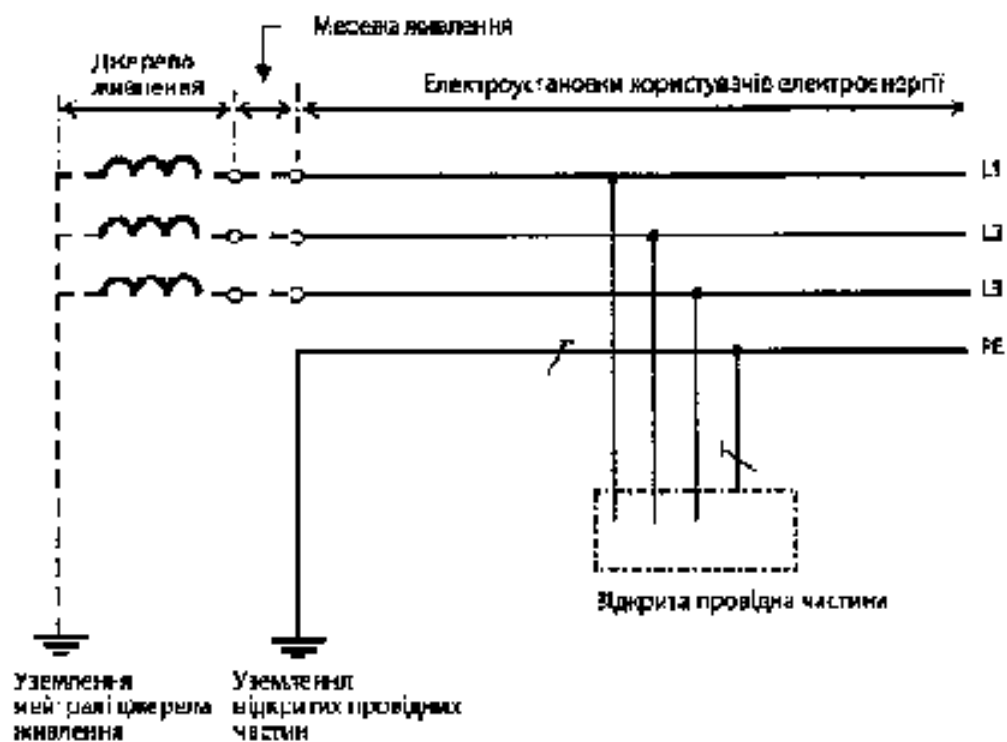
Примітка. В схемі можуть бути місця додаткові повторні уземлення PEN-проводника.

Рисунок Г.7 – Система TN-C з уземленою нейтральною точкою



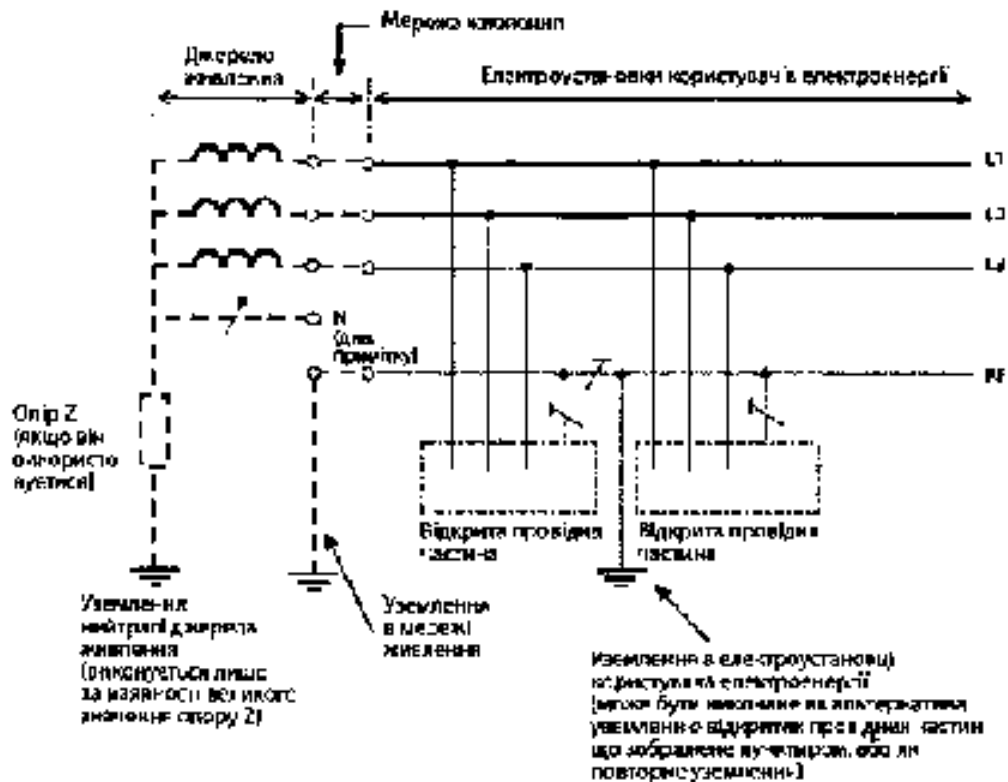
Примітка. В схемі можуть мати місце додаткові джерела і уземлення РЕ провідника.

Рисунок Г.8 – Система ТТ з розподіленим нейтральним провідником



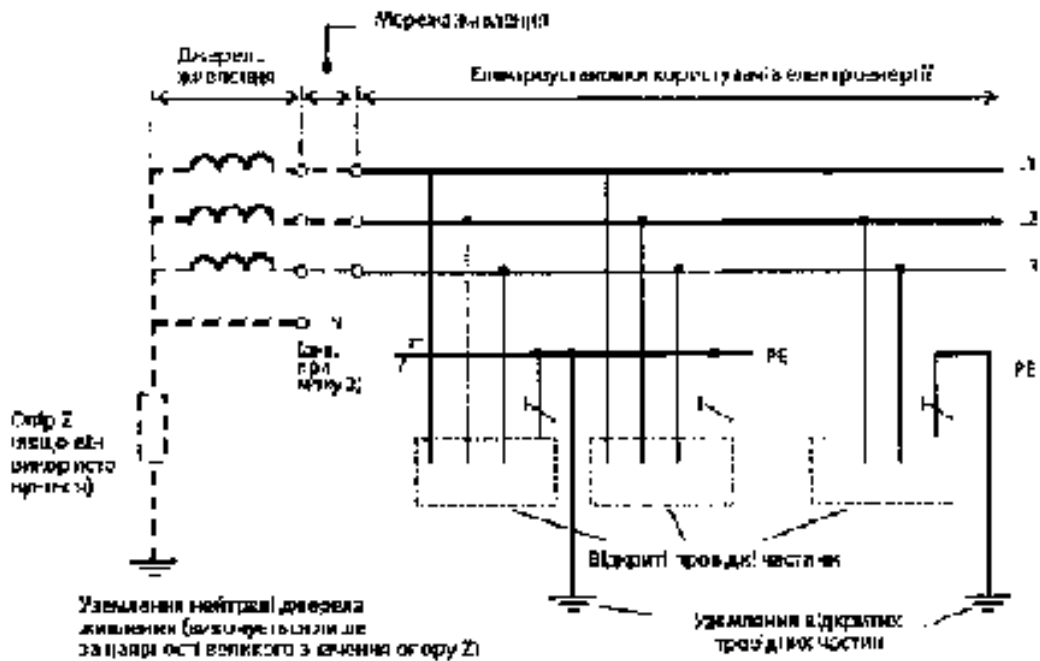
Примітка. В схемі можуть мати місце додаткові поєднані уземлення РЕ провідника.

Рисунок Г.9 – Система ТТ з нерозподіленим нейтральним провідником



Примітка. Нейтральний провідник може бути розподіленим або нерозподіленим.

Рисунок Г.10 – Система IT, в якій відкриті провідні частини електроустановок користувачів електроенергії з'єднані провідниками захисного уземлення і всі разом уземлені



Примітка 1. Відкриті частини мають бути додатково уземлені РЕ-проводником.

Примітка 2. Нейтральний провідник може бути розподіленим або нерозподіленим.

Рисунок Г.11 – Система IT, в якій відкриті провідні частини користувачів електроенергії приєднуються до різних уземлювальних пристроїв групами або індивідуально

(обов'язковий)

Таблиця Д.1 – Електричні навантаження виробничих, суспільних і комунально-побутових споживачів

[illegible]

СФ'КТ або трасе	Джерело максимумів інтенсивності акумуляції кВт				Векторний максимум інтенсивності акумуляції кВт				Коефіцієнти селективності *				Встановлена потужність кВт
	$P_{\text{кВт}}$	$\bar{P}$	$Q_{\text{кВт}}$	$\bar{Q}$	$P_{\text{кВт}}$	$\bar{P}$	$Q_{\text{кВт}}$	$\bar{Q}$	$K_{\text{кВт}}$	$K_{\text{кВт}}$	$K_{\text{кВт}}$	$K_{\text{кВт}}$	
Коридор на 12 тис. ємностей	65	25	55	20	20	1	15	2	1,0	0,9	0,8	0,9	120
Центральні:													
- на 6-8 тис. ємностей	25	10	10	2	25	10	7	1	1,0	1,0	1,0	1,0	40
- на 5-6 тис. ємностей	20	5	10	2	20	5	10	2	1,0	0,9	0,8	0,9	40
Коридор з інтенсивністю на 25-30 тис. ємностей	25	5	30	4	10	1	7	1	1,0	0,9	0,9	1,0	60
Екстремальні, при екстремальній з													
2 інтенсивності	20	5	-	-	20	5	-	-	1,0	1,0	1,0	1,0	25
10 інтенсивностей	80	45	-	-	80	45	-	-	1,0	1,0	1,0	1,0	120
Відхилення:													
- на 800-1000 відхиленнях	1	0,4	-	-	5	3	-	-	1,0	0,8	0,5	0,8	6
- на 1000 відхиленнях	2	0,4	-	-	4	2	-	-	1,0	0,8	0,5	0,8	5
Коридор з інтенсивністю на 50 тис. ємностей	650	120	575	115	650	120	575	115	1,0	0,8	0,6	1,0	1200
Розподілення, відношення екстремальних													
Зона з інтенсивністю з інтенсивністю	20	4	18	3	10	2	5	0,4	0,3	0,4	1,0	1,0	50
Коридор з інтенсивністю 1000-2000 т	8	2	6	2	8	2	6	2	0,8	0,3	0,7	1,0	12
Коридор з інтенсивністю 50 т	80	35	60	20	80	35	60	20	0,5	0,8	1,0	1,0	100
Склад:													
- інтенсивність з інтенсивності	12	2	4	0,5	1	0,2	-	-	0,5	1,0	0,5	0,4	16
- інтенсивність з інтенсивності до 300 м²	5	0,5	4	0,5	2	0,5	-	-	1,0	1,0	1,0	1,0	7
Трасса з інтенсивністю на 10 км²	20	5	18	3	10	2	5	1	1,0	0,7	0,5	0,8	45
Центральні з інтенсивністю на 150-200 тис. ємностей	90	50	80	40	45	20	40	15	1,0	0,8	0,6	0,9	235
Коридор з інтенсивністю з інтенсивністю	15	5	10	2	15	5	10	2	1,0	0,8	0,5	0,9	25

Об'єкт або процес	Денний максимум навантаження				Вечірній максимум навантаження				Коефіцієнти сезонності *				Відносна потужність, кВт
	активності, кВт		реалізовані, кВт		активності, кВт		реалізовані, кВт		$k_{\text{сез}}^1$	$k_{\text{сез}}^2$	$k_{\text{сез}}^3$	$k_{\text{сез}}^4$	
	$P_{\text{мак}}$	$\bar{P}$	$Q_{\text{мак}}$	$\bar{Q}$	$P_{\text{мак}}$	$\bar{P}$	$Q_{\text{мак}}$	$\bar{Q}$					
	Громадський заклад (школи, дитячі садки, лікарні, клуби, спортивні заклади)												
Університетський середній освітній заклад на 150 учнів	14	3	7	2	20	5	10	2	1,0	0,8	0,4	0,8	-
Дошкільній навчальний заклад на 90 дітей	12	3	8	0,5	8	1	4	0,3	1,0	0,9	0,8	0,9	-
Адміністрація будівлі на 15-25 працівників	13	4	10	2	9	1	-	-	1,0	0,8	0,8	0,9	-
Склад на зберігання вантажів	7	1,5	3	0,5	3	0,2	-	-	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Будівля клубу з залом для танців на 150-200 місць	5	0,8	3	0,2	14	2	8	2	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Склад на зберігання на 150 підшипників до двигунів	15	5	8	1,5	30	10	20	5	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Заправка з електроприводом обладнання на 35 місць	20	5	10	2	10	2	4	1	1,0	0,9	0,8	0,9	-
Мотопомпа з двома насосами на 2 робочих місця	2	0,8	-	-	4	1,6	-	-	1,0	0,6	0,4	0,7	-
Комбінат всього обладнання на 10 працівників	5	1	3	0,5	2	0,5	-	-	1,0	0,7	0,6	0,8	-
Баня на 20 місць	8	7	5	0,5	3	2	2	0,3	1,0	0,9	0,8	0,9	-
Товарише освітніх закладів:													
- розкриття	0	0	0	0	-	-	0	0	1,0	1,0	1,0	1,0	-
- повне освітлення	0	0	0	0	-	-	0,5	0,3	1,0	1,0	1,0	1,0	-
Житловий будинок:													
- з електроприводом	3,5	0,22	1,15	0,09	5,0	0,55	1,50	0,17	1,0	0,8	0,7	0,9	-
- з електроприводом і кондиціонуванням	4,1	0,44	1,75	0,21	7,0	0,72	2,25	0,37	1,0	0,82	0,75	0,9	-

^а Дані дані в таблиці є середніми значеннями за період року з урахуванням сезонності навантаження. Дані дані в таблиці є середніми значеннями за період року з урахуванням сезонності навантаження.

Козін Віктор Миколайович,
Савойський Олександр Юрійович
Шашков Сергій Валерійович
Рясна Ольга Василівна

Основи електропостачання

Конспект лекцій

**для здобувачів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної і заочної форм навчання
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

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

Підписано до друку: січень, 2025 р. Формат А4: Гарнітура Times New Roman
Тираж: 60 примірників. Замовлення _____ Ум. друк. арк. 9,04
