

С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлєв, В.О. Мунтян,
В.В. Козирський, І. П. Радько, Ю.М. Куценко

ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В АПК

Затверджено Міністерством агрополітики України як навчальний посібник
для викладачів та студентів вищих навчальних закладів III – IV рівнів акредитації
зі спеціальності „Енергетика сільськогосподарського виробництва”

Мелітополь

Люкс

2009 р.

УДК 631.171:621.311(075.8)
ББК 40.76

Рекомендовано Міністерством аграрної
політики України (лист №18-128-
13/1422 від 28.11.06)

Є

Рецензенти: Савченко П.І., професор, д.т.н., Харківський державний технічний університет сільського господарства ім. П.Василенка;
Гриб О.Г., професор д.т.н., завідувач кафедрою «Електропостачання міст» Харківської державної академії міського господарства;
Кірницький М.В., головний інженер Українського НДІ «Сіль-енергопроект»

Розглянуто найбільш важливі питання, що пов'язані з проектуванням систем електропостачання: побудова схем електропостачання, порядок розрахунку електричних навантажень споживачів, вибір та обґрунтування схем первинної комутації підстанцій, розрахунок та вибір електрообладнання, релейного захисту та автоматизації мереж, техніко-економічне обґрунтування використаних рішень, а також вимогами по змісту, розробці та оформленню необхідного пакету конструкторської документації.

Особливу увагу приділено підвищенню надійності функціонування електричних мереж.

Для викладачів та студентів аграрних вищих навчальних закладів III – IV рівнів акредитації зі спеціальності „Енергетика сільськогосподарського виробництва”. Буде корисним для інженерно-технічних працівників, які пов'язані з проектуванням та експлуатацією електричних мереж.

ISBN

© Національний аграрний університет, 2007
© Таврійська державна агротехнічна академія, 2007

ЗМІСТ

Передмова	7
Глава 1. Загальні питання проектування	9
1.1 Основні вимоги до проектів	9
1.2 Тематика, склад і зміст проекту	20
1.3 Вихідні матеріали для проектування	22
1.4 Оформлення текстового і графічного матеріалу	23
1.4.1 Загальні вимоги до оформлення конструкторських документів	23
1.4.2 Правила виконання текстових документів	28
1.4.3 Правила виконання графічного матеріалу	35
Глава 2 Загальні принципи побудови систем електропостачання	69
2.1 Основні поняття і визначення	69
2.2 Аналіз взаємозв'язків між споживачами, існуючою і проектованою системами електропостачання	75
2.3 Розробка структур систем електропостачання	76
2.3.1 Вибір номінальних напруг електричної мережі	76
2.3.2 Класифікація споживачів по категорії електропостачання	77
2.3.3 Вибір конфігурації електричних мереж	79
2.3.3.1 Основні вимоги до схеми електричної мережі	79
2.3.3.2 Побудова структури СЕП	80
2.3.3.3 Типи конфігурацій електричних мереж	80
2.3.3.4 Вимоги до елементів структури СЕП по забезпеченню необхідного рівня надійності	91
2.3.3.5 Область застосування основних типів конфігурації мереж	94
2.3.4 Загальний алгоритм побудови СЕП	104
2.3.5 Приклад побудови СЕП	104
Глава 3 Розрахунок електричних навантажень сільськогосподарських споживачів	111
3.1 Загальні положення	111
3.2 Визначення навантажень електричних мереж	113
3.2.1 Розрахунок навантажень ліній напругою 0,38 кВ і трансформаторних підстанцій 6-35/0,38 кВ	116
3.2.2 Розрахунок навантажень ліній напругою 6-110 кВ і трансформаторних підстанцій 110-35/6-10 кВ	126
3.3 Сучасні методи розрахунку навантажень	130
3.4 Імовірісно-статистичні методи аналізу і розрахунку електричних навантажень	131

3.5 Вибір місцеположення підстанцій, числа і потужності трансформаторів	133
3.5.1 Визначення і вибір місцеположення підстанцій	133
3.5.2 Вибір числа і потужності силових трансформаторів	134
3.6 Приклади розрахунку електричних навантажень	141
Глава 4. Розрахунок електричних мереж	162
4.1 Визначення допустимої втрати напруги в мережах	162
4.2 Розрахунок і вибір перетину проводів ВЛ-0,38 і 10 кВ	167
4.3 Розрахунок і вибір перетину проводів живлячих ліній 35-110 кВ	171
4.4 Розрахунок і вибір перетину самонесучих ізольованих проводів (СІП)	174
4.4.1 Загальні положення	174
4.4.2 Вимоги до виконання вуличного освітлення	175
4.4.3 Вимоги до параметрів ВЛ	176
4.4.4 Електротехнічний розрахунок	176
4.5 Приклади розрахунку і вибору перетину проводів	182
Глава 5. Проектування електричної частини підстанцій	199
5.1 Розробка принципової схеми кіл первинної комутації	199
5.1.1 Класифікація підстанцій в системах електропостачання сільськогосподарських споживачів	199
5.1.2 Типові схеми кіл первинної комутації підстанцій	202
5.1.3 Вибір і побудова схем кіл первинної комутації підстанцій	217
5.2 Визначення параметрів і вибір устаткування електричної частини підстанцій	218
5.2.1 Розрахунок струмів короткого замикання	218
5.2.1.1. Загальні положення	218
5.2.1.2 Алгоритм розрахунку струмів короткого замикання в мережах напругою до 1000 В	220
5.2.1.3 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах напругою вище 1000 В	225
5.2.2 Вибір апаратів і струмопровідних частин розподільних пристроїв підстанцій	229
5.2.2.1 Загальні положення	229
5.2.2.2 Вибір високовольної комутаційної апаратури	234
5.2.2.3 Вибір трансформаторів струму і напруги	236
5.2.2.4 Вибір приладів контролю і обліку	244
5.2.2.5 Вибір запобіжників	246
5.2.2.6 Вибір кабелів	252
5.2.2.7 Вибір шин розподільних пристроїв	256
5.2.2.8 Вибір ізоляторів	262
5.2.3 Приклади розрахунків	265

Глава 6. Релейний захист систем електропостачання	295
6.1 Основні відомості	295
6.1.1 Класифікація реле	296
6.1.2 Основні вимоги, які пред'являються до релейного захисту	296
6.2 Захист повітряних ліній 6-35 кВ	298
6.2.1 Максимальний струмовий захист	298
6.2.2 Струмова відсічка	299
6.2.3 Захист від замикань на землю	299
6.3 Розрахунок релейного захисту ПЛ6-35 кВ	300
6.3.1 Розрахунок максимального струмового захисту	300
6.3.2 Вибір уставок МСЗ із залежною витримкою часу	304
6.3.3 Розрахунок струмової відсічки	305
6.3.4 Перевірка дешунтування	307
6.3.5 Захисти від замикань на землю	308
6.3.6 Максимальний струмовий направлений захист	311
6.4 Захист ліній 110 кВ	313
6.4.1 Загальні відомості	313
6.4.2 Розрахунок дистанційного захисту	313
6.5 Захист трансформаторів	316
6.5.1 Загальні вимоги	316
6.5.2 Газовий захист	318
6.5.3 Диференційний захист	318
6.5.4 Струмова відсічка трансформатора	322
6.5.5 Захист шин	322
6.5.6 Максимальний струмовий захист	323
6.5.7 Захист трансформатора від перевантаження	324
6.5.8 Максимальний струмовий захист з блокуванням від напруги	325
6.5.9 Струмовий захист зворотної послідовності	326
6.5.10 Дистанційний захист	328
6.6 Автоматика мереж	330
6.6.1 Загальні відомості	330
6.6.2 Автоматичне включення резервного живлення	331
6.6.2.1 Автоматичне включення резерву на підстанції	332
6.6.2.2 Розрахунок параметрів спрацьовування	332
6.6.3 АВР мережі	334
6.6.3.1 Вимоги до АВР мережі	334
6.6.3.2 Розрахунок параметрів спрацьовування АВР мережі	334
6.6.4 Автоматичне повторне включення	335
6.6.4.1 Розрахунок параметрів спрацьовування пристроїв АПВ	336
6.7 Приклади розрахунків	337
Глава 7. Надійність систем електропостачання	349

7.1 Загальні положення	349
7.2 Кількісні показники надійності елементів систем електропостачання	356
7.3 Основні відомості про статистичну обробку даних про надійність елементів систем електропостачання	362
7.4 Визначення надійності структур електропостачання	369
7.4.1 Послідовне з'єднання елементів структури СЕП	372
7.4.2 Паралельне з'єднання елементів структури СЕП	372
7.4.3 Урахування навмисних відключень	378
7.4.4 Змішане з'єднання елементів структури СЕП	379
7.4.5 Складне з'єднання елементів структури СЕП	379
7.5 Прийняття рішень при проектуванні СЕП з урахуванням надійності	386
7.5.1 Техніко-економічне обґрунтування рівня надійності СЕП	387
7.5.2 Шляхи і засоби забезпечення надійності СЕП	401
7.6 Приклади розрахунків	411
 Глава 8. Проектування пристроїв блискавкозахисту і заземлення	424
8.1 Блискавкозахист та заземлення	424
8.1.1 Загальні положення	424
8.1.2 Захист від прямих ударів блискавки	425
8.1.2.1 Захисні зони блискавковідводів	426
8.1.2.2 Захист підстанцій	434
8.1.2.3 Захист повітряних ліній	435
8.1.3 Захист від набігаючих хвиль перенапруги	438
8.1.3.1 Апарати захисту	438
8.1.3.2 Захист підходів ПЛ до підстанцій	440
8.1.3.3 Захист підстанцій на відгалуженнях	442
8.1.3.4 Захист підстанцій 10/0,4 кВ	443
8.2 Заземлення і заземлюючі пристрої	445
8.2.1 Загальні положення	445
8.2.2 Розрахунок заземлюючого пристрою	454
8.3 Приклади розрахунків	457
 Глава 9. Техніко-економічні показники ефективності капітальних вкладень	462
9.1 Загальні положення	462
9.2 Визначення капітальних вкладень	464
9.3 Визначення прибутків	465
9.4 Визначення поточних виробничих витрат	466
9.5 Визначення терміну окупності капітальних вкладень	470
9.6 Приклади розрахунків	472
Список літератури	478
Додатки	482

ПЕРЕДМОВА

Основним та постійним завданням, що стоїть перед АПК, є виробництво сільськогосподарської продукції в необхідній кількості та високої якості для задоволення потреб суспільства. Вирішення цього завдання можливе лише на основі використання новітніх, високомеханізованих технологій, високого ступеня автоматизації виробничих процесів та широкого використання електричної енергії, як для безпосереднього її впливу на продукт переробки, так і для перетворення її в інші види енергії (теплову, механічну та ін.). В наш час практично весь парк технологічного обладнання з переробки та виробництва продукції сільського господарства оснащений силовим електрообладнанням (електропривід, електронагрівачі, освітлювальні та опромінювальні установки, установки електронно-іонної технології та ін.). У зв'язку з цим значно збільшується споживання електричної енергії, і в значній мірі підвищуються вимоги до її якості (відхилення напруги, частоти, синусоїдальності та ін.).

Забезпечення споживачів електричною енергією здійснюється через систему електропостачання, яка далі здійснює передачу та розподілення електричної енергії по всім електроприймачам, забезпечує необхідну потужність в години максимальних навантажень, задану (нормовану) надійність електропостачання, нормовані межі зміни показників якості електричної енергії, має задовольняти умовам безпечної експлуатації, економічності та мати надійне керування.

Практика експлуатації систем електропостачання свідчить про те, що електрична енергія ще не завжди використовується технічно та економічно ефективно не тільки при споживанні у виробничих процесах, але й при передачі її споживачу. Тому значне місце у вирішенні задач електропостачання займають питання правильного проектування, тобто вибору найбільш економічно та технічно досконалого варіанту побудування і функціонування систем електропостачання виробничого об'єкту.

Перш ніж здійснити будівництво систем електропостачання, розробку необхідної апаратури та приладів, слід обґрунтувати необхідність виконання даної роботи, співставити її з раніш виконаними подібними видами робіт, здійснити необхідні розрахунки як системи в цілому, так і окремих її елементів. А це, в свою чергу, вимагає використання накопиченого досвіду, організації пошуку ефективних технічних рішень, проведення необхідних наукових досліджень. Вся ця сукупність дій з обґрунтування та прийняття необхідних рішень і складає суть процесу проектування, що завершується розробкою проектної та конструкторської документації, на основі якої реалізуються прийняті рішення.

Склад необхідної документації та характер робіт, що виконані з неї, може бути різноманітним. Разом з тим конструкторська документація повинна бути зроблена на підставі єдиних для всіх галузей народного господарства вимог, що регламентують відповідний склад та вид документів.

Для правильного вирішення завдань, що пов'язані з електропостачанням сільськогосподарських виробничих об'єктів, інженер повинен мати теоретичні знання та вміти творчо використовувати їх у своїй практичній діяльності. Одним з

етапів такого використання є курсове та дипломне проектування, під час якого студенту необхідно самостійно ставити та вирішувати питання, які не мають одностайної відповіді. Допомогти студентам систематизувати та поглибити знання а також набути практичні навички у виборі раціональних рішень задач проектування є метою цього посібника.

В запропонованому посібнику висвітлено найбільш суттєві питання, які пов'язані з проектуванням систем електропостачання: побудова схем електропостачання, порядок розрахунку електричних навантажень сільськогосподарських споживачів, вибір місця розташування трансформаторних підстанцій та обґрунтування схем первинної комутації підстанцій, перевірка основного обладнання та апаратів на термічну та динамічну стійкість, розрахунок повітряних та кабельних мереж, послідовність вибору і розрахунку релейного захисту і автоматики, розрахунок надійності систем електропостачання та забезпечення умов безпеки їх експлуатації, техніко-економічного обґрунтування використаних рішень, а також вимоги до змісту, розробки та оформлення необхідного пакету конструкторської документації.

У зв'язку з введенням нових кваліфікаційних рівнів підготовки інженерно-технічного корпусу „Бакалавр”, „Спеціаліст”, „Магістр” змінились і вимоги до змісту і об'єму випускних атестаційних робіт. Однак методика рішення основних технічних завдань залишається без змін. Тому матеріал, який викладено в даному посібнику, буде корисний для студентів при виконанні будь-якої з вище названих кваліфікаційних проектних робіт.

У посібнику зроблено спробу дати приблизний алгоритм виконання дипломної роботи з елементами наукових досліджень. У зв'язку з цим надано теоретичні основи та практичні приклади з курсу математичної статистики та моделювання, планування експерименту, що відносяться до питань підвищення надійності, експлуатаційних властивостей обладнання та розробки нестандартних технічних рішень в проектах систем електропостачання. Приділено увагу обґрунтуванню оптимальних варіантів технічних рішень, що потребують постановки та проведення теоретичних та експериментальних дослідів.

Автори щиро вдячні колегам по роботі інженерам Ковалю Д.М. та Ільїну Д.В. за технічну підтримку.

1 ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ

Система електропостачання – це сукупність комплексів електротехнічного обладнання, призначених для забезпечення споживачів електричної енергії, в першу чергу кожний з цих комплексів призначений для виконання однієї з функціональних задач: виробництва, передачі, перетворення або розподілення електричної енергії.

Ця система (рисунок 1.1) включає у себе: електричні станції (виробництво електричної енергії), підстанції, які призначені для підвищення рівня напруги і розподілення електричної енергії, високовольні лінії електропередачі, знижувальні трансформаторні підстанції з розподільними пристроями, низьковольні лінії, що передають електроенергію споживачеві.

Кожний функціональний комплекс містить певний закономірно зв'язаний набір пристроїв. Різниця у номенклатурі і технічних характеристиках пристроїв комплексів потребує і різниці у структурі проектування, тобто об'єму, послідовності і методики розрахунків, перевірок і виробу електротехнічного обладнання з урахуванням СНиП, ПУЭ, ПТЕ і ПТБ.

Не дивлячись на цю різницю, якісне проектування систем електропостачання пов'язано безпосередньо з удосконаленням технічної документації, яка повинна утворюватись на основі діючих стандартів ЕСКД і ДСТУ, що установлюють єдині взаємозв'язані правила і положення з розробки і обертання конструкторської документації [1.3 – 1.5].

1.1 Основні вимоги до проектів

При розробці проектної документації систем електропостачання необхідно зважити на наступні основні вимоги:

- дотримання стадійності проектування;
- суворе дотримання вимог норм технологічного і будівельного проектування і державних стандартів(ДСТУ);
- широке використання типових або повторно застосовуваних рішень;
- застосування найбільш сучасної організації і керування системою електропостачання; облік перспективи розвитку системи (7-10 років);
- застосування уніфікованого серійно вироблюваного обладнання;
- забезпечення економічності застосовуваних рішень;
- раціональне використання існуючих комунікацій;
- забезпечення економічності застосовуваних рішень і потужностей.

Особливе місце серед нормативних документів займає комплекс державних стандартів – „Единая система конструкторской документации” (ЕСКД) та ДСТУ (Державні стандарти України). Ця найважливіша система постійно діючих технічних і організаційних вимог, які забезпечують взаємообмін конструкторської документації без її переоформлення між галузями народного господарства і окремими підприємствами, дозволяє забезпечити розширення уніфікації під час конструкторської розробки об'єктів спрощення форм і скорочення номенклатури документів.

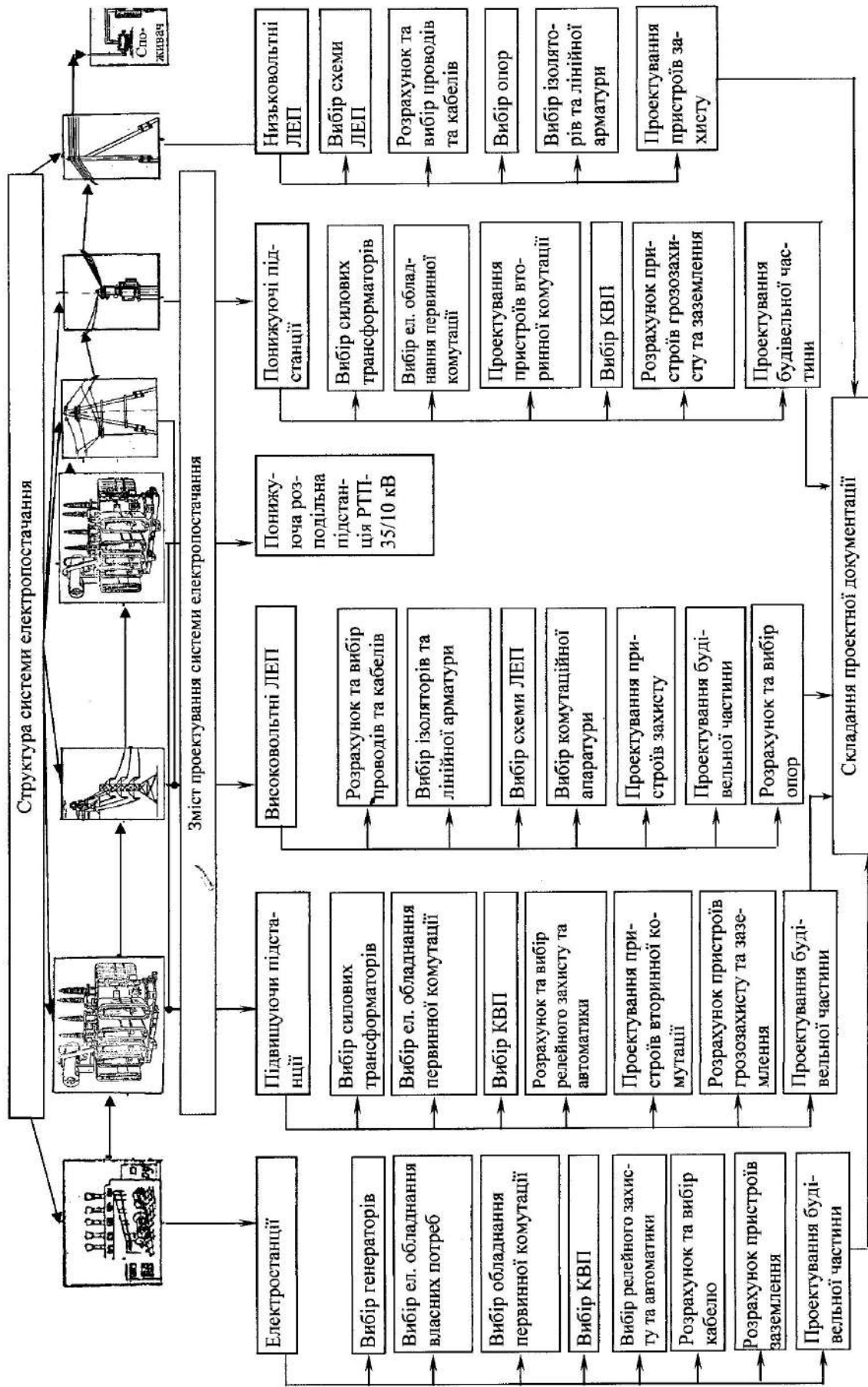


Рисунок 1.1 – Зміст проектування та структура системи електропостачання

Єдині правила і положення за порядком розробки, оформлення і поводження конструкторської документації, установлюваних ЕСКД, поширюються на усі види конструкторських документів, на обліково-реєстраційну, нормативно-технічну і технологічну документацію, а також на науково-технічну і навчальну літературу.

Позначення стандартів ЕСКД будується за класифікаційним принципом (рисунок 1.2).

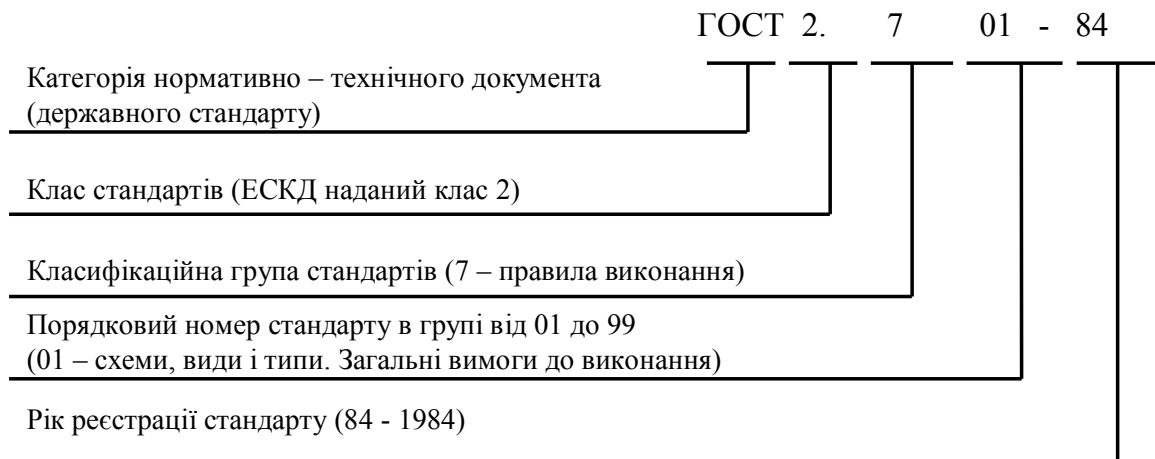


Рисунок 1.2

Стандарти ЕСКД розподілені за наступними класифікаційними групами (ГОСТ 2.001-70): 0 – Загальні положення; 1 – Основні положення; 2 – Класифікація і позначення в конструкторських документах; 3 – Загальні правила виконання креслень; 4 – Правила виконання креслень виробів машинобудування і приладобудування; 5 – Правила поводження конструкторських документів (облік, зберігання, дублювання, занесення змін); 6 – Правила виконання експлуатаційної і ремонтної документації; 7 – Правила виконання схем; 8 – Правила виконання документів будівельних і суднобудування; 9 – Інші стандарти.

Під час проектування будь-яких об'єктів формуються певні цілі і вирішуються найрізноманітніші питання. З метою досягнення поставлених цілей процес проектування поділяють на окремі стадії. На кожній стадії вирішується певний круг питань, обсяг і черговість яких виключає можливість упустити рішення важливих питань проектування для конструкторської документації ГОСТ 2.103-68 «ЕСКД. Стадии проектирования» установлює стадії розробки і етапи виконання робіт. Обов'язковість виконання стадій і етапів розробки конструкторської документації установлюється технічним завданням на розробку. Стандартом передбачені наступні стадії проектування: технічна пропозиція, технічний проект, ескізний проект, розробка робочої документації.

Основою для розробки проектної документації є технічне завдання.

Технічне завдання (ГОСТ 15.001-73) – це документ, що визначає:

- мету розробки системи електропостачання;
- найменування об'єкта і задачу проектування;
- підстави для проектування;
- технічні вимоги до надійності, технологічності, рівня уніфікації і стандартизації;
- вимоги до безпеки і умов експлуатації;
- перелік питань, які підлягають розробці;
- вимоги до розробки варіантів проекту;
- планований рівень капітальних витрат на електропостачання об'єкта і приблизних витрат на науково-дослідницькі і дослідно-конструкторські роботи (НДДКР) і проектування із зазначенням джерела фінансування;
- стадійність проектування;
- перелік обов'язкових креслень і схем;
- строки будівництва і послідовність введення ділянок об'єктів електропостачання;
- найменування організацій – учасників розробки проекту;
- найменування генпроектувальника, головного НДІ, організацій-виконавців суміжних частин проекту, субпідрядної спеціалізованої монтажної-наладжувальної організації;
- особливі умови проектування.

Технічна пропозиція – початкова стадія проектування. Вона розробляється з метою виявлення додаткових і уточнених вимог, які не обліковані у технічному завданні, виявлення можливих варіантів рішень, вибору оптимального варіанту. Технічна пропозиція є відповіддю проектувальника на задачі, вимоги і обмеження приведені у технічному завданні. Необхідність розробки технічної пропозиції і перелік робіт, які виконуються на даній стадії проектування визначається технічним завданням. Вимоги до розробки технічної пропозиції встановлює ГОСТ 2.118-73 «ЕСКД. Техническое предложение».

Ескізний проект – це сукупність конструкторських документів, які повинні містити принципові конструктивні рішення щодо проектуваного об'єкту. На цій стадії не повторюють робіт, виконаних на стадії технічної пропозиції. Якщо стадія технічної пропозиції не передбачалась, то такі роботи необхідно виконати. Ескізний проект передбачає розробку і обґрунтування технічних рішень, спрямованих на забезпечення показників надійності; порівняльну оцінку варіантів з урахуванням перспектив розвитку техніки; визначення техніко-економічних показників, не встановлених на попередній стадії. В ескізному проекті закладаються основи застосування типових, стандартизованих і уніфікованих складових частин проектуваного об'єкту. Вимоги до виконання ескізного проекту встановлює ГОСТ 2.119-73 «ЕСКД. Эскизный проект».

Технічний проект – передуює стадії розробки робочої документації, тому він більш повно визначає проектуваний об'єкт і містить остаточний техніко-економічний розрахунок, технічні рішення об'єкта в цілому і його складових частин. На цій стадії повинні бути вирішені усі питання, пов'язані з монтажем, транспортуванням і зберіганням обладнання, повинні бути пророблені питання експлуатації, визначена номенклатура поставок (купованих виробів) і складено за-

вдання на робочу документацію.

Від ступеню відроблення технічного проекту у значному ступені залежать строки виконання і якість робочої документації. Вимоги до виконання технічного проекту встановлює ГОСТ 2.120-73 «ЕСКД. Технический проект».

Робоча документація – це технічна документація, затверджена в установленому порядку, яка містить остаточні проектні рішення, оцінку економічної ефективності прийнятих рішень і уточнений перелік заходів по підготовці об'єкта до упровадження. Робоча документація складається за результатами попередніх стадій проектування і використовується безпосередньо під час спорудження проєктованого об'єкта. На цій стадії усуваються всі зауваження, виявлені при обговоренні і прийнятті технічної документації попередніх стадій проектування. Недоробки конструкторської документації не допускаються, і наявність їх є дефектом розробки [1.8].

Необхідно визначити, що для об'єктів сільської електрифікації поширено одно стадійне проектування, яке передбачає розробку технічного проекту на об'єкт проектування і доповнюється робочою документацією по його спорудженню.

Для кожної стадії проектування у відповідності до ГОСТ 2.102 «ЕСКД. Виды и комплектность конструкторских документов» передбачена певна номенклатура конструкторської документації. Перелік необхідної документації і вимоги до неї для кожної із стадій проектування наведені в таблиці 1.1.

Наприклад, у склад робочої документації на об'єкт електропостачання входить наступний комплект документів:

- відомість технічного проекту;
- специфікація на обладнання об'єкта проектування;
- пояснювальна записка;
- креслення загального виду обладнання, розподільних пристроїв, трансформаторних підстанцій та ін.;
- принципові схеми первинної комутації підстанцій;
- схеми розміщення обладнання підстанцій;
- принципові схеми вторинних кіл, релейного захисту і автоматики підстанції;
- схеми з'єднань і вмикань силового електрообладнання, пристроїв релейного захисту і автоматики;
- пневматичні і кінематичні схеми управління приводами високовольтної комутаційної апаратури;
- схеми блокування підстанційного обладнання;
- схеми заземлюючих контурів і грозозахисту підстанцій;
- схеми електричного освітлення підстанції;
- поопорні схеми ПЛ, схеми кабельних ліній;
- креслення будівельних конструкцій підстанцій, розподільних пристроїв, опор ПЛ;
- кошториси на обладнання, матеріали, монтаж;
- відомості обсягів будівельних і монтажних робіт та ін.

Таблиця 1.1 – Номенклатура конструкторської документації на різних стадіях проектування

Номенклатура конструкторської документації (за ГОСТ 2.102-68)	Код документу	Визначення	Вимоги до виконання конструкторського документу	Стадії проектування за ГОСТ 2.103-68				
				Технічна пропозиція (літера «П»; виконується за ГОСТ 2.118-73)	Ескізний проект (літера «Э»; виконується за ГОСТ 2.119-73)	Технічний проект (літера «Т»; виконується за ГОСТ 2.120-73)	Робоча конструкторська документація	
							Дослідний зразок (літера «О», «О ₁ » або «О ₂ »)	Серійне виробництво (літера «О ₁ » або «О ₂ »)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Креслення деталі	-	Документ, що містить зображення деталі і інші дані, необхідні для її виготовлення і контролю		-	-	(±)	+	+
2. Складальне креслення	СБ	Документ, що містить зображення складальної одиниці та інші дані, необхідні для її складання (виготовлення) і контролю		-	-	-	+	+

продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3. Креслення загального виду	ВО	Документ, що визначає конструкцію виробу, взаємодію його основних складових частин і пояснює принцип роботи виробу		(±)	(±)	+	-	-
4. Теоретичне креслення	ТЧ	Документ, що визначає геометричну форму (обриси) виробу і координати розташування складових частин		-	(±)	(±)	(±)	(±)
5. Габаритне креслення	ГЧ	Документ, що містить контурне зображення виробу з габаритами, встановлювальними і приєднальними розмірами		(±)	(±)	(±)	(±)	(±)
6. Електро-монтажне креслення	МЭ	Документ, що містить дані, необхідні для виконання електричного монтажу виробу		-	-	-	(±)	(±)
7. Монтажне креслення	МЧ	Документ, що містить контурне зображення виробу, а також дані, необхідні для його встановлення (монтажу) на місце застосування. До монтажних креслень також відносяться креслення фундаментів, що спеціально розроблюються для встановлення виробу		-	-	-	(±)	(±)

продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8. Схеми	За ГОСТ 2701-84	Документ, на якому вказані у вигляді умовних графічних позначень або зображень складові частини виробу і зв'язки між ними	Виконуються за ГОСТ 2.721-74 – ГОСТ 2.766-88	(±)	(±)	+	+	+
9. Специфікація	-	Документ, що визначає склад складальної одиниці комплексу, комплекту	Виконуються за ГОСТ 2.108-68 «ЕСКД. Спецификация»	-	-	-	+	+
10. Відомість специфікацій	ВС	Документ, що містить перелік всіх специфікацій складових частин виробу із зазначенням їхньої кількості і вхідності	Виконуються за ГОСТ 2.106-68 «ЕСКД. Спецификация»	-	-	(±)	(±)	(±)
11. Відомість посилальних документів	ВД	Документ, що містить перелік документів, на які наявні посилання в конструкторських документах виробу	ГОСТ 2.106-68	-	-	(±)	(±)	(±)
12. Відомість покупних виробів	ВП	Документ, що містить перелік покупних виробів, що застосовуються в розроблюваному виробі, що призначені для самостійного постачання	ГОСТ 2.106-68	-	(±)	(±)	(±)	(±)
13. Відомість дозволу застосування покупних виробів	ВН	Документ, що містить перелік покупних виробів, що дозволені до застосування	Виконуються за ГОСТ 2.124-85 «ЕСКД. Порядок применения покупных изделий»	-	(±)	(±)	(±)	(±)

продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14. Відомість утримувачів оригіналів	ДП	Документ, що містить перелік підприємств (організацій, на яких зберігають оригінали документів, розроблених і вживаних для даного виробу)	Виконуються за ГОСТ 2.112-70 «ЕСКД. Ведомость держателей подлинников»	-	(±)	(±)	(±)	(±)
15. Відомість технічної пропозиції	ПТ	Документ, що містить перелік документів, що увійшли до технічної пропозиції	ГОСТ 2.106-68	+	-	-	-	-
16. Відомість ескізного проекту	ЭП	Документ, що містить перелік документів, що увійшли до складу ескізного проекту	ГОСТ 2.106-68	-	+	-	-	-
17. Відомість технічного проекту	ТП	Документ, що містить перелік документів, що увійшли до технічного проекту	ГОСТ 2.106-68	-	-	+	-	-
18. Пояснювальна записка	ПЗ	Документ, що містить опис пристрою і принципи дії виробу, що розробляється, а також обґрунтування ухвалених при його розробці технічних і технічно-економічних рішень	Виконуються за ГОСТ 2.106-68 з урахуванням ГОСТ 2.118-73 «ЕСКД. Техническое предложение», ГОСТ 2.119-73 «ЕСКД. Эскизный проект», ГОСТ 2.120-73 «ЕСКД. Технический проект»	+	+	+	-	-

продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19. Технічні умови	ТУ	Документ, що містить вимоги (сукупність всіх показників, норм, правил і положень) до виробу, виготовлення, контролю, приймання і поставки, які недоцільно вказувати в інших конструкторських документах. Складаються на вироби, призначені для самостійних поставок	Виконуються за ГОСТ 2.114-70 «ЕСКД. Технические условия. Правила построения, изложения и оформления»	-	-	(±)	(±)	(±)
20. Програма и методика випробувань	ПМ	Документ, що містить технічні дані, що підлягають перевірці при випробуванні виробів, а також порядок і методи їх контролю		-	(±)	(±)	(±)	(±)
21. Таблиця	ТБ	Документ, що містить залежно від його призначення відповідні дані, зведені в таблицю	Виконуються за ГОСТ 2.105-95 «ЕСКД. Общие требования к текстовым документам»	(±)	(±)	(±)	(±)	(±)
22. Розрахунок	РР	Документ, що містить розрахунки параметрів і величин	ГОСТ 2.106-68	(±)	(±)	(±)	(±)	(±)
23. Експлуатаційні документи	За ГОСТ 2.601-68	Документи, призначені для використання при експлуатації, обслуговуванні і ремонті виробу в процесі експлуатації	Виконуються за ГОСТ 2.601-68 «ЕСКД. Эксплуатационные документы»	-	-	-	-	(±)

продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24. Ремонтні документи	За ГОСТ 2.602-68	Документи, що містять дані для проведення ремонтних робіт на спеціалізованих підприємствах	Виконуються за ГОСТ 2.602-62 «ЕСКД. Ремонтные документы»	-	-	-	-	(±)
25. Інші документи	Д	Документи, не передбачені стандартними видами документації		(±)	(±)	(±)	(±)	(±)
26. Інструкція	Н	Документ, що містить вказівки і правила, використання при виготовленні виробу складанні, регулюванні, контролі, прийманні і т. п.)						
27. Патентний формуляр	ПФ		Виконуються за ГОСТ 15.012-84	(±)	(±)	(±)	-	-
28. Карта технічного рівня і якості продукції	КУ		Виконуються за ГОСТ 2.116-84	(±)	(±)	(±)	(±)	(±)

Примітки:

1. Робочим конструкторським документам виробу одиничного виробництва, що призначені для одиничного виготовлення, привласнюється літера „И”

2. «+» - обов'язковий документ;

(±) – документ складається в залежності від характеру і призначення об'єкту, що проектується;

«-» - документ не складається

Після варіантної проробки проекту і виявлення оптимального варіанта для даних конкретних умов проводиться **узгодження** проекту з усіма організаціями, чий інтереси зачіпає будівництво об'єкта електропостачання. Слід розрізняти **обов'язкові** служби, узгодження з якими не залежить від роду проекту, і **допоміжні**, узгодження з якими проводиться, якщо даний об'єкт зачіпає їх інтереси. К обов'язковим службам відносяться: пожежна інспекція, санепідемстанція, інспекція водоохорони, органи, які контролюють використання землі. Допоміжними службами можуть бути: район електричних мереж (РЕМ), служба зв'язку, служби підземних споруд, дорожня служба, лісництво та ін.

1.2 Тематика, склад і зміст проекту

Курсове і дипломне проектування – складова частина процесу вивчення курсу «Електропостачання сільського господарства».

Курсове проектування закріплює методичні заходи і практичні навички вирішення основних задач електропостачання. Це досягається тоді, коли в курсовому проекті студент послідовно і аргументовано викладає порядок прийняття раціонального інженерного рішення поставлених задач.

Дипломне проектування – це завершальний етап навчання студента з даної спеціалізації.

Дипломний проект (робота) – є комплексною роботою, що відображає задачі у галузі подальшого розвитку і удосконалення електропостачання сільського господарства. Розробка його повинна проводитись на основі застосування передових досягнень науки і техніки з використанням сучасних методів дослідження.

Дипломний проект повинен бути таким, щоб у випадку необхідності його можливо було використати зацікавленими організаціями. Особливо це відноситься до проектів, які виконані по реальній тематиці, запропонованій підприємствами електричних мереж, проектними і науково-дослідними інститутами.

В цьому випадку виконаний проект частково або повністю може бути рекомендований до упровадження.

У дипломній роботі необхідно мати: експериментальну частину: результати науково-дослідної роботи, матеріали виробничих випробувань та ін.

Під час виконання проекту дипломник повинен знати типові рішення, застосовувані проектними організаціями. Але він може відступати від цих рішень. При цьому дипломник повністю відповідає за свою роботу, а задача консультанта зводиться до ознайомлення студента з можливими варіантами рішення, з методами розрахунку і направленні самостійної творчої роботи дипломника.

Тематику курсових і дипломних проектів розробляє кафедра.

За теми курсових проектів беруть електропостачання сільськогосподарського населеного пункту на базі підстанцій 35-10/0,4 кВ.

Курсовий проект складається з розрахунково-пояснювальної записки на 25-38 сторінках рукописного тексту і двох листів графічних робіт формату А1. У склад розрахунково-пояснювальної записки входять: титульний лист, відомість проекту, завдання, реферат, зміст, вступ, розділи, згідно із завданням, висновок, список літератури, додаток. На листах графічних робіт наводять креслення, графі-

ки і схеми, які ілюструють основний зміст проекту.

Теми дипломних проектів присвячені електропостачанню (або реконструкції електропостачання) сільськогосподарського району на базі живильної підстанції (РТП), підвищення надійності існуючих систем електропостачання, реконструкції живильних підстанцій 110/35/10 кВ і 35/10 кВ, організації експлуатації електрообладнання об'єктів електропостачання.

Дипломний проект складається з двох частин: текстової (розрахунково-пояснювальна записка) і графічної частини (креслення, схеми, графіки).

Текстова частина дипломного проекту містить наступне: вступ; аналіз виробничо-господарської діяльності і географо-економічний опис району електропостачання; аналіз існуючої системи електропостачання; визначення розрахункових навантажень і вибір потужності трансформаторів підстанції; визначення навантажень відхідних ліній 10 кВ; вибір кількості і потужності трансформаторів РТП; вибір схеми електропостачання; розрахунок електричних мереж; розрахунок живильних ліній 35/110 кВ; визначення допустимої втрати напруги в мережах; вибір головної схеми первинної комутації підстанції; розрахунок струмів короткого замикання; вибір струмоведучих частин і апаратів підстанції; розрахунок релейного захисту і автоматики; техніко-економічні показники проекту; загальні висновки; список літератури; додатки.

Хоч кожна з частин проекту має самостійне значення, всі вони повинні бути підпорядковані основному напрямку теми і органічно пов'язані між собою.

До графічної частини проекту можуть входити (відповідно завданню): схеми розташування обладнання підстанції; розрізи розподільних пристроїв; однолінійні схеми первинної комутації підстанції із зазначенням основного обладнання і контрольно-вимірювальних приладів; принципові схеми вторинних кіл; схеми з'єднань і підключень силового обладнання; пристроїв релейного захисту і автоматики; схеми контурів заземлення; креслення загального виду електрообладнання підстанцій; попорні схеми ліній електропередач та ін.

У кожному дипломному проекті повинна бути розроблена частина, зазначена в темі проекту. Детальна розробка дипломного проекту (спец питання) – це глибоко пропрацьоване одне з технічних рішень, яке забезпечує підвищення надійності проектованої системи електропостачання з урахуванням останніх досягнень науки, практики і власних досліджень з щодо даного питання.

Як питання, які належить розглядати у даній частині проекту, можуть бути рекомендовані:

- 1) релейний захист і автоматика блоку трансформатор-живильна лінія (на головному вимикачі);
- 2) релейний захист живильних ліній і ліній зв'язку;
- 3) відшукування місця ушкодження у повітряних (кабельних) лініях;
- 4) вибір схеми високочастотного (ВЧ) зв'язку і установка обладнання;
- 5) конструкція чарунки щодо плавки ожеледі і схема плавки;
- 6) розрахунок і установка дугогасильних катушок;
- 7) комплексна автоматизація підстанції (пристрою автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і повторного вмикання (АПВ) відхідних ліній; автоматичний запуск і зупинка вентиляторів охолодження силових трансформаторів;

пристрій автоматичного вмикання резерву (АВР); пристрій автоматичного обігріву лічильників і управління зовнішнім освітленням підстанції);

8) вибір і розрахунок схеми управління вимикачами з електромагнітними приводами при змінному оперативному струмі;

9) пристрої для передачі вимикального імпульсу на головний вимикач і контролю справності приводів;

10) організація і виробництво монтажних і налагоджувальних робіт (по одному з найбільш великих вузлів підстанції);

11) підвищення надійності електропостачання шляхом автоматичного секціонування лінії розподільної мережі;

12) розробка оптимальної конфігурації розподільної мережі;

13) розробка пристроїв компенсації реактивної потужності та ін.

Спецпитання проекту повинно бути докладно висвітлено у пояснювальній записці з обґрунтуванням прийнятих рішень, необхідними розрахунками, схемами і графічною частиною на 1-2 листах.

1.3 Вихідні матеріали для проектування

Від якості вихідних даних для проектування у великій мірі залежить якість самого проекту і час, необхідний для його розробки.

Для виконання проекту, відповідно завданню, студенту необхідно в період переддипломної практики зібрати приблизно наступні матеріали щодо об'єкта проектування:

- дані про виробничо-господарську діяльність району електропостачання і перспективи його розвитку на 5-7 років, географо-економічні дані; результати аналізу існуючої схеми електропостачання;

- дані про можливість прив'язки заново будованих об'єктів до існуючих мереж і джерел електропостачання та ін.;

- характеристику району електропостачання за вітром і ожеледдю;

- характеристику ґрунтів для розрахунку заземлюючих контурів;

- вимоги до надійності системи електропостачання;

- генеральний план району із нанесенням існуючих і проєктованих високовольтних мереж і підстанцій;

- метеорологічні дані по району електропостачання про швидкісний напір вітру, про середньомісячну літню і зимову температуру, кількість опадів, кількість грозових днів на рік і період їх найбільшого виявлення;

- характеристику місцевості трас прокладки повітряних і кабельних ліній;

- відомості про наявність і якість транспортованих зв'язків об'єкта будівництва з базою матеріально-технічного забезпечення;

- типові проєкти і рішення;

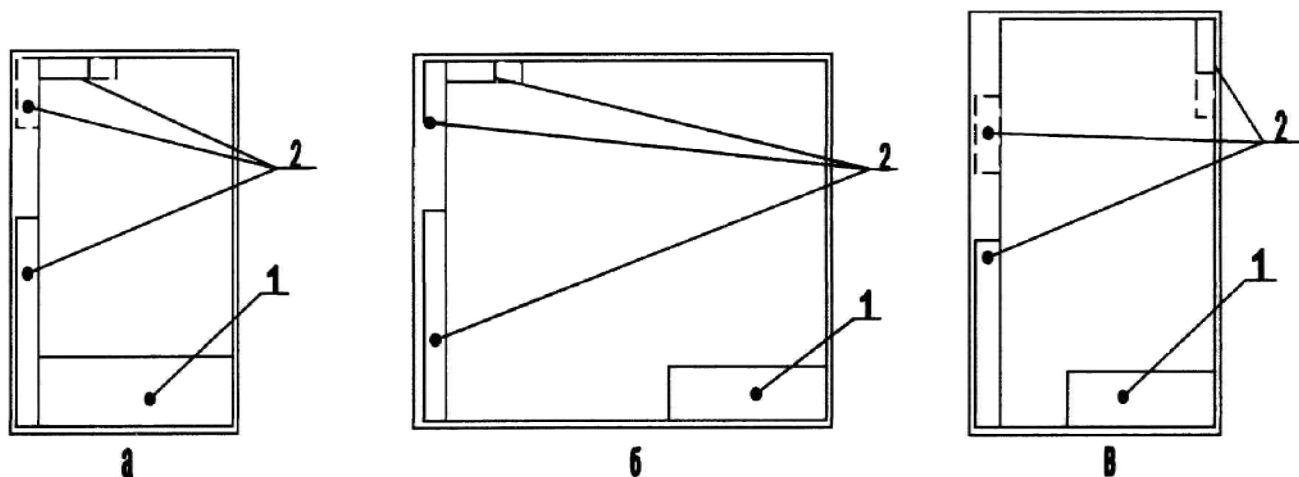
- підбір нормативної і технічної документації;

Повний перелік необхідних даних і матеріалів щодо обсягу проектування узгоджується з керівником проекту перед виїздом студента на практику.

1.4 Оформлення текстового і графічного матеріалу

1.4.1 Загальні вимоги до оформлення конструкторських документів

Формати і основні надписи. Конструкторські документи виконуються на листах певних розмірів, які носять назви форматів і встановлюються ГОСТ 2.301-68 «ЕСКД. Форматы». Формати аркушів визначаються розмірами зовнішньої рамки листа (рисунок 1.3). Основні формати, їх позначення і розміри наведені в таблиці 1.2



а – формат А4; б - формат більше А4 з основним написом вздовж довшої сторони листа; в – більше А4 з основним написом вздовж короткої сторони листа; 1 – основний напис; 2 – додаткові графи

Рисунок 1.3 – Розташування основного напису та додаткових граф на стандартних форматах

Таблиця 1.2 – Формати листів та їх позначення

Позначення формату за ГОСТ2.301-68	A0 (44)	A1 (24)	A2 (22)	A3 (12)	A4 (11)
Розміри сторін формату, мм	1189x841	594x841	594x420	297x420	297x210

Усі конструкторські документи супроводжуються основним надписом, який виконується відповідно вимогам ГОСТ 2.104-68 «ЕСКД. Основные надписи».

Основні надписи розміщують у правому нижньому куту конструкторського документа. На листах формату А4 основні надписи розміщують тільки уздовж короткої сторони листа, тобто формат А4 завжди має вертикальне розташування.

Зміст граф і розміри основних надписів наведені на рисунках 1.4 і 1.5.

В графах основного надпису і додаткових графах (номера граф на форматах показано у дужках) вказують:

а

б

в

а – основний надпис для першого листа текстового документа (форма 2);
 б – основний надпис для подальших листів креслень, схем і текстових документів (форма 2а); в – основний надпис для подальших листів текстових документів при двосторонньому світлокопіюванні (форма 2б)

Рисунок 1.5 – Форми основного надпису

граф 1 – найменування виробу; відповідно до ГОСТ 2.109-73 «ЕСКД. Основные требования к чертежам» найменування повинно бути стислим і записуватись у називному відмінку однини; на першому місці повинен стояти іменник, наприклад: «Стабілізатор ключовий». Після найменування виробу уписують найменування документу (шрифтом меншого розміру, чим найменування виробу), якщо цьому документу присвоїти шифр, наприклад: «Електродвигун. Схема електрична з'єднань»
Допускається для складального креслення найменування документа не зазначити;

граф 2 – позначення документа за ГОСТ 2.201-80;

граф 3 – позначення матеріалу деталі (графу заповнюють тільки на кресленнях деталей);

граф 4 – літера, що присвоєна даному документу за ГОСТ 2.103-68; графу заповнюють послідовно, починаючи з крайньої лівої клітки;

граф 5 – маса виробу за ГОСТ 2.109-73;

граф 6 – масштаб за ГОСТ 2.302-68 и ГОСТ 2.109-73;

граф 7 – порядковий номер листа (на документах, які складаються з одного листа, графу не заповнюють); граф 8 – загальна кількість листів документу (графу заповнюють тільки на першому листі);

граф 9 – найменування або розрізнювальний індекс підприємства, що випускає документ (графу не заповнюють, якщо розрізнювальний індекс міститься в позначенні документа);

граф 10 – характер роботи, здійснюваної особою, яка підписує документ (вільний рядок графи 10 заповнюють за розсудом розробника, наприклад: «Начальник відділу», «Розрахував»);

граф 11 – прізвища осіб, які підписують документ;

граф 12 – підписи осіб, прізвища яких вказані у графі 11 (підписи осіб, які розробили даний документ і відповідальних за номоконтроль, є обов'язковими);

граф 13 – дата підписання документів;

графи 14-18 – зміни; графи заповнюють відповідно ГОСТ 2.503-74 «ЕСКД. Правила внесения изменений»;

графи 19-23 – інвентарний номер оригіналу, підписи осіб, які прийняли оригінал або дублікат, дату прийняття та ін.;

граф 24 – позначення документа, замість або на підставі якого випущений даний документ;

граф 25 – позначення відповідного документа, в якому вперше записаний даний документ;

граф 26 – позначення документа, повернуте на 180° (для формату А4 і форматів більше ніж А4 при розміщенні основного надпису уздовж довгої сторони листа) або на 90° (для форматів більше ніж А4 при розміщенні основного надпису уздовж короткої сторони листа). Граф 26 на формі 2а є обов'язковою тільки для креслень і схем;

графи 27-30 – заповнюються замовником;

граф 31 – підпис особи, яка копіювала креслення;

граф 32 – позначення формату листа за ГОСТ 2.301-68;

граф 33 – позначення зони, у якій знаходиться змінювана частина виробу;

граф 34 – номери авторських свідоцтв на використані в даному виробі

винаходи;

графи, зображені на схемах штриховою лінією, вводять при необхідності.

Графи 3,5,6 на схемах не заповнюють.

На рисунку 1.4 показаний основний надпис (форма 1), який застосовується для креслень і схем. На рисунку 1.5а – основний надпис за формою 2 для першого листа текстових документів, а на рисунку 1.5б - для наступних листів креслень, схем і текстових документів. Форма 2б (рисунок 1.5в) - для текстових документів, які друкують з двох боків листа.

Позначення конструкторських документів. Відповідно до ГОСТ 2.201-80 «ЕСКД. Обозначение изделий и конструкторских документов» кожному документу повинно бути надано позначення (рисунок 1.6), яке включає у себе чотиризначний буквено-цифровий код організації розробника, шестизначний цифровий код класифікаційної характеристики об'єкта (виробу) і тризначний реєстраційний порядковий номер. Останній елемент позначення – двозначний шифр, що визначає вид і тип документа, встановленого відповідними стандартами ЕСКД (ГОСТ 2.102-68 і ГОСТ 2.701-84). Позначення конструкторського документа заноситься до граfi 2 основного надпису.

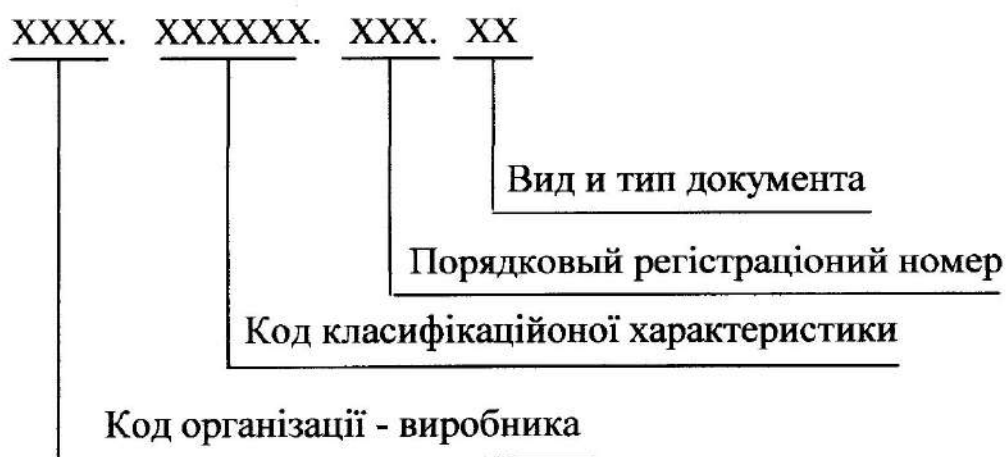


Рисунок 1.6 – Структура позначення конструкторського документа

У практиці курсового і дипломного проектування код організації-розробника зручно використовувати як розрізнявальна ознака факультетів, кафедр навчального закладу і четвертої букви, яка означає вид роботи (курсова робота, проект, дипломний проект). Наприклад, ЗЕСД може означати: З – факультет енергетики; ЕС – кафедра електропостачання; Д – дипломний проект.

Для позначення коду кваліфікаційної характеристики існують дві системи: знеособлена і предметна. У знеособленій системі цей код надається за Класифікатором ЕСКД, який визначає клас (дві цифри), підклас, групу, підгрупу і вид (за однією цифрою), котрі конкретизують функціональне значення виробу. Три наступні цифри – порядковий реєстраційний номер (от 001 до 999). Два останніх буквено-цифрових знаки визначають вид і тип конструкторського документа. Наприклад, АБВГ. 521721.003.ВО означає, що це машина електрична обертова до 56 габариту включно із статором неявнополюсним і розподіленою обмоткою, тобто

позначення асинхронного електродвигуна (521721) з реєстраційним номером документа 003 і що це рисунок загального виду (ВО).

Для електроенергетичних об'єктів і виробів радіоелектроніки відповідні галузеві частини класифікатора ще не розроблені, і тому у цих галузях продовжують користуватись предметною системою, в основі якої лежить індекс виробу (об'єкта), складений за певним принципом або довільно, а подальшу деталізацію об'єкта ведуть шляхом кодування складових частин цифровими позначеннями, прийнятими у межах коду організації-розробника. Для курсових і дипломних проєктів у перші шість знаків коду можуть бути включені позначення, прийняті у навчальному закладі.

1.4.2 Правила виконання текстових документів

Загальні положення. Текстові документи виконуються відповідно до ГОСТ 2.105-95 «ЕСКД. Общие требования к текстовым документам» і підрозділяються на документи, що містять в основному суцільний текст (технічні описи, паспорта, розрахунки, пояснювальні записи, інструкції і т.п.) і документи, що містять текст, розбитий на графи (специфікації, відомості, таблиці і т.п.).

Текстові документи виконуються на форматах, встановлених ГОСТ 2.301-68 «ЕСКД. Форматы». Текстові документи можуть бути виконані машинописним, рукописним (із розміром шрифту не менше ніж 2,5 мм), типографським способом і із застосуванням друкованих і графічних пристроїв виведення ЕОМ (ГОСТ 2.004-88).

Побудова документа. Вписувати у текстові документи, виготовлені машинописним способом, окремі слова, формули, умовні знаки, а також виконувати ілюстрації слід чорними чорнилами, пастою або тушшю.

При виконанні документа відстань від рамки до меж тексту на початку і у кінці рядка, відстань від верхнього і нижнього рядка тексту до відповідних меж рамки, абзац, а також відстань між найменуванням розділів, підрозділів, пунктів, і відстань між рядками тексту вказано на рисунку 1.7.

Розділи нумеруються арабськими цифрами без крапки, записуються з абзацного відступу великими літерами без переносу слів. Кожний розділ текстового документа рекомендується починати з нового листа (сторінки).

Підрозділи мають нумерацію у межах кожного розділу. Номер підрозділу складається із номерів розділу і підрозділу, розділені крапкою. Аналогічно з підрозділами нумеруються пункти і підпункти. Найменування підрозділів, пунктів, підпунктів виконується малими літерами, починаючи з великої. Крапки у кінці найменувань розділів, підрозділів не ставлять (рисунок 1.7).

Пункти, при необхідності можуть бути розбиті на підпункти, які повинні мати порядкову нумерацію у межах кожного пункту, наприклад: 1.1.1.1; 1.2.1.1; 1.2.1.2 і т. ін.).

У середині пунктів або підпунктів можуть бути наведені переліки. Перед кожною позицією переліку слід ставити дефіс або при необхідності посилання в тексті документа на один із переліків, малу літеру, після якої ставлять дужки. При подальшій деталізації переліків використовують арабські цифри. Кожний пункт, підпункт і перелік записуються з абзацу.

15-17
5 ударів

5

10

АНАЛІЗ ВИРОБНИЧО-ГОСПОДАРСЬКОЇ
ДІЯЛЬНОСТІ РАЙОНА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Аналіз існуючої схеми
електропостачання

не менше
3 мм

2 інтервала

2,5 min

1.1.1 Виробничі навантаження. Виробничими навантаженнями
даного району _____

1.1.2 Комунально-побутове навантаження. Даний вид наванта-
ження складає _____

20

15

3...4 інтервала

не менше
3 мм

1.2 Визначення розрахункових навантажень

15-17
5 ударів

1.2.1 Визначення розрахункових навантажень та потужності ТП
по типовому господарству

За розрахункове навантаження _____

на вводах в житлові будинки:

- в газифікованих _____

переважно:

а) старої забудови – 1,5 кВт;
б) нової забудови – 1,8 кВт;
в) - в негазифікованих _____

8

2 інтервала

10

Основний напис по ГОСТ 2.104-68

5

Рисунок 1.7 – Зразок оформлення текстового документу, який має в основ-
ному лише текст

Приклад - Навантаження трансформаторних підстанцій напругою 10/0,38 кВ складаються із навантажень:

- житлових будинків:
 - а) у газифікованих селищах:
 - 1) старої забудови – 1,5 кВт;
 - 2) нової забудови – 1,8 кВт;
 - б) у негазифікованих селищах:
 - 1) старої забудови 1,8 кВт;
 - 2) нової забудови – 2,2 кВт;
- виробничих споживачів і т. ін.

У документі великого об'єму розміщують зміст, що містить номери і найменування розділів і підрозділів із зазначенням номерів листів (сторінок). Зміст включають у загальну кількість сторінок даного документа.

Слово «ЗМІСТ» записується у вигляді заголовку (симетрично тексту) великими літерами. Найменування розділів і підрозділів змісту записується малими літерами, починаючись з великої.

У кінці текстового документа (розрахунково-пояснювальної записки для курсових дипломних проектів) наводять «СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ», яка була використана під час його складання і виконується відповідно вимогам ГОСТ 7.32-81.

Викладення тексту документів. Текст документа повинен бути стислим, чітким і не допускати різних тлумачень.

У документах повинні застосовуватись науково-технічні терміни, позначення і визначення, встановлені відповідними стандартами, а в разі їх відсутності – загальноприйнятими у науково-технічній літературі.

У тексті документа не допускається:

- застосовувати обороти розмовної мови, техніцизми, професіоналізми;
- застосовувати для одного і того ж поняття різні науково-технічні терміни, близькі за значенням (синоніми);
- застосовувати довільні словотворення;
- застосовувати скорочення слів, окрім вставлених відповідними державними стандартами (допустимі скорочення слів встановлені ГОСТ 2.316-68).

У тексті документа, за винятком формул, таблиць і рисунків, не допускається:

- скорочувати позначення одиниць фізичних величин, якщо вони уживаються без цифр;
- застосовувати математичний знак мінус (-) перед від'ємним значенням величини (слід писати слово „мінус”);
- застосовувати знак «Ø» для позначення діаметра (слід писати слово „діаметр”);
- застосовувати без числових значень математичні знаки, наприклад $\leq$ (менше або дорівнює), $\geq$ (більше або дорівнює), $\neq$ (не дорівнює), а також знаки № (номер), % (процент);
- застосовувати індекси стандартів, технічних умов та інших документів без реєстраційного номера.

Найменування команд, режимів, сигналів і т. ін. у тексті слід виділяти лап-

ками, наприклад «Сигнал +27 включено».

В документі слід застосовувати стандартизовані одиниці фізичних величин, їх найменування і позначення відповідно ГОСТ 8.417-81 «ГСИ. Единицы физических величин» (ГСИ – Государственная система единства измерений).

Одиниця фізичної величини одного і того ж параметра у межах одного документа повинна бути постійною.

Якщо у тексті наводять діапазон числових значень фізичної величини, то позначення одиниці вимірювання указуються після останнього числового значення діапазону.

Приклади:

1. Від 1 до 10 кВ;
2. Від плюс 40 до мінус 10°C.

Числові значення величин слід вказувати із ступенем точності, яка необхідна для забезпечення потрібних властивостей виробу, при цьому у ряду величин здійснюється вирівнювання числа знаків після коми. Наприклад: 0,25; 1,50; 1,75; 2,00В.

Під час написання формул в якості символів слід застосовувати стандартні позначення. Пояснення символів і числових коефіцієнтів, що входять у формулу, якщо вони не пояснені раніш у тексті, повинні бути наведені безпосередньо під формулою у послідовності, в якій вони наведені у формулі.

У кінці пояснення символів повинні бути вказані одиниці виміру. Застосування машинописних і рукописних символів в одній формулі не допускається.

Переносити формули на наступний рядок допускається тільки на знаках виконуваних операцій, причому знак на початку наступного рядка повторюють. При переносі формули на знаку множення застосовують знак «X».

Нумерація формул може бути наскрізною (1,2 і т. ін.) або за тим, до якого розділу належить (1.1; 1.2 і т. ін.). Формули, що розміщені у додатках, позначаються буквою і порядковим номером формули у даному додатку, наприклад (B1; B2 або B1.2 і т. ін.).

Приклад – Повну розрахункову потужність на і-ій ділянці лінії S_{pi} , кВА вираховують за формулою:

$$S_{pi} = \frac{P_{pi}}{\cos \varphi}, \quad (1.1)$$

де P_{pi} – розрахункове активне навантаження і-ї ділянки кВт;

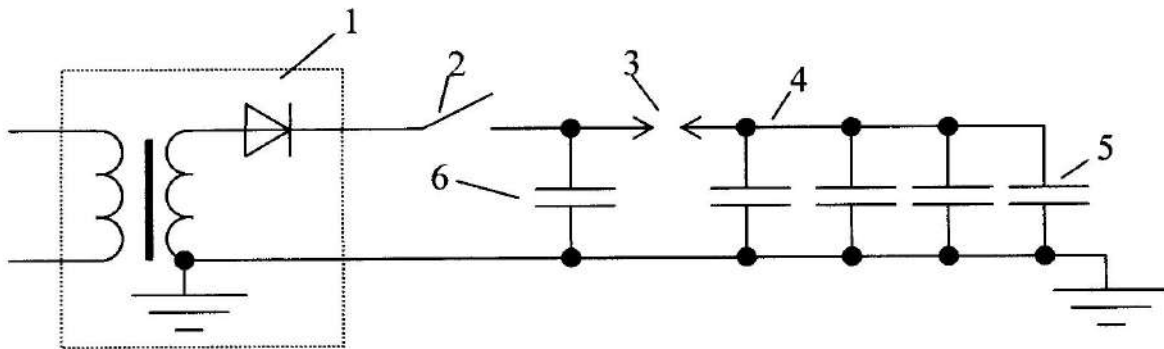
$\cos \varphi$ – відповідно, денний або вечірній коефіцієнт потужності навантаження.

Посилання у тексті на порядковий номер формули надають у дужках, наприклад: «... у формулі (1.1)»

Оформлення ілюстрацій. Ілюстрації можуть розміщуватись за текстом, у кінці його або у додатку. Ілюстрації нумерують арабськими цифрами крізною нумерацією або за власністю до розділу. У додатках перед номером рисунку додається відповідна буква додатку.

При посиланнях на ілюстрації слід писати «...відповідно рисунку 2», «...відповідно рисунку 2.1» і т. ін.

Ілюстрації при необхідності, можуть мати найменування і пояснювальні дані (підписуночний текст). Слово «Рисунок» і найменування розміщують після пояснювальних даних (рисунок 1.8).



1 – випрямлюючий пристрій високої напруги; 2 – перемикач; 3 – іскровий проміжок; 4 – струмопровід; 5 – ізолятор; 6 – зарядний конденсатор

Рисунок 1.8 – Схема виявлення дефектних ізоляторів струмопроводу

На електричних схемах, що приводяться у документі, вказують для кожного елемента його позиційне позначення, встановлене відповідним стандартом, і при необхідності номінальне значення величини.

Оформлення додатків. У склад додатків можуть входити графічний матеріал, таблиці великого формату, розрахунки, опис апаратури і приладів, програма для розв’язання задач на ЕОМ і т. ін.

Додатки можуть бути обов’язковими і інформаційними. Інформаційні додатки можуть бути рекомендованого або довідкового характеру. На усі додатки у тексті повинні бути посилання (додаток А).

Кожний додаток слід починати з нової сторінки із зазначенням наверху посередині, слова «Додаток» і його зазначення, а під ним у дужках вказують належність до обов’язкового або інформаційного типу: «обов’язкове», «рекомендоване» або «довідкове».

Додаток повинен мати заголовок, який записується симетрично тексту великими літерами.

Додаток позначають великими літерами російського алфавіту, починаючи з А за винятком літер Ё, З, И, О, Ч, Ъ, Ы, Ь або українського алфавіту, починаючи з А, за винятком літер Є, З, І, Ї, И, О, Ч, Ь (ДСТУ 3008-95).

Побудова таблиць. Назву таблиці розміщують над нею після слова «Таблиця» і порядкового її номера відповідно рисунку 1.9а. При переносі таблиці на ту ж або інші сторінки, назву розміщують тільки над першою частиною. На наступних – «Продовження таблиці» (рисунок 1.9б). Нумерація таблиць може бути або крізною, або за належністю до розділів, а також за належністю до додатків «Таблиця 1»; «Таблиця 1.1», «Таблиця В1». При діленні і переносі таблиці на іншу сторінку допускається її головку або боковину замінити відповідно номером графа і рядків. При переносі таблиці нижню горизонтальну лінію, що обмежує таблицю у першій частині не проводять.

Таблиця 1.1 – Мінімальні ізоляційні відстані обмоток трансформаторів

В сантиметрах

Напруга обмотки, кВ	Масляного трансформатору					Сухого трансформатору					Заголовок граф
	Обмотка НН		Обмотка ВН			Обмотка НН		Обмотка ВН			Підзаголовок граф
	δ_{01}	Q_{01}	δ_{12}	Q_{02}	δ_{22}	δ_{01}	Q_{01}	δ_{12}	Q_{02}	δ_{22}	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Строки
До 1	0,5	-	-	-	-	1,0	1,5	1,0	1,5	1,0	
3	1,2	2,0	0,8	2,0	1,0	2,0	3,5	1,8	3,5	1,5	

а

Продовження таблиці 1.1

В сантиметрах

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	1,8	3,0	1,2	3,0	6,0	2,6	6,0	2,6	6,0	2,2
35	3,0	6,0	2,7	6,0	3,0	-	-	-	-	-

Графи (колонки)

б

а- початок таблиці; б – продовження таблиці

Рисунок 1.9 – Побудова таблиці

Графу «№ п/п» в таблицю включати не допускається.

При діленні таблиці на частини і розміщення по рядах на одній сторінці, необхідно повторювати головку таблиці. Допускається частини таблиці поділяти подвійною лінією товщиною 2S (рисунок 1.10).

Таблиця 1.2 – Економічні інтервали навантаження трансформаторів ТП – 10/0,4 кВ

В килловольт-амперах

Номинальна потужність трансформатору	Економічні інтервали навантаження	Номинальна потужність трансформаторів	Економічні інтервали навантаження
25	До 45	100	126 – 160
40	46 – 83	160	161 – 320
63	86 – 125	250	321 – 355

Рисунок 1.10 – Приклад побудови таблиці при розподілі на частини

Якщо усі показники, приведені в графах таблиці, виражені в одній і тій же одиниці фізичної величини, то її позначення необхідно розміщувати над таблицею праворуч (рисунок 1.9а).

Для скорочення тексту заголовків і підзаголовків граф окремі поняття заміняють буквеними позначеннями, встановленими ГОСТ 2.321-84 «ЕСКД. Обозначения буквенные», або іншими позначеннями, якщо вони пояснені в тексті або приведені на ілюстраціях, наприклад U – напруга, R – опір, C – ємність. Показники з одним і тим же буквеним позначенням групують послідовно у порядку зростання індексів (рисунок 1.9а).

У таблиці допускається, при необхідності, виносити в окрему графу позначення фізичної величини.

Текст, який повторюється в рядках однієї тієї ж графи, і складений з однакових слів, які чергується з цифрами, заміняють лапками (рисунок 1.11), а текст, що складається з двох або більше слів, при першій побудові заміняють словами «Так само».

Замінювати лапками повторювані у таблиці цифри, математичні знаки, знаки процента і номери, позначення марок матеріалів, позначення нормативних документів не допускається.

При відсутності окремих даних у таблиці слід ставити прочерк.

Таблиця 1.3 – Розрахунок значень статистичної функції розподілення (середній час відновлення елемента мережі)

Інтервал варіювання, г	Значення параметрів				
	$\bar{X}_k$	n_k	P^*_k	N_k	F^*_k
Від 0 до 5 включ.	2,5	25	0,25	29	0,29
Св “5 ”10”	7,5	20	0,20	54	0,54
“10 ”15”	12,5	14	0,14	74	0,74
“15 ”20”	17,5	9	0,09	88	0,88
“20 ”25”	22,5	3	0,03	97	0,97

Рисунок 1.11 – Приклад побудування таблиці при позначенні літерами підзаголовків граф

Цифри в графах таблиць повинні видаватись так, щоб розряди чисел у всій графі були розміщені один під другим, якщо вони відносяться до одного показника.

При наявності у документі невеликого за обсягом цифрового матеріалу його недоцільно оформляти таблицею, а слід давати текстом, розміщуючи цифрові дані у вигляді колонок, наприклад:

Технічні характеристики водонагрівача ЕПВ-2А.

Продуктивність л/год	90-100
Потужність, кВт	10,5
Напруга живлення, В	380/220
Маса, кг	10,5

Сторінки текстових документів супроводжуються основним надписом, форма і правила виконання якого наведені вище.

1.4.3 Правила виконання графічного матеріалу

Графічний конструкторський документ містить інформацію у вигляді графічного зображення технічного предмета.

До графічних конструкторських документів відносять **креслення і схеми**.

Креслення – це документ, що містить зображення технічного предмета або його складової частини і інші дані, які пояснюють функціональне значення предмета і дозволяють його виготовити. **Схема** – це документ, який містить умовні графічні зображення складових частин технічного предмету і зв'язку між складовими частинами.

У практиці проектування систем електропостачання застосовуються як креслення, так і схеми. Перелік креслень, що належать до конструкторської документації на різних стадіях проектування, наведені у таблиці 1.1. Найбільш уживаними з них є: креслення загального виду (ВО), складальне креслення (СБ) і габаритне креслення (ГЧ).

Креслення загального виду (ВО) відноситься до проектних документів і розробляється на стадіях технічної пропозиції, ескізного і технічного проектів на основі вимог, регламентованих ГОСТ 2.118-73; 2.119-73; 2.120-73 і повинне містити зображення, тобто види, розрізи, перетини з необхідними розмірами, а також надписи, потрібні для розуміння будови виробу або об'єкту, взаємодії його складових частин і принципу роботи. На кресленні загального виду надаються найменування і позначення (якщо вони існують) тих складових частин, дані про яких пояснюють креслення: технічні характеристики, окремі параметри, найменування складових частин виробу, специфікації, таблиці переліку обладнання. На кресленні загального виду зображення предметів виконують з максимальними спрощеннями, передбаченими стандартами ЕСКД для робочих креслень (ГОСТ 2.109-73; ГОСТ 2.401-68). Складові частини можна показувати у вигляді контурних обрисів, якщо при цьому будуть зрозумілі будова проектного виробу (об'єкта), принцип роботи і взаємодія складових частин виробу (об'єкта). Приклад виконання креслення загального виду для двотрансформаторної підстанції 35/10 кВ наведений на рисунку 1.12.

Збірне креслення (СБ) виробу відноситься до робочої конструкторської документації, розроблюваної після виконання креслення загального виду. Складальне креслення є документом, на якому надаються відомості, необхідні для виготовлення (складання) складальної одиниці: зображення складальної одиниці, яка доповнює уяву про розташування і взаємозв'язок складових частин, з'єднувальних за даним кресленням і забезпечує можливість складання і контролю складальної одиниці; розміри, граничні відхилення та інші параметри, які повинні бути виконані або проконтрольовані за даним кресленням; вказівки про характер спряжень і методи його здійснення; номери позицій складових частин, що належать до виробу, у точній відповідності зі специфікацією на даний виріб; габаритні розміри виробу, установочні, приєднувальні та інші необхідні справочні розміри. Приклад виконання складального креслення наведений на рисунку 1.13 [1.7].

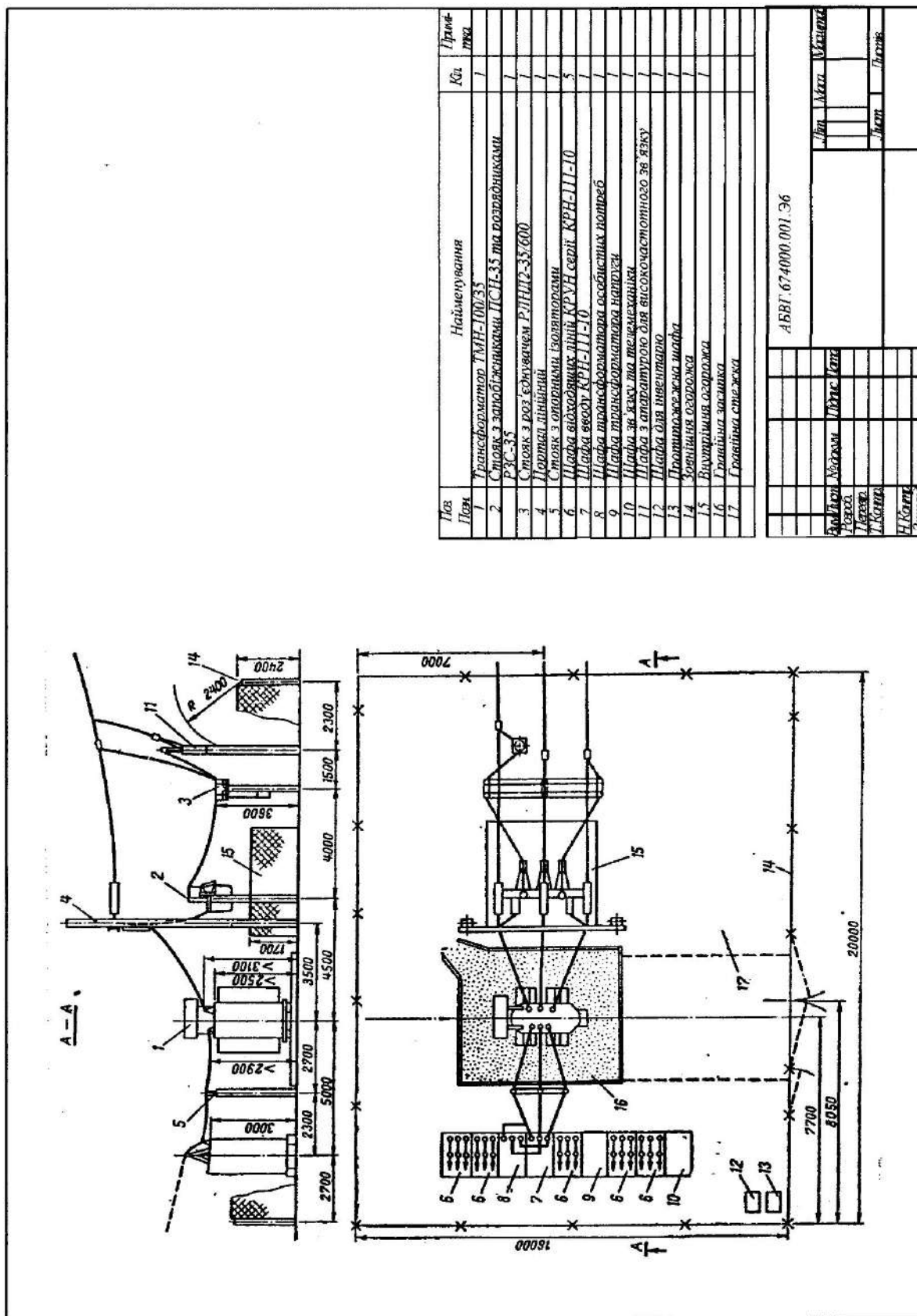


Рисунок 1.12 – Креслення загального виду одотрансформаторної підстанції

Складальні креслення повинні супроводжуватись специфікацією, яка являє собою перелік складових частин і конструкторських документів для конкретного виробу. Необхідність специфікації як самостійного конструкторського документа обумовлена потребами виготовлення, комплектування конструкторських документів, планування запуску виробів у виробництво. Форму і порядок заповнення специфікації установлює ГОСТ 2.108-68. Специфікація може складатись на листах формату А4 або бути суміщеною зі складальним кресленням. Форма специфікації наведена на рисунку 1.14, а приклад її заповнення на рисунку 1.15.

Більш докладну інформацію щодо виконання креслень електротехнічного обладнання можна знайти у [1.5 – 1.7].

Установочні, габаритні і приєднувальні розміри виробу зображуються на **габаритному кресленні (ГЧ)**, яке призначене для того, щоб дати вичерпну інформацію про зовнішні контури предмета. Установочні і приєднувальні розміри виробу (при необхідності) на габаритному кресленні повинні бути зазначені з граничними відхилами. Приклад виконання габаритного креслення шафи високої напруги наведений на рисунку 1.16.

Креслення загального вигляду, збірні, габаритні, що визначають конструктивне виконання електрообладнання, електричних пристроїв і електроустановок, мають назву **електротехнічних (ЭЧ)**. Ці креслення виконуються у відповідності з загальними вимогами, передбаченими стандартами ЕСКД. Креслення деяких видів обладнання і комплектних пристроїв виконують, як правило, в двох проекціях (фронтальній і профільній), з розрізами, а також з більшою або меншою деталізацією.

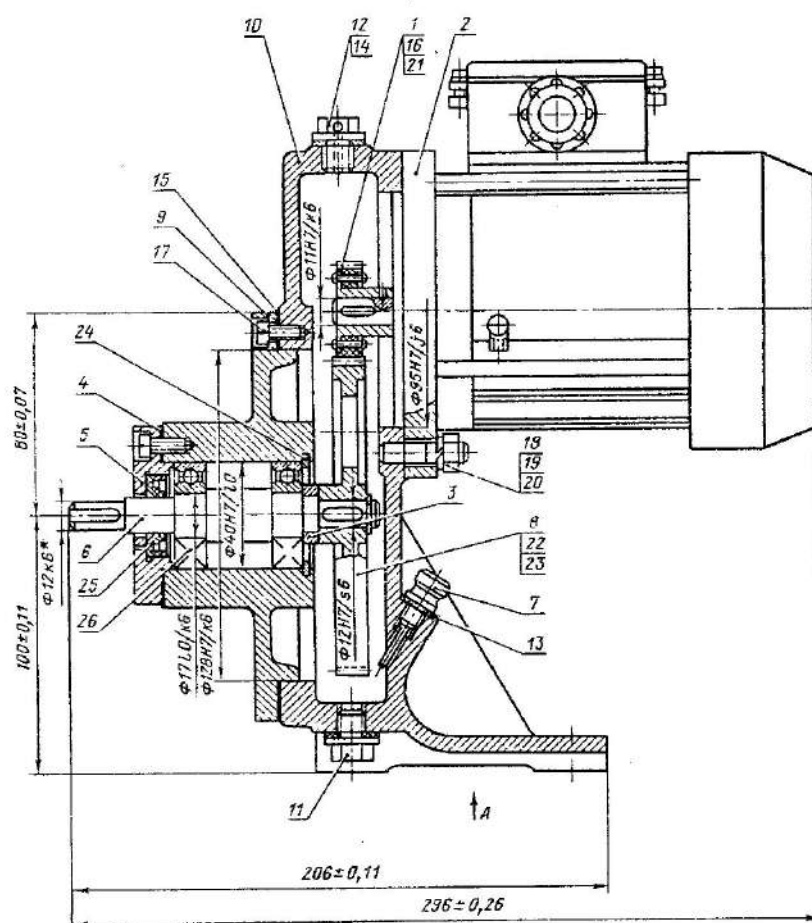
Для виконання монтажу необхідні так звані встановлювальні, або **монтажні (МЧ)** креслення, на яких вказано розташування електрообладнання, конструктивні елементи основи, на якому воно має бути встановлено, кріпильні деталі, а для монтажу обладнання з рухомими частинами – кінематичні зв'язки.

Як було зазначено вище, до конструкторських документів відносяться також і схеми, призначені для розглядання принципу роботи пристроїв і пояснення взаємодії їх складових частин. Відповідно ГОСТ 2.701-84 «ЕСКД. Виды и типы. Общие требования» позначення схем складається з буквенної частини, що визначає вид схеми, і цифрової частини, що визначає тип схеми (рисунок 1.17).

Для експлуатаційних документів за ГОСТ 2.601-68 передбачені наступні коди: ТО – технічний опис; ИЭ – інструкція з експлуатації; ПС – паспорт; Д – документи інші; ЭД – експлуатаційний документ.

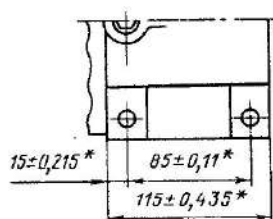
Кожний вид схеми може бути наданий будь-яким із сукупності типом схеми, наприклад, ЭЗ – це схема електрична принципова, Э4 – схема електрична з'єднань, Э7 – схема електрична розташування, ГЗ – схема гідравлічна принципова; Г4 – схема гідравлічна з'єднань і т. ін.

Правила виконання електричних схем визначені ГОСТ 2.702-75 «ЕСКД. Правила выполнения электрических схем».



* Розміри для довідок

Вид А М2:1



						АБВГ. 303212.005.СБ					
						Двигун-редуктор Збірне креслення					
Вим	Лист	№ докум	Підпис	Дата		Літ.	Маса	Масштаб			
Розроб.											
Перевір.											
Т. Контр.						Лист		Листів			
Н. Контр.											
Затверд											

Рисунок 1.13 – Приклад виконання збірного креслення

Формат	Зон	Поз.	Позначення	Найменування	Кіл.	Примітка
				<u>Документація</u>		
A1			АБВГ.303212.005 СБ	Збірне креслення		
A1			АБВГ.303212.05 ВО	Креслення загального виду		
A2			АБВГ.303212.005 ГЧ	Габаритне креслення		
				<u>Зборочні одиниці</u>		
A3	1		АБВГ.303711.005	Шестерня	1	m=1, z=37
A1	2		АБВГ.521721.003	Електродвигун		N=0,18 кВт
				4ААМ56У3		n=1500 об/хв
				<u>Деталі</u>		
	3		АБВГ.711141.005	Втулка	1	
	4		АБВГ.711142.005	Прокладка регулююва-	1	
	5		АБВГ.711352.005	Кришка підшипника	1	
	6		АБВГ.715715.005	Вал	1	
	7		АБВГ.715715.005	Масловказівник	1	
	8		АБВГ.721521.005	Колесо зубчасте	1	m=1, z=123
	9		АБВГ.725615.005	Кришка корпусу	1	
	10		АБВГ.731245.005	Корпус	1	
	11		АБВГ.753125.002	Пробка	1	
	12		АБВГ.753126.003	Пробка-віддушина	1	
	13		АБВГ.75152.002	Прокладка	1	
Зм. № докум. АБВГ.ХХХХХХ.030.ПЭЗ						
Розроб.				Двигун-редуктор	Діт.	
Перев.						
Н. контр.						
Затверд.					ДАТА, 2007	

а

Формат	Зон	Поз.	Позначення	Найменування	Кіл.	Примітка
		14	АБВГ.754153.002	Прокладка	1	
		15	АБВГ.754154.002	Прокладка	1	
				<u>Стандартні вироби</u>		
				Гвинти		
		16		А.М3-6gx5.48 ГОСТ1476-84	1	
		17		А.М6-6gx12.48 ГОСТ1491-80	10	
		18		Гайка М8-6Н5 ГОСТ6402-70	4	
		19		Шайба 8л65Г ГОСТ6402-70	4	
		20		Шпилька М8-6gx20,48		
				ГОСТ 22034-76	4	
				Шпонки ГОСТ 2336078		
		21		4x4x16	1	
		22		4x4x20	2	
		23		Кільце 1А12 ГОСТ13941-86	1	
		24		Кільце 1А40 ГОСТ13941-86	1	
		25		Манжета 1.114x30-1		
				ГОСТ 8752-79	1	
		26		Підшипник 203		
				ГОСТ 8338-75	1	
				<u>Матеріали</u>		
		27		Масило індустріальне		
				И-70А ОСТ20799-75	0,07 л	
Зм. № докум. АБВГ.ХХХХХХ.030.ПЭЗ						
						2

б

а – перший лист специфікації; б – продовження на другому листі
 Рисунок 1.15 – Приклад заповнення специфікації виробу „Двигун-редуктор”

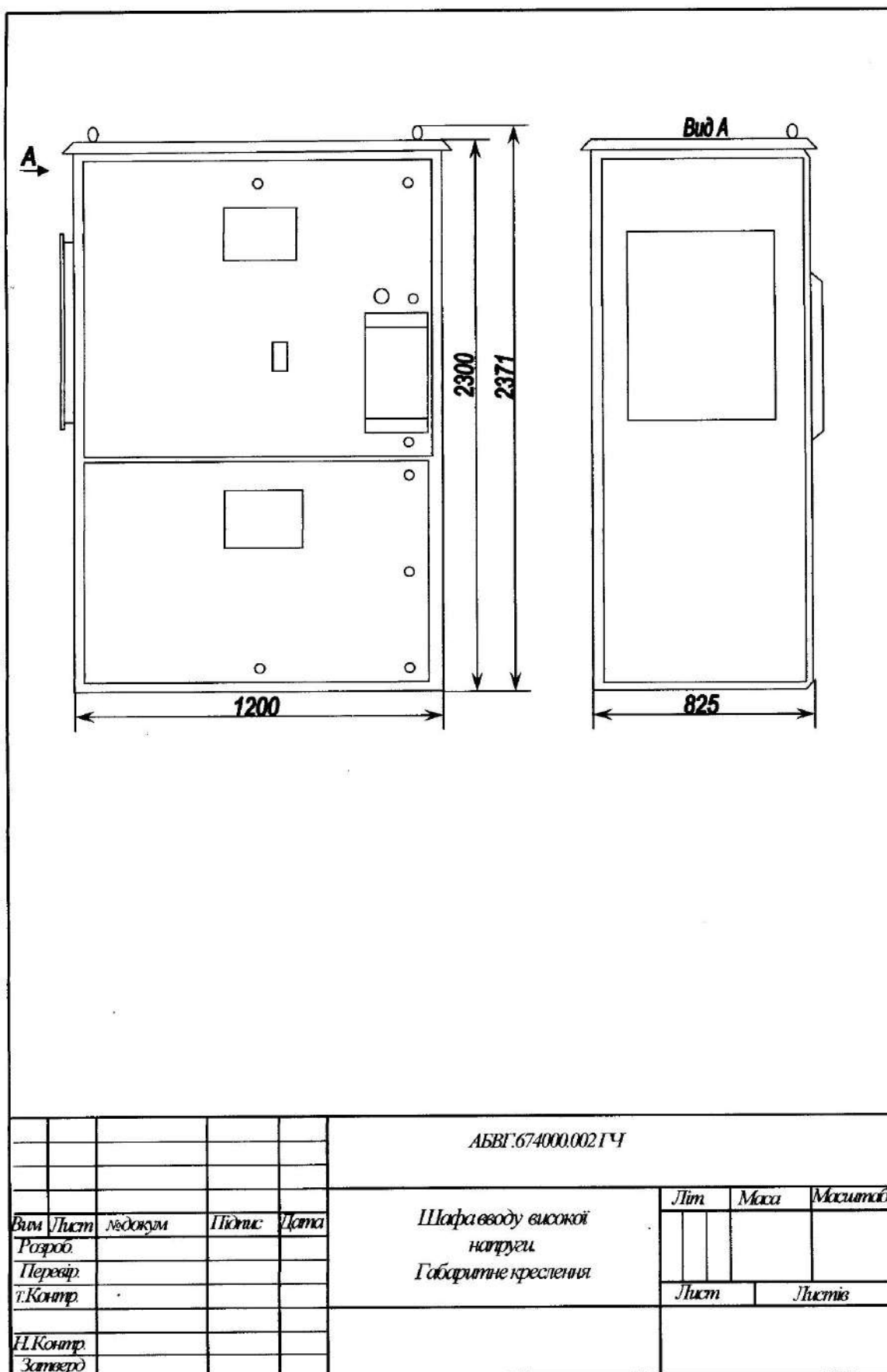


Рисунок 1.16 – Габаритне креслення шафи вводу високої напруги

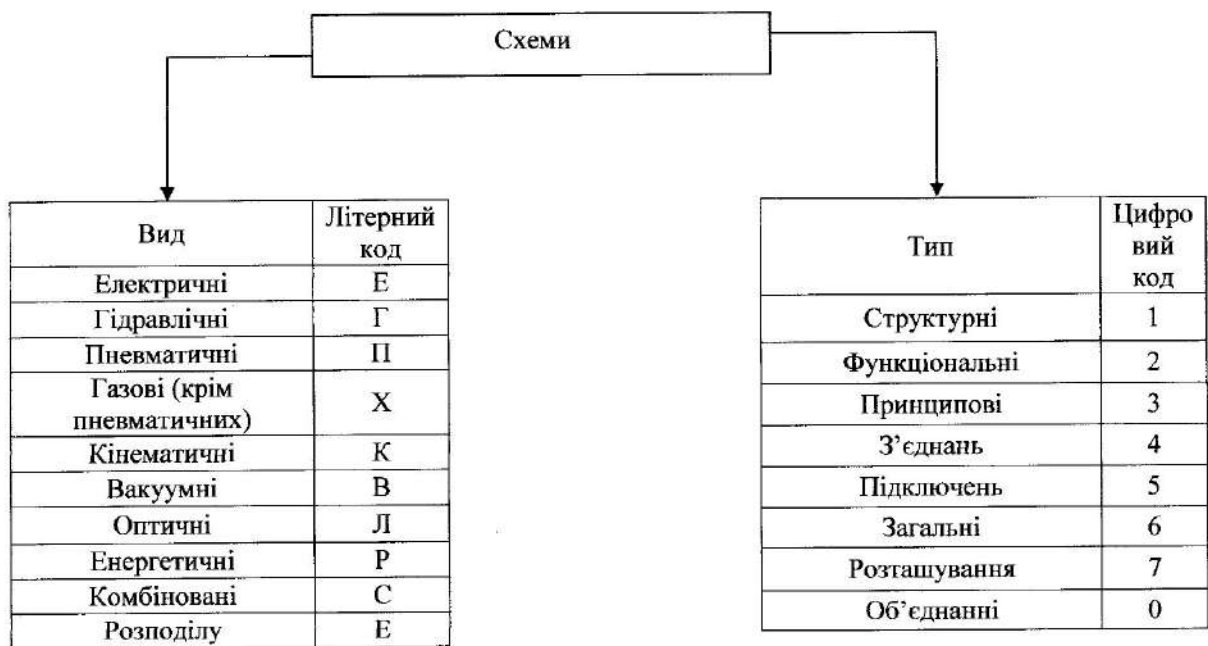


Рисунок 1.17 – Класифікація схем за видами і типами

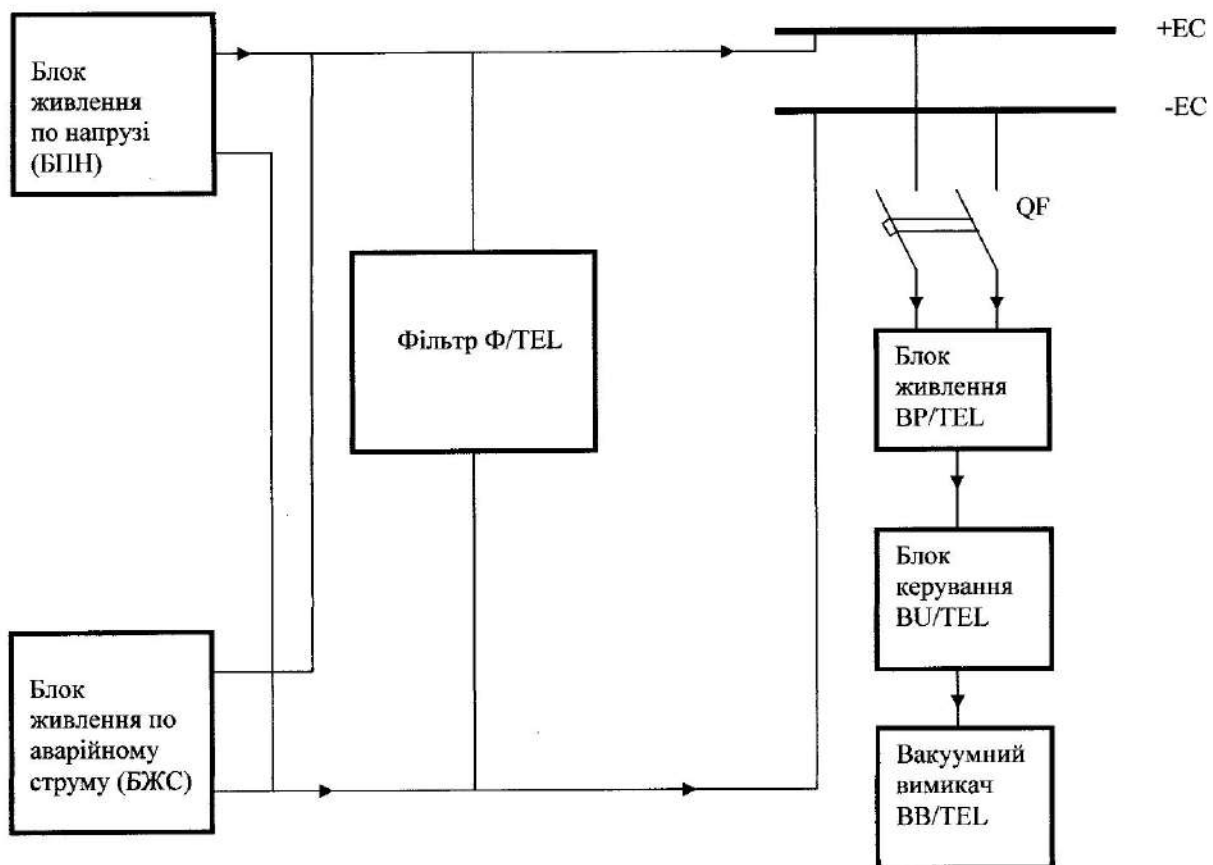


Рисунок 1.18 – Структурна схема формування кола живлення вакуумного вимикача ВВ/TEL на випрямленому оперативному струмі

Окремі функціональні частини на схемі допускається зображати у вигляді прямокутників. У цьому випадку схеми з деталізацією за елементами зображують за правилами виконання принципів схем. В 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. На схемі можуть бути розміщені пояснювальні надписи, діаграми і таблиці, які визначають послідовність процесів у часі, а також вказують параметри у характерних точках (значення струмів, напруг, форми і значення імпульсів і т. ін.). Приклад виконання функціональної схеми наведено на рисунку 1.19.

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 і т.п.), 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 Б).

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 та ін.

На схемах силових кіл змінного струму ввід джерел живлення позначають L1, L2, L3 або А, В, С (фазні проводи) і N (нульовий провід), а наступні ділянки кіл – додаванням порядкового номера ділянки (див. рисунок 1.20 а, в).

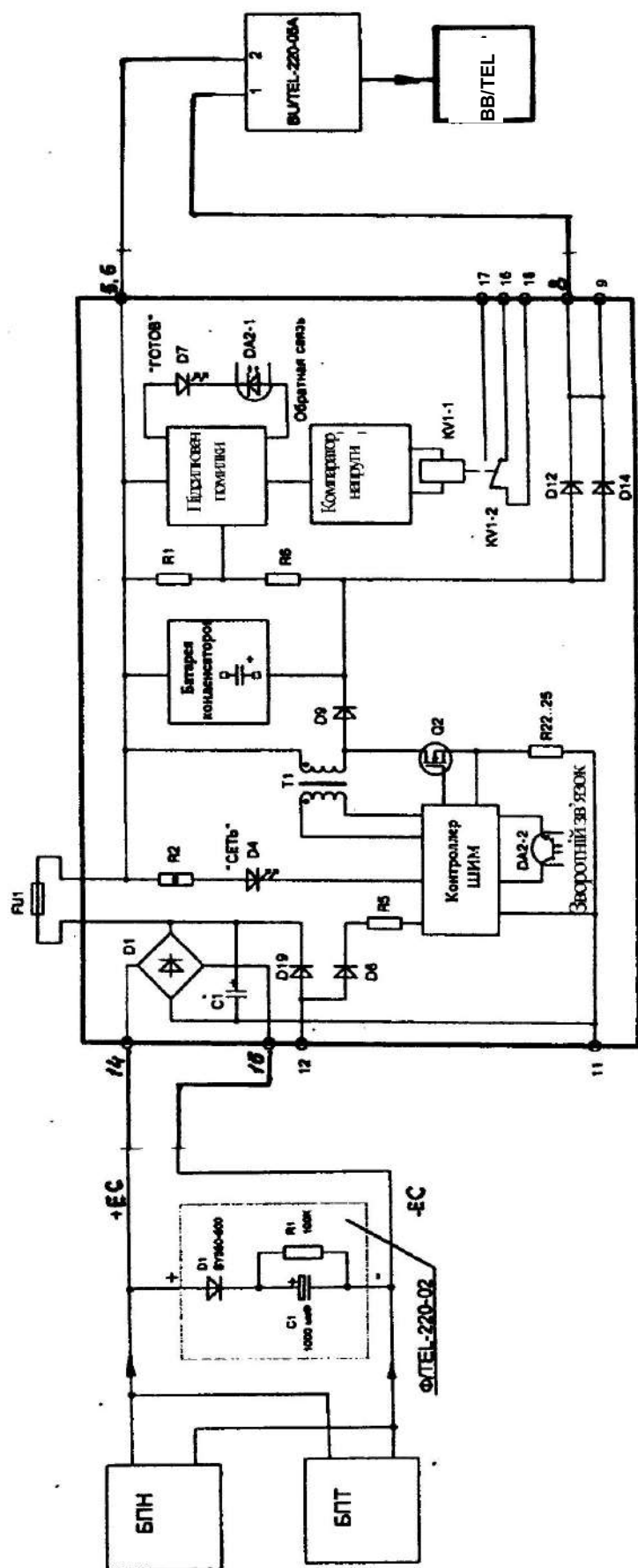


Рисунок 1.19 – Функціональна схема формування кола живлення вакуумного вимикача ВВ/TEL на випрямленому оперативному струмі

перша фаза – L11, L12, L13 і т. ін. або A1, A2, A3

друга фаза – L21, L22, L23 і т. ін. або B1, B2, B3

третя фаза – L31, L32, L33 і т. ін. або C1, C2, C3 і т. ін.

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 трипровідної мережі постійного струму – буквою М (рисунок 1.20б).

Ділянки кіл керування позначаються арабськими цифрами зліва направо і зверху униз (рисунок 1.20 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 рисунку 1.20 г, де A411, A412, A413 – ділянки вторинного кола трансформатора TA1_a фази А; C411, C412 – ділянки вторинного кола трансформатора струму TA1_c фази С; 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 і т. ін.). 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 і т. ін. - таблиця В3), а кінцевий, пов'язаний з негативним полюсом, - другим числом кожної групи (2, 102, 202 і т. ін.) [1.6]. 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 рисунку 1.20 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) (таблиця В5 додатка В). Вторинні кола трансформаторів напруги позначають аналогічно, використовуючи числа від 600 до 699 (таблиця В6).

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

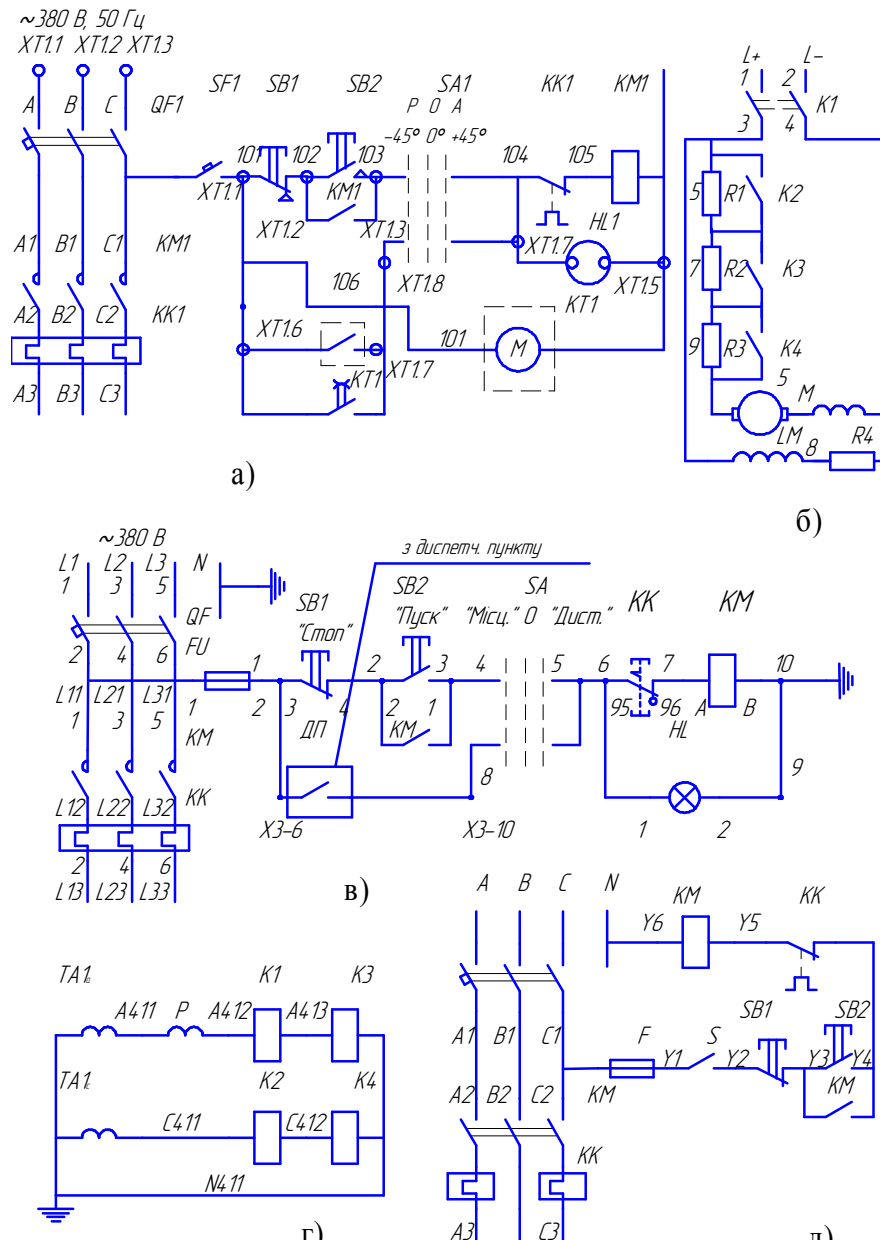
Для зручності читання електричних схем колам і їх ділянкам, які найбільш часто зустрічаються, надають характерні для них позначення (таблиці В3 і В4).

- коло вмикання 3 – 19, 103 – 119, 203 – 219 і т. ін.;
- ділянка, що підходить до вмикаючого елемента, наприклад до котушки контактора вмикання масляного вимикача 3, 103, 203 і т. ін.;
- коло вимикання 30 – 49, 130- 149, 230 – 249 і т. ін.;
- ділянка, що підходить до вимикаючого елемента, наприклад до вимикаючого електромагніта вимикача, 33, 133, 233 і т. ін. ;
- ділянка, що підходить до елемента контролю кола вмикання (лампи або реле), 5, 105, 205 і т. ін. ;
- коло ламп сигналізації положення вимикача, контроль цілості кіл ке-

рування якого здійснюється реле, 70 – 79; 170 – 179 і т. ін.;

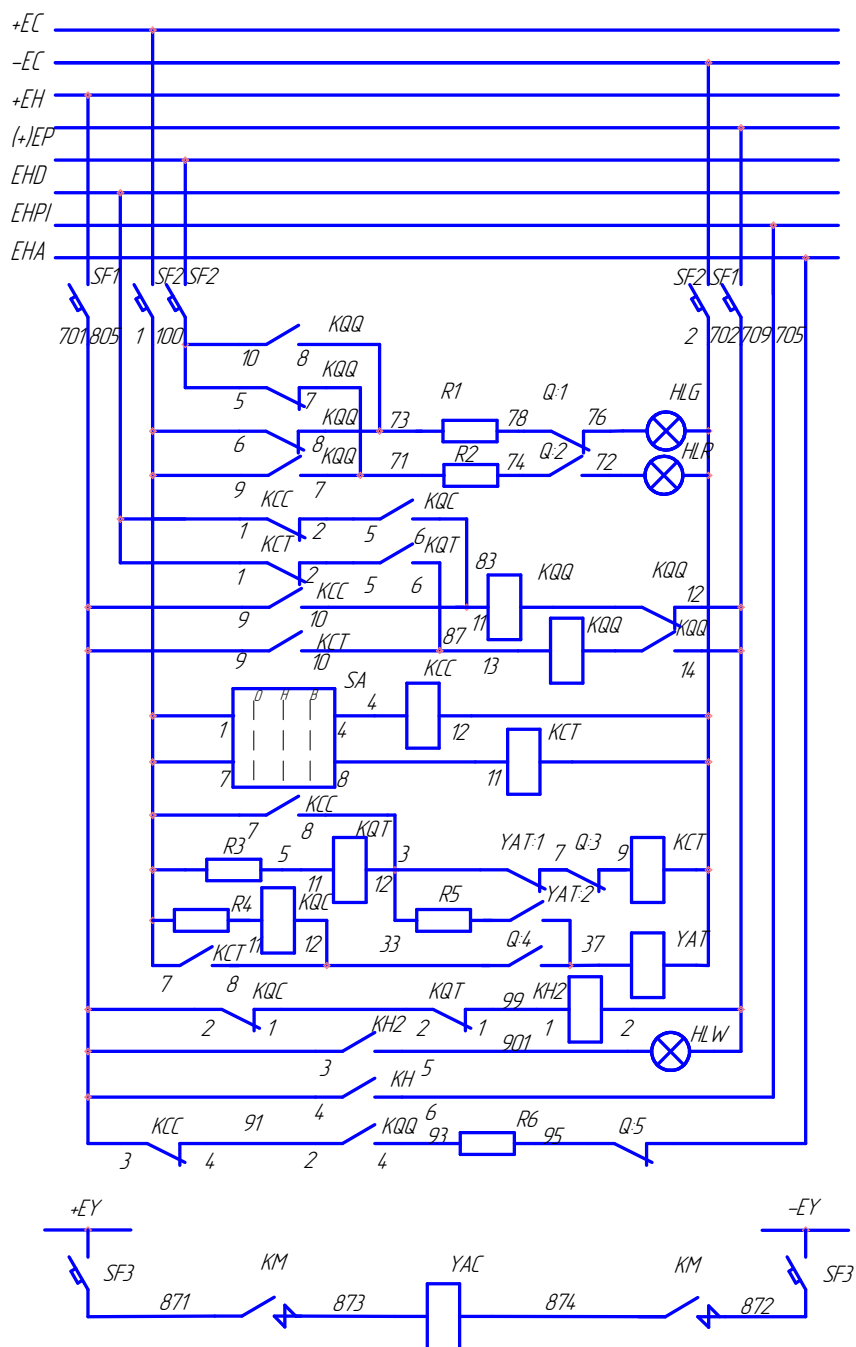
- кола аварійної звукової сигналізації 90 – 99, 190 – 199, 290 – 299 і т. ін.;
- кола котушок реле фіксації команд дистанційного керування 80 – 89, 180 – 189, 280 – 289 і т. ін.;
- кола електромагнітів вмикання вимикача 871 – 74.

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 рисунку 1.21 [1.6].



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 указанням їхнього функціонального призначення

Рисунок 1.20 – Приклади виконання та маркування принципів електричних схем



					АБВГ.674000.002.ЭЗ			
					Вимикач високовольний. Система дистанційного керування. Схема електрична принципова			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.								
Перевір.								
Т. контр.								
Н. контр.								
Затверд.								
					ТДАТА, 2007			

Рисунок 1.21 – Принципова схема дистанційного керування вимикачем високої напруги

Так як на схемі дана нумерація виводів апаратів, присвоєна заводами-виготовлювачами, 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 вмикаючого електромагніта YAT, аварійної звукової сигналізації і вмикаючого електромагніта YAG [1.6].

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 рисунках 1.22 і 1.23 [1.7].

15	Поз. позначення	Найменування	Кіл.	Примітка
8 min				
	20	110	10	
		185		

Рисунок 1.22 – Форма таблиці переліку елементів

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».

a

6

Рисунок 1.23 – Приклад заповнення таблиці переліку елементів

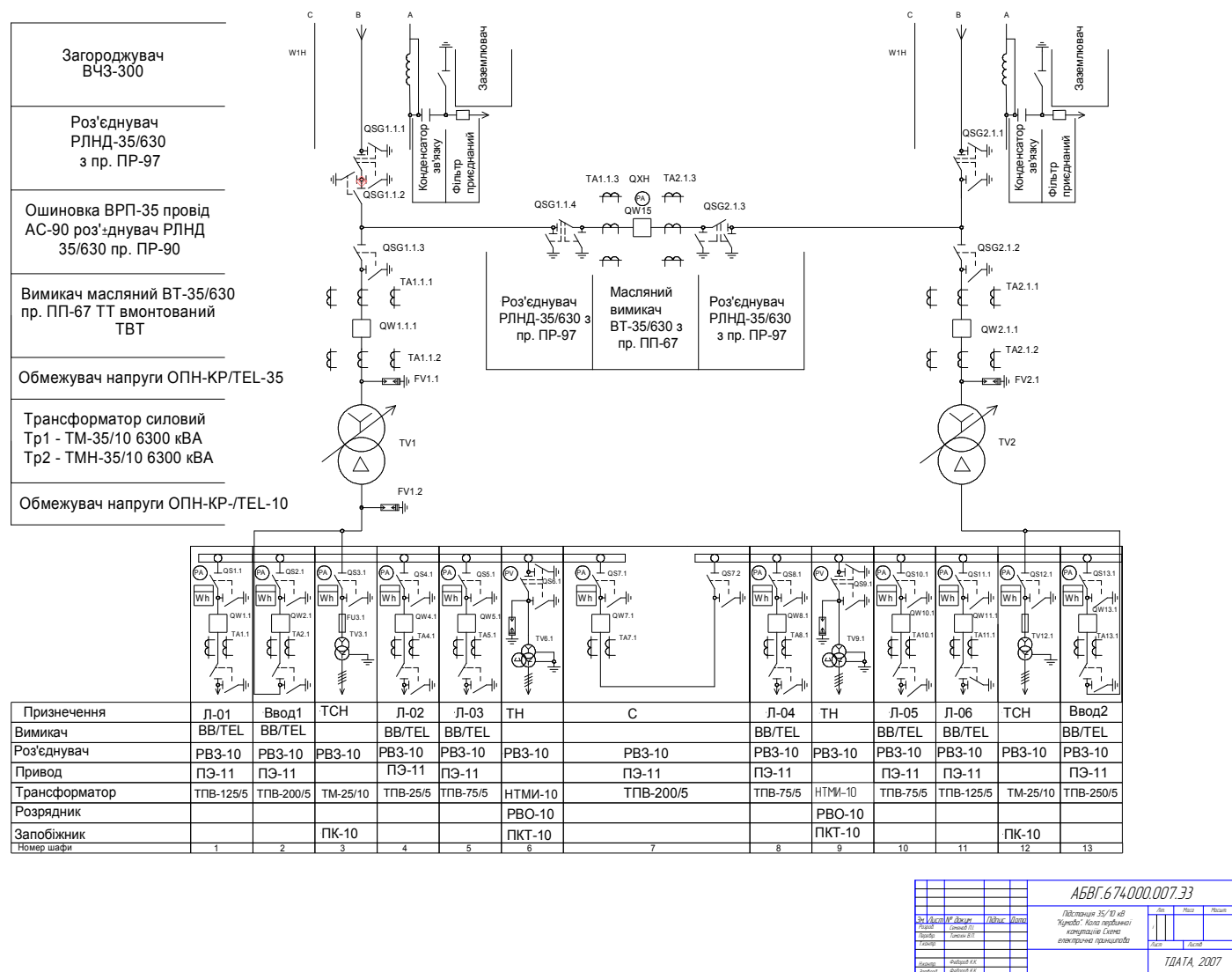


Рисунок 1.24 – Приклад виконання принципової електричної схеми кіл первинної комутації підстанції 35/10 кВ

У системах електропостачання до таких схем відносяться однолінійні схеми кіл первинної комутації підстанцій розподільних пристроїв.

У даних схемах пристрої позначаються у виді умовних графічних позначень (УГП) і буквено-цифрових позначень відповідно до ГОСТ 2.702-75 і ГОСТ 2.710-81 і розташовуються у відповідних графах (або навпроти) згідно регламентованій ГОСТ 21.613-88 формі 1. Таблиці містять стислі технічні характеристики пристроїв (найменування, тип і т. ін.). З метою досягнення компактності і наочності таких схем, допускається перенос деяких граф таблиці за формою 1 з технічними характеристиками пристроїв на вільне поле схеми «під» або «над» зображеннями відповідних пристроїв. У якості приклада на рисунку 1.24 наведена схема кіл первинної комутації підстанцій 35/10 кВ.

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 вхідні і вихідні елементи (клемова колодка, вивідні контакти і т. ін.). 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 вхідних 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 (згідно з маркуванням 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 1.26 – Шафа трансформатору власних потреб КРУН-10. Схема електрична з'єднань.

Приклад виконання схеми з'єднання для частини шафи трансформатора власних потреб, встановленого у КРУН-10 РТП – 35/10 кВ, наданий на рисунку 1.26.

Схема електрична принципова цієї шафи приведена на рисунку 1.25.

На схемі з'єднань розміщення пристроїв (наприклад KL1, KL2, KN1 і т. ін.) відповідає їх дійсному розташуванню на складових частинах виробу (приладовій панелі, перегородці шафи, високовольтному відсіку та ін.). На кожному проводі, що відходить від вихідних елементів пристроїв (мають заводське маркування), проставлена адреса відповідно із вище позначеним принципом маркування. Наприклад, провід 107 (рисунок 1.25), який з'єднує реле сигналізації замикавання на землю KL1 (клема 11) і контакт 3 реле KVO, на схемі з'єднань (рисунок 1.26) підключений до контакту 11 реле KL1 і позначений : 107 (-KVO : 3). Це указує 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. Слід 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 СЕП 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 x 1 рисунок 1.27); 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-10кВ приведений на рисунку 1.27. Наведена схема з'єднань відноситься до лінії на 10 кВ другій монтажній одиниці (02) [1.6].

На цій схемі показані резистори R1, R2 і R6, амперметр РА, 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 монтажні одиниці 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).

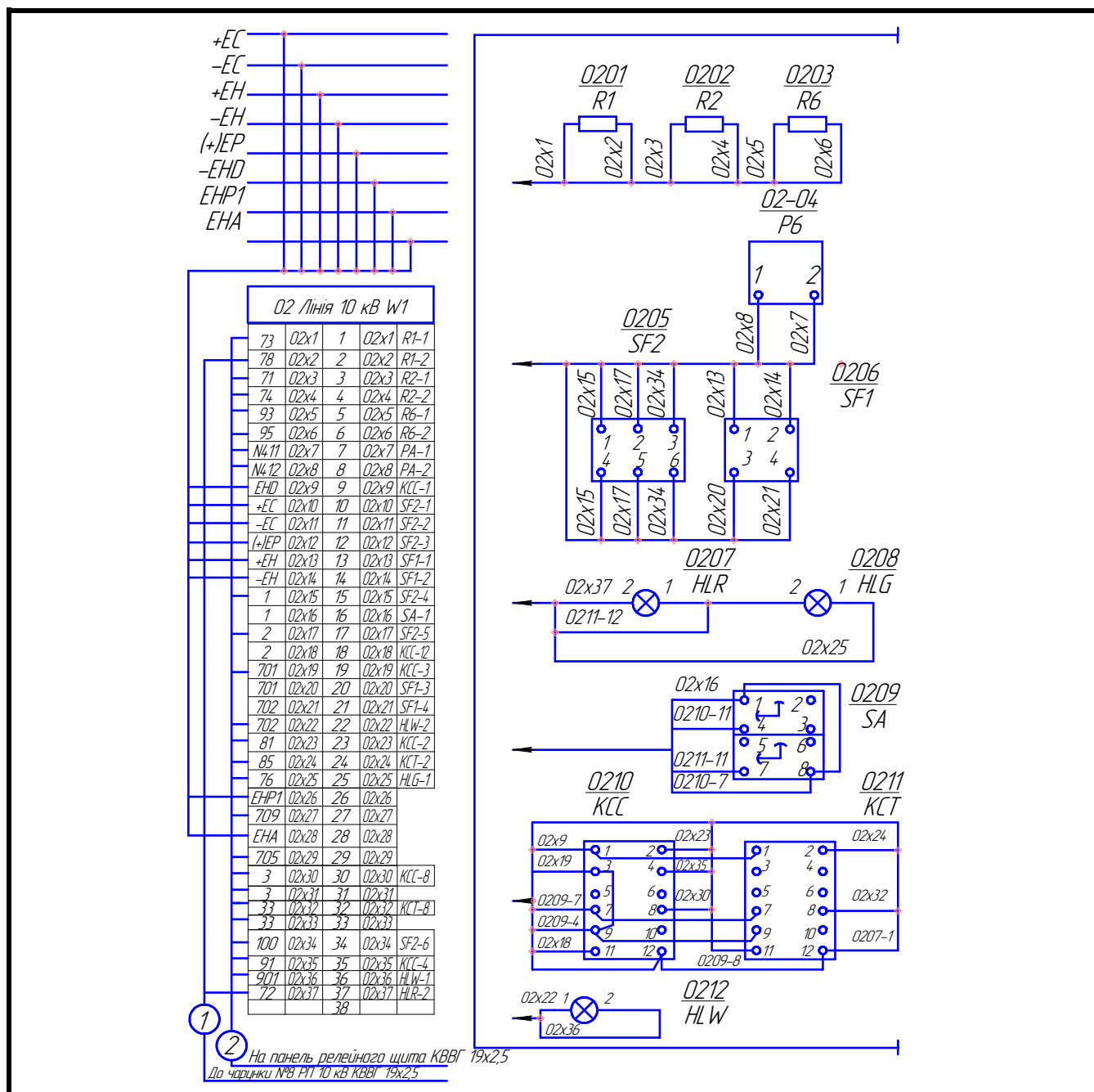
На схемі повністю показані перемички апаратів: між виводами 1 і 7 перемикача SA; між виводом 1 лампи HLR і виводом 2 лампи HLG; між виводами 1, 7, 9, 12 реле КСС і КСТ; між затискачами 15 і 16, 17 і 18, 19 і 20, 21 і 22, 26 і 27, 28 і 29, 30 і 31, 32 і 33 ряду затискачів. Решта провідників даються не 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 іде 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.

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 монтажної 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 монтажної одиниці 02. Аналогічно промарковані провідники, підключені до виводів резисторів R2 і R6. Таким чином, маркування провідників, відхідних від виводів будь-яких апаратів або приладів у бік ряду затискачів, містить номер монтажної 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 монтажної одиниці, номер апарату і приладу, до якого іде провідник, і через дефіс номер його затискача. Так, на схемі провідник, поєднуючий 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.



					АБВГ.674000.007.Э4			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Щит керування. Панель управління №10. Схема електрична з'єднань			
Розроб.	Семенов П. І.							
Перевір.	Тимохін В. П.							
Т. контр								
Н. контр.	Федоров К. К.				ТДАТА, 2007			
Затверд	Федоров К. К.							

Рисунок 1.27 – Приклад виконання схеми електричної з'єднань панелі №10 щита керування

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 виробу зображуються у вигляді прямокутників або зовнішніх обрисів. На зображенні виробів обов'язково повинні бути позначені вхідні 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 вхідних і вихідних елементів виробів повинно відповідати заводському, а у випадку його відсутності допускається умовно присвоювати позначення, але при цьому прийняте маркування повинно додержуватись у всіх конструкторських документах. На проводах, які підходять до вхідних 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 рисунку 1.28.

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 проекту (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 вироби, зведені у джути. 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(1х2,5)), 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 рисунку 1.29.

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 і т.д.

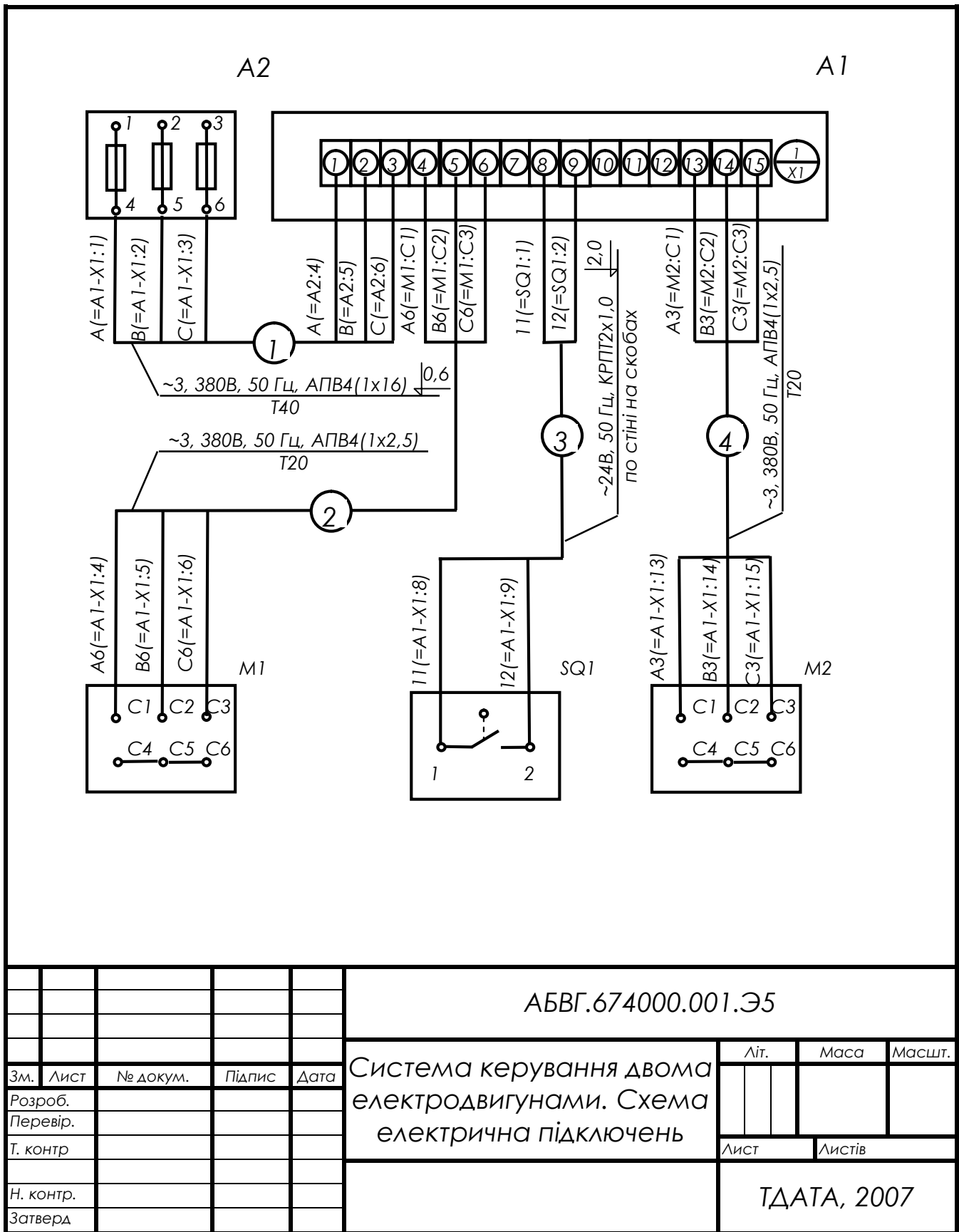
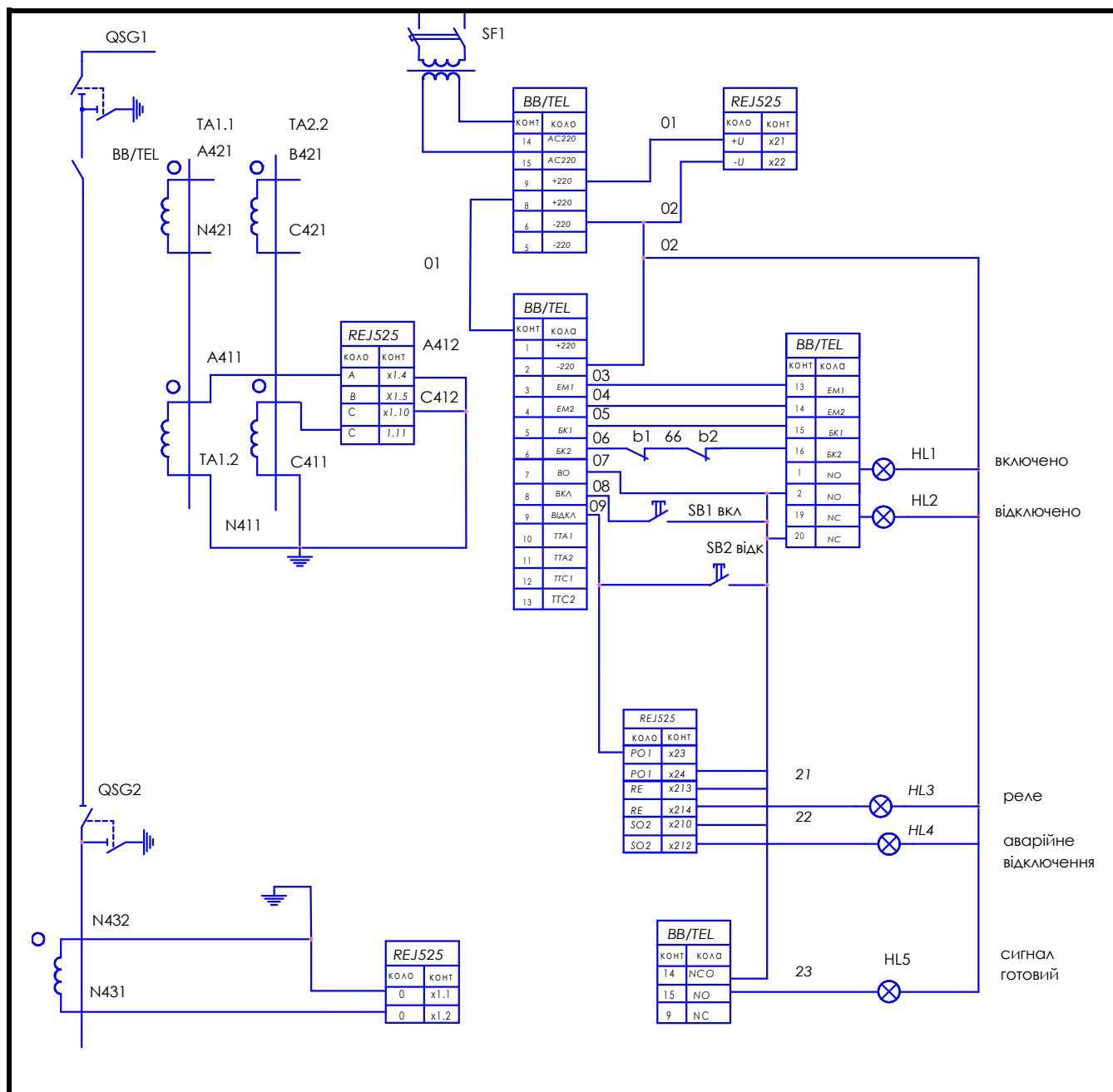


Рисунок 1.28 – Система керування двома електродвигунами. Схема електрична підключень



					АБВГ.674000.005.Э5			
					Пристрій релейного захисту повітряної лінії. Максимальний			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Семенов П. І.			1.02.07				
Перевір.	Тимохін В. П.			2.02.07				
Т. контр.								
Н. контр.	Федоров К. К.			3.02.07				
Затверд.	Федоров К. К.			3.02.07				
					Лист 1			
					ТДАТА, 2007			

Рисунок 1.29 – 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 електромагніта ЕМ1 вакуумного вимикача, і клемою 13 самого вимикача ВВ/TEL, до якого підключений вивід електромагніта 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 електропередач, які їх живлять, на генплані селища, району (карти-схеми); поопорні схеми ліній електропередач 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 підстанцій; план розташування контуру заземлення підстанцій.

На схемах розташування виконуються додатково текстові надписи (номери опор і підстанцій, кількість і потужність встановлених на ТП трансформаторів, марка і переріз проводів ліній електропередач, довжина ділянок ПЛ, розрахункова потужність підстанцій, типи опор та ін.). Приклади виконання схем розташування у системах електропостачання надані на рисунках 1.30-1.34.

На рисунку 1.30 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 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 електропередач (ЛЕП) використовуються так звані поопорні схеми ліній, на яких показують вісь ЛЕП із за-

значенням усіх кутів її повороту, виробничих пікетів (місць установки опор), довжини прямих ділянок прилеглої місцевості з перетинаними перешкодами, номерів і типів опор (рисунок 1.31)

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

На схемах електричних розташування освітлення підстанцій (рисунок 1.32) позначаються місця установки освітлювальної апаратури, її тип, потужність установленого джерела світла, висоту підвісу світильника. Наприклад, НСП11 $\frac{200}{2,5}$ означає, що це світильник типу НСП 11 з лампою розжарювання

потужністю 200 Вт установлений 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 (рисунок 1.33). 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 (рисунок 1.34) 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 рисунку 1.35. У практиці проектування виникає необхідність у побудові діаграм. Основні правила виконання діаграм установлені у рекомендаціях Р-50-77-80 «ЕСКД. Правила виконання діаграм». Приклад графічного виконання документа, який містить діаграми приведений на рисунку 1.36. 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 ЭД – експлуатаційний документ або Д – документи інші.

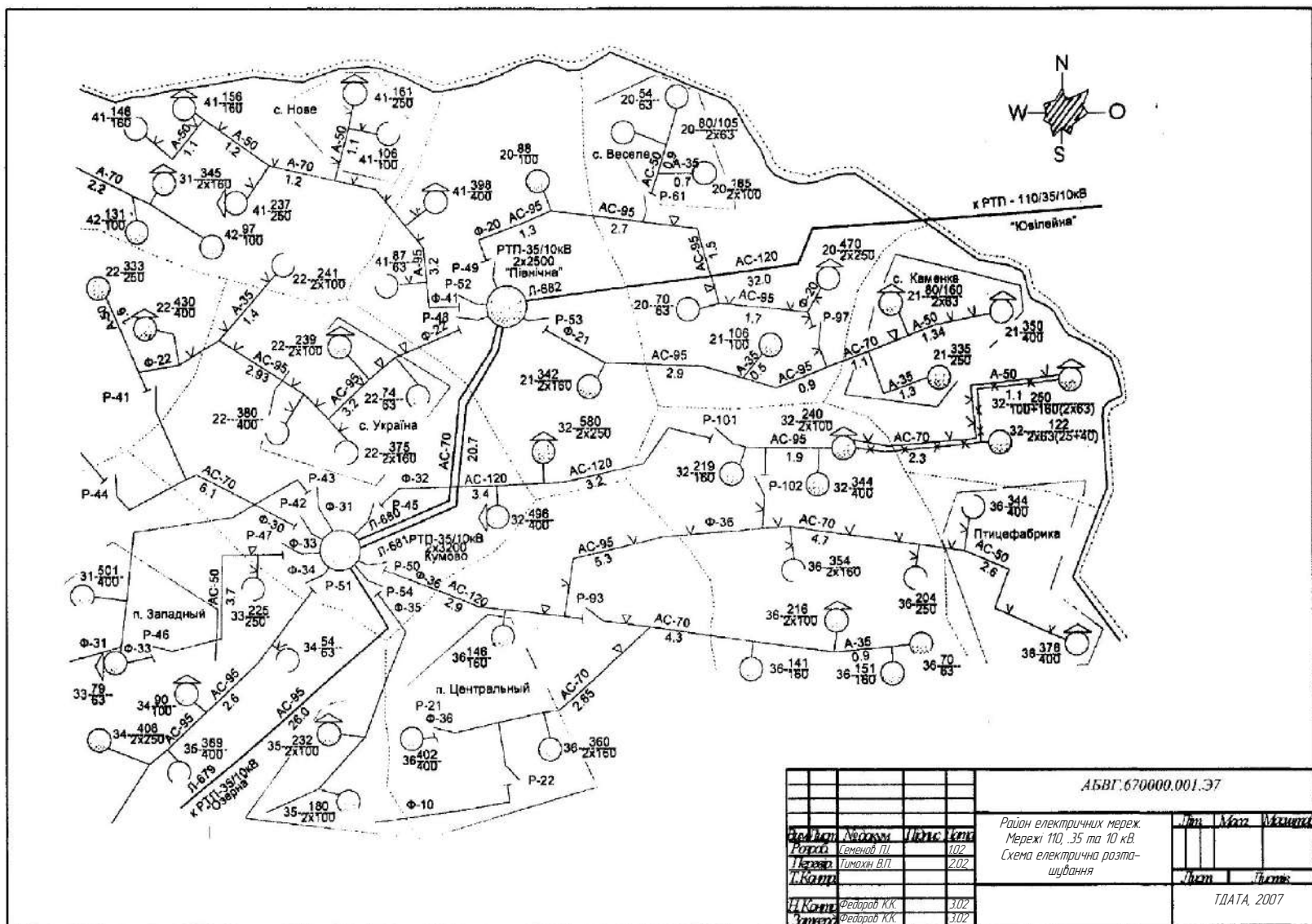
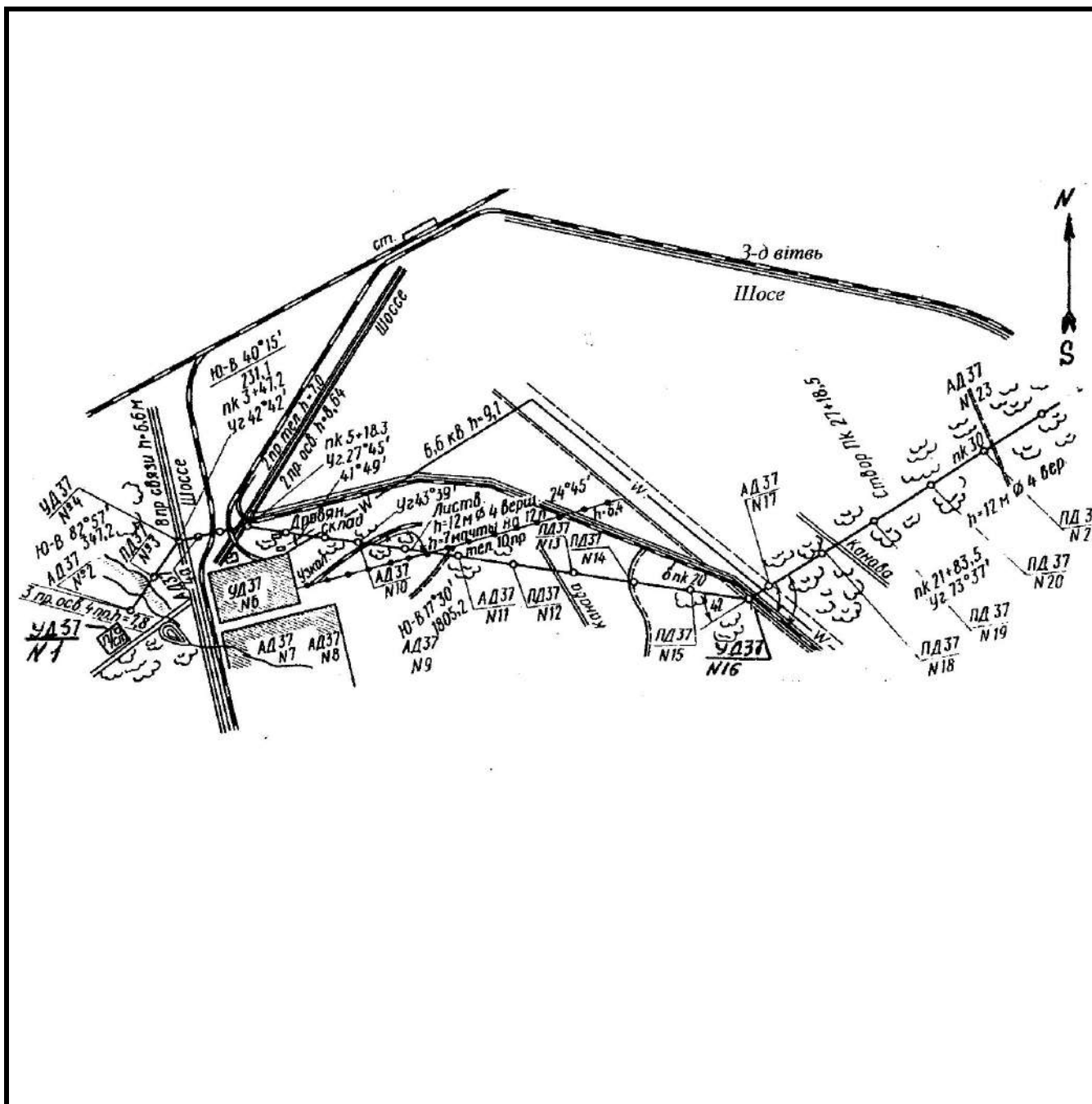
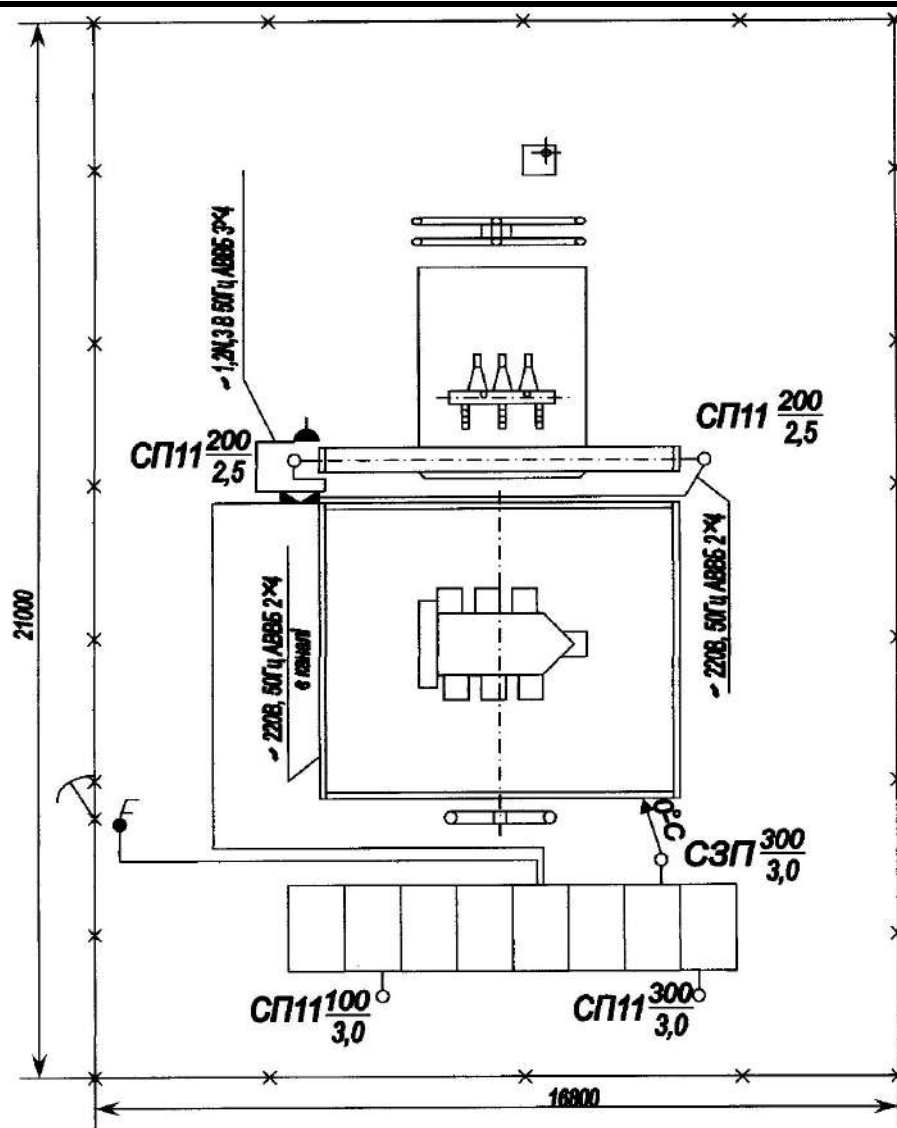


Рисунок 1.30 – Район електричних мереж. Мережі 110, 35 та 10 кВ. Схема електрична розташування



					АБВГ.674000.005.С7			
					Район електропостачання. Мережі повітряні 10 кВ. Схе- ма комбінована розташування			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Семенов П. І.			1.02.07	Літ.			
Перевір.	Тимохін В. П.			2.02.07				
Т. контр					Лист 1			
Н. контр.	Федоров К. К.			3.02.07	Листів 1			
Затверд	Федоров К. К.			3.02.07				
					ТДАТА, 2007			

Рисунок 1.31 – Ділянка повітряної лінії електропередач 10 кВ. Схема комбінована розташування

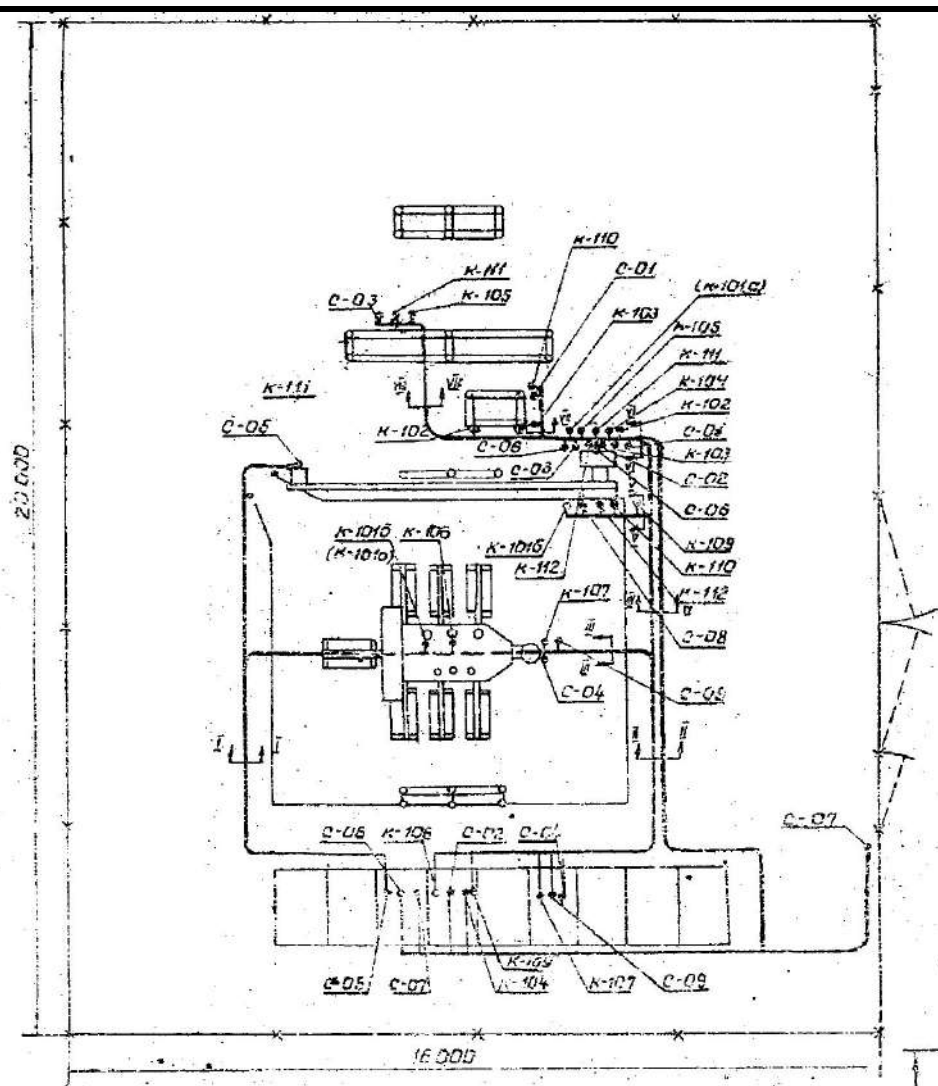


Примітка

1. Для зовнішнього освітлення використовують дві фази-нуль
2. Нормоване освітлення на роз'єднувачі забезпечується за допомогою переносного світильника

					АБВГ.674000.001.Э7			
					Підстанція 35/10 кВ. Електричне освітлення зовнішнє. Схема електрична розташування			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Семенов П. І.		1.02.07				
Перевір.		Тимохін В. П.		2.02.07				
Т. контр.								
Н. контр.		Федоров К. К.		3.02.07				
Затверд.		Федоров К. К.		3.02.07				
					ТДАТА, 2007			

Рисунок 1.32 – Електричне освітлення підстанції. Схема електрична розташування

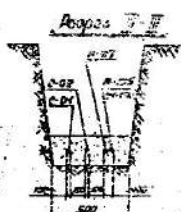
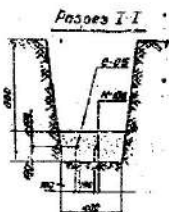


Примітка

Кабельний журнал див. лист

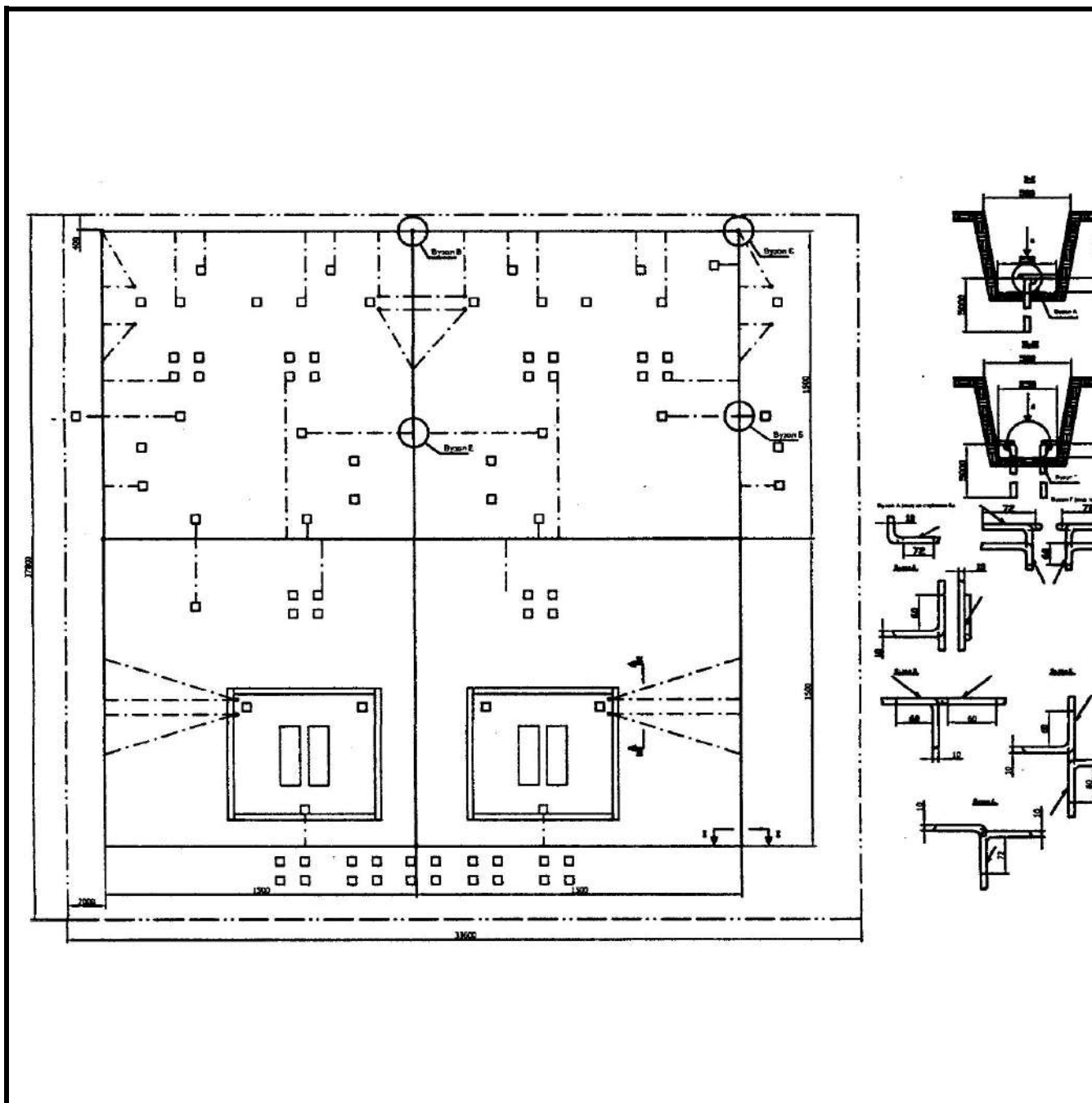
АБВГ.674000.0087Б

Кабелі в межах трансформаторних ям та на підходах до шаф КРУ-10 прокладати в сталевих трубах



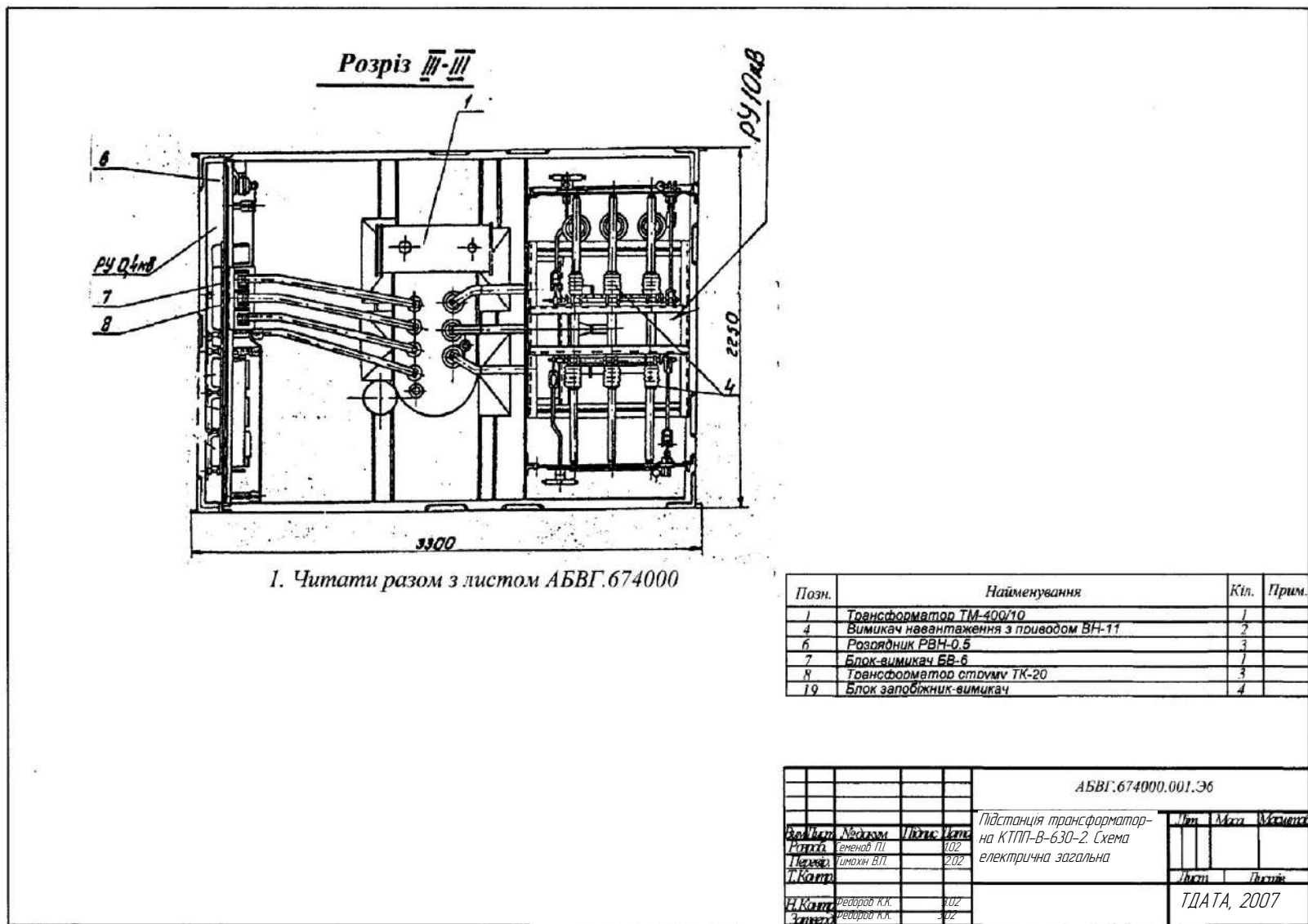
					АБВГ.674000.001.Э7			
					Підстанція 35/10 кВ. Траси прокладки кабелів. Схема електрична розташування			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Семенов П. І.		1.02.07				
Перевір.		Тимохін В. П.		2.02.07				
Т. контр.								
Н. контр.		Федоров К. К.		3.02.07				
Затверд.		Федоров К. К.		3.02.07				
					ТДАТА, 2007			

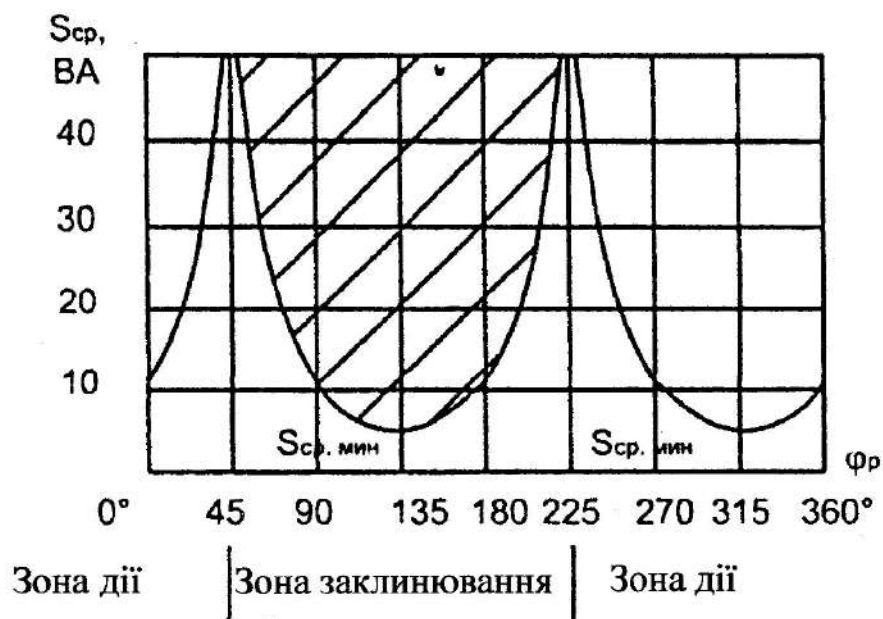
Рисунок 1.33 – Підстанція 35/10 кВ. Траси прокладки кабелів. Схема електрична розташування



					АБВГ.674000.005.С7				
					Підстанція трансформаторна 35/10 кВ. Контур заземлення.	Літ.		Маса	Масшт
						i			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		Лист 1		Листів 1	
Розроб.		Семенов П. І.		1.02.07					
Перевір.		Тимохін В. П.		2.02.07					
Т. контр									
Н. контр.		Федоров К. К.		3.02.07		ТДАТА, 2007			
Затверд		Федоров К. К.		3.02.07					

Рисунок 1.34 – Контур заземлення підстанції. Схема комбінована розташування





					АБВГ.674000.005.Д						
					Пристрій релейного захис- ту. Діаграма спрацювання. Документи інші	Літ.		Маса	Мас		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		i					
Розроб.		Семенов П. І.		1.02.07							
Перевір.		Тимохін В. П.		2.02.07							
Т. контр						Лист 1	Листів 1				
Н. контр.		Федоров К. К.		3.02.07	ТДАТА, 2007						
Затверд		Федоров К. К.		3.02.07							

Рисунок 1.36 – Приклад виконання діаграм

2 ЗАГАЛЬНІ ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Загальні поняття і визначення

Відповідно до ГОСТ 21027-75 "Системы энергетические. Принципы и определения", "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ) та [2.1 - 2.5] установлені застосовувані у науці, техніці і виробництві терміни і визначення основних понять, які належать до енергетичних систем загального призначення.

Енергетичною системою (енергосистемою) називається сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, з'єднаних між собою і пов'язаних спільністю режиму у безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії і теплоти при загальному керуванні цим режимом.

Об'єднана енергосистема (ОЕС) – це сукупність декількох енергетичних систем, об'єднаних загальним режимом роботи, маюча спільне диспетчерське керування як найвищий ступінь керування по відношенню до диспетчерських керувань енергосистем, що до неї входять.

Єдина енергосистема (ЄЕС) – це сукупність об'єднаних енергосистем, з'єднаних міжсистемними зв'язками, які охоплюють значну частину території країни при спільному режимі роботи і маюча диспетчерське керування.

Енергорайон (ЕР) – сукупність об'єктів енергосистеми, розташованої на частині обслуговуваної нею території.

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

Електроустановками називається сукупність машин, апаратів, ліній і допоміжного обладнання (разом зі спорудами і приміщеннями, у яких вони встановлені), призначених для виробництва, перетворення, передачі, розподілу електричної енергії і перетворення її в інший вид енергії.

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

Споживачем електричної енергії (СЕ) називається електроприймач або група електроприймачів, об'єднаних технологічним процесом і розташованих на певній території.

Електропостачанням називається забезпечення споживачів електричною енергією.

Системою електропостачання (СЕП) називається сукупність комплектів електротехнічного обладнання, призначеного для забезпечення споживачів електричною енергією.

Забезпечення сільськогосподарських споживачів електричною енергією здійснюється від **джерел електропостачання (ДЕП)**, якими можуть бути:

- районні енергетичні системи – **централізоване електропостачання;**
- великі районні або міжрайонні електростанції з передачею енергії через електричні мережі, які базуються на станціях, а також невеликі селищні електростанції із розподілом енергії споживачам безпосередньо з шин генераторної напруги – **децентралізоване електропостачання.**

Найбільшого поширення набула система централізованого електропостачання від районних підстанцій енергосистем напругою 35-110 кВ.

Електричною мережею (ЕМ) називається сукупність електроустановок для передачі і розподілу електричної енергії, яка складається із підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних (ПЛ) і кабельних (КЛ) ліній електропередачі (ЛЕП), працюючих на визначеній території.

Трансформаторною підстанцією (ТП) називається електроустановка, яка служить для прийняття, перетворення і розподілу електричної енергії і складається із силових трансформаторів, розподільних пристроїв, пристроїв керування, релейного захисту і автоматики, а також допоміжних споруд.

Розподільчим пристроєм (РП) називається частина підстанції, призначена безпосередньо для приймання і розподілу електроенергії, яка містить комутаційні апарати, збірні і з'єднувальні шини, пристрої захисту, автоматики і вимірювальні прилади, а також інші допоміжні пристрої.

Структура системи електропостачання сільськогосподарських об'єктів визначається її призначенням (електропостачання виробничого об'єкта, декількох виробничих об'єктів, розосереджених територіально, окремого населеного пункту, району, декількох районів і т. ін.) і може бути одно – або багатоступінчастою і формується, як правило, на основі електричних мереж трьох типів (рисунок 2.1):

- **живильні мережі** (або мережі високої напруги) служать для передачі електроенергії від шин районних енергосистем до проміжних (розподільних) трансформаторних підстанцій і складається із ліній електропередач напругою 110 або 35 кВ і трансформаторних підстанцій з напругою 110/35, 110/10, 35/10, або 35/6 кВ;

- **розподільчі мережі середньої напруги**, що складаються з ліній електропередач 35,10 або 6 кВ і споживчих трансформаторних підстанцій 35/10, 35/0,4, 10/0,4, 6/0,4 кВ. Мережа напругою 35 кВ у залежності від функції (або забезпечення електроенергією району електропостачання і розподіл її по мережах 10 (6) кВ або розподіл електроенергії від РТП-110/35 кВ по мережах 35 кВ) може бути або живильною високої або розподільною середньої напруги;

- **розподільні мережі низької напруги**, що складаються з ліній напругою 0,66; 0,38 або 0,22 кВ і безпосередньо живлять електроенергією приєднані до них електроприймачі.

Сукупність джерела живлення і однієї з типів електричної мережі утворюють одноступеневу структуру СЕП.

На відміну від **джерела електричної енергії (ДЕЕ)**, до якого відносяться пристрої, перетворюючі різні види енергії в електричну, **джерелом живлення (ДЖ)** в системах електропостачання називається вузол (точка) приєднання мережі, що під'єднується, до живильної системи (або до ДЕЕ), з якого робиться зняття електричної енергії і знаходиться під напругою у межах, регламентованих нормативними документами (наприклад ПУЭ) для нормального режиму роботи системи.

До джерел живлення відносяться трансформаторні підстанції, збірні шини розподільних пристроїв низького ступеню напруги трансформаторної підстанції, збірні шини проміжних розподільчих пунктів, відрізок лінії електропередачі, до

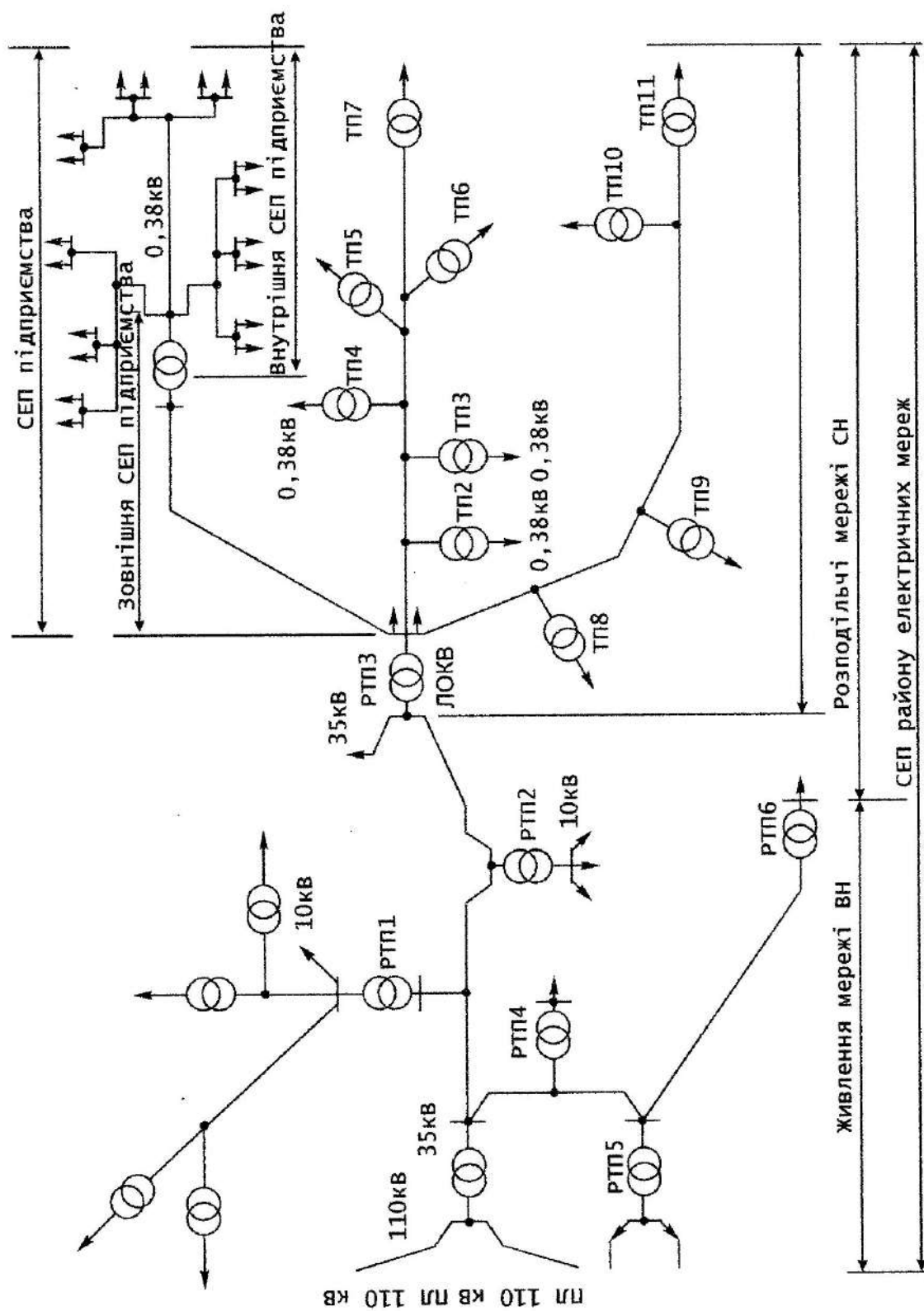


Рисунок 2.1 – Трьохступенева система централізованого електропостачання району (регіону)

якої робиться приєднання споживачів, шини генераторної напруги місцевих електростанцій, шини силових розподільних щитів низької напруги (для внутрішньо-цехових силових мереж). Або, інакше, джерело живлення – це електричні пристрої, призначені для приєднання мережі, що під'єднується, до живильної системи, з яких робиться знімання електричної енергії.

У деякій технічній літературі [2.5; 2.7] для позначення ДЖ, який являє собою розподільну трансформаторну підстанцію або розподільний пункт, що живить розглядувану мережу, використовується термін **центр живлення (ЦЖ)**.

Незалежним джерелом живлення електроприймача або групи електроприймачів називається джерело живлення, на якому зберігається напруга у межах, регламентованих ПУЕ для післяаварійного режиму, під час зникнення її на іншому або інших джерелах живлення цих електроприймачів.

До числа незалежних ДЖ відносяться дві секції або системи шин однієї або двох електростанцій або підстанцій при одночасному дотриманні наступних двох умов:

1) кожна із секцій або систем шин у свою чергу має живлення від незалежного ДЖ;

2) секції (системи) шин не пов'язані між собою або мають зв'язок, що автоматично вимикається під час порушення нормальної роботи однієї з секцій (систем) шин.

Електропостачання сільськогосподарських споживачів, розташованих на території одного населеного пункту або виробничого об'єкта здійснюється, як правило, за двохступеневою системою: внутрішнє електропостачання – розподільними мережами низької напруги від споживчих підстанцій 10/0,4 кВ, зовнішнє – розподільними мережами середньої напруги від джерел (або центрів) живлення, якими є районні трансформаторні підстанції РТП – 35/10 кВ (рисунок 2.1).

Структура системи електропостачання. Основоположною ланкою у будь-якій структурі СЕП є приймачі або споживачі електричної енергії, що накладають основні вимоги при розробці функціональних і конструктивних рішень систем.

Як правило, внутрішньоцехові електроприймачі об'єднуються у групи за технологічними вимогами, рівнем живильної напруги, за категорією надійності електропостачання і рядом інших ознак, і отримують живлення по внутрішньоцеховим мережам від ввідних силових розподільних щитів. Так як збірні шини силових розподільних щитів являють собою вузли скупченого навантаження виробничої ділянки, вони є **споживачами** для першого ступіня системи електропостачання об'єкта в цілому (ферми, комплекси і т. ін.). З них починається формування структури СЕП.

Кожний ступінь структури СЕП складається з трьох основних частин, які розрізняються за своїм функціональним призначенням і називаються **функціональними вузлами**, що взаємозв'язані між собою сукупністю нормативних вимог (рисунок 2.2). Це функціональні вузли, які забезпечують **споживання, розподіл і живлення** електричною енергією розглядуваної системи електропостачання об'єкта. Кожний вузол складається із сукупності блоків, виконуючих одиничні функції **комутації кіл, передачі, перетворення і розподілу** електричної енергії [2.11].

Функціональний вузол споживання являє собою сукупність електроус-

тановок, призначених для забезпечення електроенергією безпосередньо споживачів. У склад цього вузла входять пристрої для **комутації** кіл (наприклад, автоматичні вимикачі Q12 – Q14) і **передачі** електричної енергії споживачам – це повітряні і кабельні лінії Л-1, Л-2, Л-3. Споживачами електроенергії, у даному випадку, є внутрішньоцехові силові розподільні щити А1-А3 із скупченим на їх збірних шинах навантаженням виробничих ділянок. Сукупність ліній електропередач Л1-Л3 і силових розподільних щитів А1-А3 являють собою розподільну мережу низької напруги [2.11].

Функціональний вузол розподілу енергії для даної мережі складається з функціональних блоків комутації (рубильник Q11), який вмикає і вимикає потік електроенергії безпосередньо на блок розподілу енергії між групами споживачів (збірні шини РУ- 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ).

Передача електричної енергії від джерела живлення у розглядувану систему здійснюється **функціональним вузлом "живлення"**, що містить у собі функціональні блоки **комутації** (комутаційні апарати Q7, Q10), **передачі** (лінія електропередачі 10 кВ Ф–1) і **перетворення** (трансформації) електричної енергії (трансформатор Т3 підстанції 10/0,4 кВ).

Наявність блоків комутації у кожному з вузлів диктується необхідністю поділу цих вузлів в умовах експлуатації.

Лінія електропередачі 10 кВ і трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ являють собою розподільчу мережу середньої напруги.

Вузел приєднання (або джерелом живлення) для даної системи є збірні шини 10 кВ РТП-35/10 кВ.

У залежності від поставленої задачі може бути спроектована тільки низьковольтна або високовольтна частина даної системи, у зв'язку з чим вона поділяється на підсистеми внутрішнього і зовнішнього електропостачання об'єкта. У цьому випадку джерелом живлення для системи внутрішнього електропостачання буде служити трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ.

У свою чергу ця ж підстанція з її навантаженням буде споживачем для підсистеми зовнішнього електропостачання, а також для наступного ступеню електропостачання, тобто для СЕП більш високого рівня напруги (розподільча мережа середньої напруги 10 кВ на рисунку 2.2).

Необхідно відзначити, що при багатоступеневій системі електропостачання кінець одного ступеню СЕП є складовою частиною і початком наступного. Зокрема, функціональний вузол споживання одного ступеню повністю входить у склад функціонального вузла споживання наступного ступеню СЕП (рисунок 2.2).

Живлення СЕП може здійснюватись без трансформації (або паралельно їй) безпосередньо подачею електричної енергії з шин генераторної напруги або через розподільні пристрої електростанції на збірні шини вузла розподілу (наприклад, подача електроенергії на шини РУ-10 кВ підстанції 110/35/10 кВ від генератора G1 електростанції або від генератора G2 на шини РУ-0,4 кВ підстанції 10/0,4 кВ).

За аналогією можна розділити на подібні функціональні вузли і блоки будь-яку СЕП. Відмінність буде складатися у номенклатурі обладнання, яке входить до складу відповідного функціонального блоку або вузла цілком.

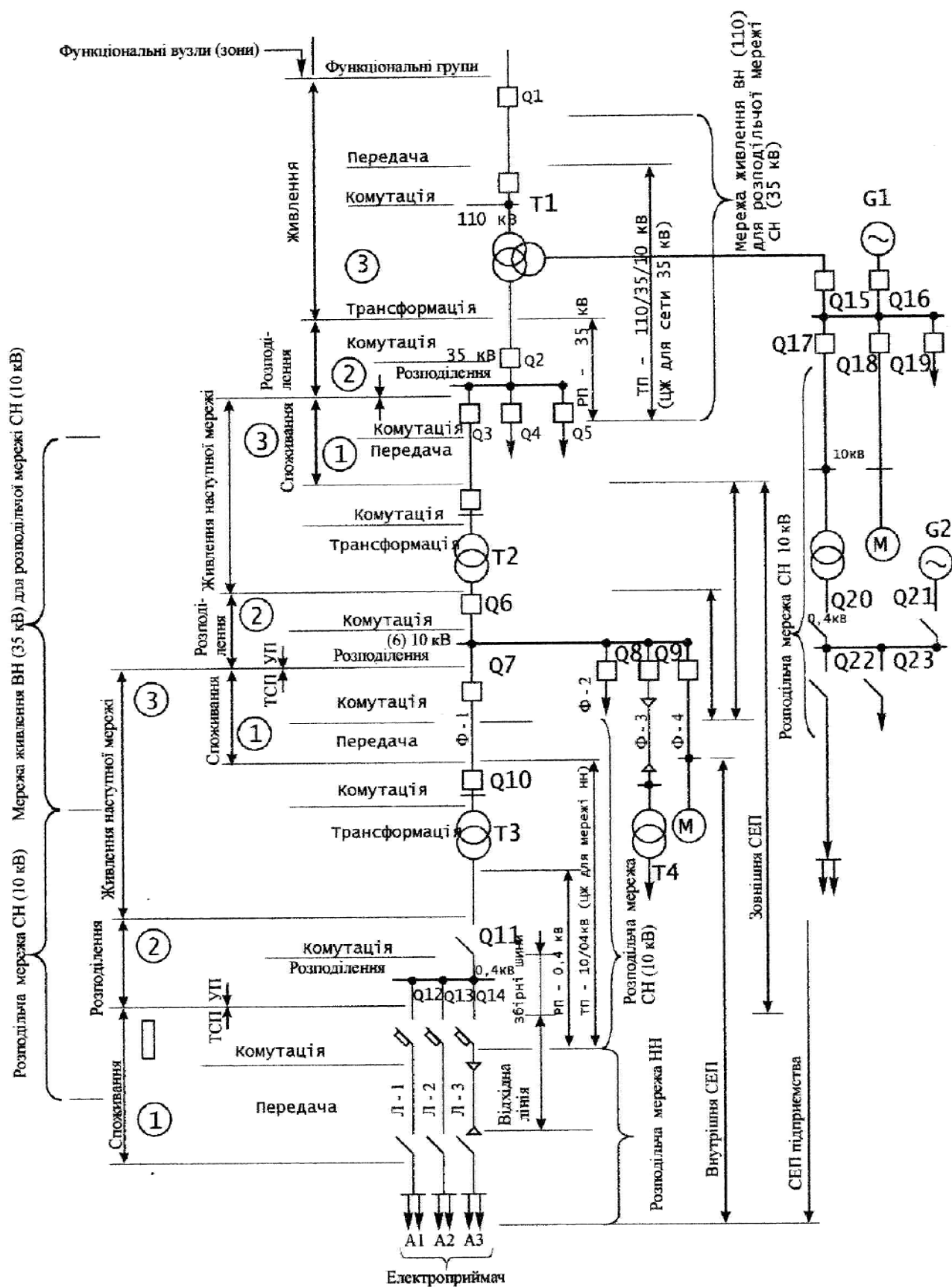


Рисунок 2.2 – Структура трьохступеневої системи електропостачання

На основі функціональних вузлів і блоків ведеться побудова структури електричних мереж, зокрема, і система електропостачання цілком. Наприклад, структури триступінчастої системи електропостачання, показанної на рисунку 2.2.

Функціональні вузли ув'язуються між собою на основі **вимог сукупності споживачів (ВСС) і умов їх приєднання (УП)**, які визначають схему електричної мережі (або її конфігурацію) і структуру СЕП [2.11].

2.2 Аналіз взаємозв'язків між споживачами існуючої і проектованої систем електропостачання

Загальні принципи побудови систем електропостачання – це комплекс правил і вказівок, які забезпечують єдність дій при проектуванні незалежно від конкретних кількісних і якісних характеристик, що визначають вимоги даного виробничого процесу, постачаного електроенергією (місцеположення, потужність, напруга, надійність і т.д.). Загальні принципи побудови систем електропостачання містять у собі:

- аналіз взаємозв'язків між споживачами, існуючої і проектованої системами електропостачання;
- розробка структури системи електропостачання;
- вибір найбільш прийнятих типів електрообладнання з урахуванням впливу факторів навколишнього середовища і вимог до безпеки праці.

Аналіз взаємозв'язків припускає визначення і формування вимог електроспоживачів до проектованої і існуючої СЕП за рівнем напруги, потужності, надійності, якості електроенергії і є основою формування структури системи електропостачання. Він будується за виробничо-технологічним і виробничо-територіальним принципам і містить у собі:

- характеристики одиночних споживачів:
 - а) приблизна орієнтація технологічного процесу (технологічна схема, основні функціональні зв'язки);
 - б) вид споживачів (двигуни, установки мікроклімату, водонагрівачі, освітлення і т. ін.).
- класифікацію структури одиночних споживачів (кількість, рівень робочої напруги, порядок величини потужності, територіальний розподіл);
- вплив умов навколишнього середовища;
- вимоги споживачів до надійності електропостачання;
- визначення навантаження груп споживачів з конкретними вихідними величинами для проекта структури і визначення параметрів усіх елементів мережі;
- подання і інтерпретацію потреби сумарної потужності об'єкта електропостачання (основні дані про попит на електроенергію, загальні і часткові плани розташування із нанесенням потужностей за напругою і видах струмоприймачів);
- аналіз існуючої схеми електропостачання споживачів розглядуваної зони, технічного стану і параметрів діючих мереж, строків спорудження окремих ділянок ПЛ, рівней напруги і відхилень напруги біля споживачів, технічних даних устаткованого у мережах електрообладнання і апаратури за матеріалами експлуатаційних організацій [2.11].

2.3 Розробка структур систем електропостачання

Розробка структур систем електропостачання містить у собі:

- вибір номінальних напруг електричної мережі;
- визначення категорійності споживачів за надійністю електропостачання;
- вибір конфігурації мережі з урахуванням кількості і територіального розміщення трансформаторних підстанцій різної напруги, схеми їх приєднання до джерел живлення.

2.3.1 Вибір номінальних напруг електричної мережі

Для зовнішнього електропостачання сільських споживачів використовуються номінальні напруги, установлені ГОСТ 721-77:

Номінальні напруги

мереж ,кВ	6	10	20	35	110	(150)
Найбільша допустима напруга електрообладнання при експлуатації, кВ	7,2	12,0	24	40,5	126,0	(170)

Найбільшого поширення у сільських районах отримали напруги 10, 35 і 110 кВ. Напруга 6 і 10 кВ використовується для розподільних мереж. Напруга 6 кВ не рекомендується до застосування, окрім випадків, коли ця напруга застосована у діючих мережах для живлення значного навантаження електродвигунів з номінальною напругою 6 кВ.

На перспективу 10-15 років економічно доцільним є зберігання існуючої триступінчастої системи напруг 110/35/10/0,38 кВ з двоступінчастими підсистемами 110/35/0,35 і 110/10/0,38 кВ. Застосування двоступінчастої трансформації дозволяє на 30 % знизити потребу у трансформаторній потужності, суттєво скоротити втрати енергії і покращити якість напруги біля споживача.

Напруги 35 і 110 кВ використовуються для створення центрів живлення розподільних мереж 6 і 10 кВ. Із зростанням щільності електричних навантажень раціональним може виявитись обмеження розвитку мереж 35 кВ і заміна їх мережами 110 кВ, які у теперешній час є першим ступенем розподілу електричної енергії у сільській місцевості.

Напруга 150 кВ призначена для мереж, що виконують ті ж функції, що і мережі 110 кВ. Мережі 150 кВ отримали поширення у системі Дніпроенерго і прилеглих до неї районів сусідніх енергосистем (Київської, Харківської, Одеської). Застосування цієї напруги для заново проєктованих мереж не рекомендується і допускається тільки для розвитку існуючих мереж у вказаних районах.

Трансформація 35/0,4 кВ знайшла широке застосування в системі електропостачання насосних станцій зрошувальних систем, особливо півдня України.

Ступені низької напруги визначаються номінальними значеннями електроприймачів, системою мережі (однофазна, трифазна) і схемою з'єднання струмоприймачів (трикутник, зірка). Використовуються наступні ступені робочої напруги для:

- освітлення – 220 В;

- електродвигунів – 220, 380 і 660 В

Необхідно відзначити, що напруга 660 В в електроустановках сільсько-господарських об'єктів використовується достатньо рідко, хоча і є перспективною для підвищення економічності використання електроенергії споживачами.

При розробці схем електропостачання відповідно до ГОСТ 13109-97 необхідно враховувати вимоги, щодо допустимих відхилень напруг від номінальної біля електроприймачів, які для споживачів сільської місцевості складають $\pm 5\%$.

Відповідно до вимог нормативів щодо проектування в схемах розвитку електричних мереж 110 кВ необхідно передбачати технічні рішення, які забезпечують рівні напруг на шинах 35 кВ підстанцій 110/35/10 кВ в частках від номінальної:

- не менш ніж $+ 5\%$ у режимі максимальних навантажень;
- 0% у режимі мінімальних навантажень.

Під час проектування електричних мереж у живильних пунктах найбільше значення напруг $U_{нб}$ повинні прийматись не вище наступних:

Номінальна напруга

мережі, кВ	110	35	10	6	0,38
$U_{нб}$, кВ	121,0	38,5	21,0	6,6	0,41

З урахуванням цих вимог при проектуванні мереж передбачається забезпечення на шинах 10 кВ центрів живлення наступних рівней напруг:

- у режимі максимальних навантажень центрів живлення-10,5-11 кВ ;
- у режимі мінімальних навантажень -10 кВ;
- у післяаварійних режимах роботи мереж – 10 кВ.

2.3.2 Класифікація споживачів за категорією надійності електропостачання

Однією з найважливіших задач проектування і експлуатації систем електропостачання є безперебійне живлення споживачів електроенергією, так як перерви в електропостачанні виробничих об'єктів, у залежності від виду споживачів, приводить до різних небажаних наслідків, значного матеріального збитку при виробництві продукції.

Правила будови електроустановок щодо відношення забезпечення надійності електропостачання поділяють електроприймачі на три категорії (п. 1.2.17-1.2.20).

До **першої категорії** відносяться електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити небезпеку для життя людей, заподіяти значного матеріального збитку внаслідок масового псування продукції, викликати ушкодження обладнання, яке дорого коштує, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування елементів комунального господарства. Перерва в електропостачанні допускається лише на час автоматичного відновлення живлення.

До **другої категорії** відносяться електроприймачі, перерва в електропостачанні яких тягне за собою масовий недовипуск продукції, масовий простій робочих, технологічних машин, порушення виробничого процесу. Тривалість перерв електропос-

тачання, включаючи планові вимикання, не повинна перевищувати 3,5 годин. Протягом доби допускаються повторні планові вимикання через 2 години. Планові вимикання не допускаються у години роботи електрофікованих доїльних установок.

До споживачів **третьої категорії** відносяться усі електроприймачі, не відповідні під значення перших двох категорій. Перерви в електропостачанні допускаються на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента, але їх тривалість не повинна перевищувати одну добу.

Класифікація основних сільськогосподарських споживачів за категорією надійності електропостачання приведена у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Категорії надійності електропостачання основних сільськогосподарських споживачів

Найменування об'єктів за категорією надійності електропостачання	
1- ої категорії	2- ої (з перервою в електропостачанні до 3,5 годин)
1.Комплекси і ферми по виробництву молока із вмістом 400 і більше корів 2.Комплекси по вирощуванню і відгодівлі ВРХ не менше 5 тис. голів 3.Площадка по відгодівлі ВРХ не менше 5 тис. голів 4.Комплекси по вирощуванню і відгодівлі свіней не менше 12 тис. 5. Комплекси по вирощуванню нетелів на 3 тис. скотомісць 6.Птахофабрика по виробництву яєць із вмістом 100 тис. і більше кур-несучок 7.Птахофабрики м'ясного напрямку із вмістом 1 млн. і більше курчат; 250 тис. і більше індичат 8.Товарні господарства м'ясного напрямку з вирощування каченят-бройлерів із вмістом 65 тис. і більше каченят 9.Племінні господарства по вирощуванню ремонтного молодняка кур на 25 тис. і більше голів, а також гусей, качок і індичок 10 тис. і більше голів	1.Тваринницькі і птахівницькі ферми (з поголів'ям тварин і птахів менше вказаних для 1- ої категорії) 2.Тепличні комбінати площею 6 га і більше 3.Комплекси по вирощуванню розсади з електроприводом в системах технічного обігрівання 4.Теплиці і парники при електричному обігріванні від котельної з подачею води в опалювальну систему насосами з електроприводом 5.Установки для водопостачання об'єктів тваринництва і птахівництва 6.Кормоготувальні цехи і заводи з механізованого приготування кормів

Окрім всього, для ряду електроприймачів другої категорії перерва в електропостачанні допускається на час, необхідний для вмикання резервного живлення діями чергового персоналу або виїздної оперативної бригади, але не більше ніж

0,5 години. До них відносяться:

- в комплексах і фермах молочного напрямку системи:
 - а) доїння корів у стійлах і в доїльних залах;
 - б) робочого освітлення в доїльних залах;
 - в) промивки молокопроводів і підігрів води;
 - г) локального обігріву телят;
 - д) опромінення телят;
 - е) чергового освітлення у родильному відділенні
- у свинарських комплексах і фермах:
 - а) опалювально-вентиляційні системи у свинарниках-відгодівельниках і свинарниках для відлучених поросят
- на птахофермах системи:
 - а) напування птиці;
 - б) локального обігріву курчат у перші 20 днів;
 - в) вентиляція у пташниках з наземним і клітковим утриманням;
 - г) інкубація яєць і виведення курчат;
 - д) сортування яєць і курчат, транспортування;
 - е) обрізка дзьобів і освітлення інкубаторію;
 - ж) цеху забою, санітарно-забійного пункту;
 - з) котельних, у тому числі мазутного господарства;
 - и) насосної оборотного водопостачання;
 - к) станції перекачки конденсату, градирні, хлораторної станції;
 - л) каналізаційної насосної станції;
 - м) насосної 1-го і 2-го підйомів
- в усіх підприємствах:
 - а) установки для гасіння пожеж;
 - б) котельні з котлами високого і середнього тиску

2.3.3 Вибір конфігурації електричних мереж

2.3.3.1 Основні вимоги до схеми електричної мережі

Вибір схеми електричної мережі робиться на перспективу 5-10 років, при цьому слід виходити з основних вимог під час її побудови. Схема повинна:

- забезпечити необхідну надійність;
- забезпечувати нормовану якість електроенергії біля споживача (ГОСТ 13109-97);
- бути гнучкою, пристосованою до різних режимів розподілу потужності;
- забезпечувати можливість її наступного розвитку без докорінних змін з урахуванням раціонального сполучення з майбутніми мережами більш високого ступіню напруги;
- передбачати раціональне сполучення з існуючими мережами, максимальне використання діючих мереж з урахуванням їх можливої реконструкції;
- будуватись з максимальним охоптом території для комплексного електропостачання усіх росташованих на ній споживачів;
- забезпечувати оптимальний рівень струмів к.з.;

- урахувати можливості виконання релейного захисту, протиаварійної і режимної автоматики;
- відповідати умовам оточуючого середовища (зменшення площі, відчужованої для будівництва землі);
- забезпечувати можливість побудови схеми з уніфікованих елементів ліній і підстанцій.

2.3.3.2 Побудова структури СЕП

Як було визначено вище, аналіз основних взаємозв'язків передбачає установлення взаємодії між:

- виробничим процесом, який споживає електроенергію і проєктованою СЕП;
- проєктованою і існуючою СЕП

На основі цих взаємозв'язків формується структура СЕП, тобто розробляються її функціональні і конструктивні рішення.

Розробка необхідної структури СЕП означає також реалізацію вимог електроприймачів і умов їх підключення, які визначають функції мережі і споживачів. При цьому використовують наступний основний принцип побудови СЕП:

- так як основою структури СЕП є електричні мережі, в проєктованій системі визначають необхідну сукупність основних типів мереж (постачальних (живильних), розподільних середньої і низької напруги);

- у кожній мережі визначають склад функціональних вузлів і блоків;
- формують структуру мереж з урахуванням вимог електроспоживачів:

а) формування вузлових точок СЕП, тобто визначення числа й складу групи електроспоживачів, аналіз споживачів і способів їх живлення з урахуванням надійності;

б) приєднання вузлових точок до функціонального вузлу розподілу проєктованої СЕП з урахуванням потрібного рівня напруги, резервування, режимів центру живлення в нормальних і аварійних ситуаціях;

- формують систему забезпечення живлення проєктованої СЕП:

а) отримання електроенергії від трансформаторних підстанцій або районних і місцевих електростанцій існуючої СЕП;

б) проєктування власних джерел електроенергії об'єкта електропостачання;

в) виконання умов приєднання (УП) з урахуванням вимог як одиначних, так і сукупності електроприймачів (ВСС):

- 1) отримання необхідної і резервної потужності;
- 2) забезпечення незалежного живлення;
- 3) дотримання допустимої тривалості вимикання;
- 4) усунення пошкоджень у системі живлення.

2.3.3.3 Типи конфігурації електричних мереж

Загальноприйнята класифікація електричних мереж за їх конфігурацією відсутня. Однак не дивлячись на різноманіття застосовуваних конфігурацій, будь-яку мережу можна поділити на окремі ділянки, опираючі на джерела (або центри)

живлення і класифікувати за наступними ознаками:

- за номінальною напругою:
 - а) високої напруги;
 - б) середньої напруги;
 - в) низької напруги
- за функціональним призначенням:
 - а) живильні;
 - б) розподільні
- за кількістю незалежних центрів живлення:
 - а) одностороннього живлення;
 - б) двостороннього живлення;
 - в) багатостороннього живлення (вузлові);
- за кількістю сумісно прокладених на одних і тих же опорах кіл:
 - а) одноколові;
 - б) двоколові
- за типом структури:
 - а) радіальні;
 - б) кільцеві;
 - в) магістральні;
 - г) петльові

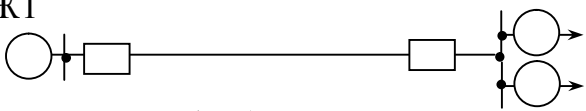
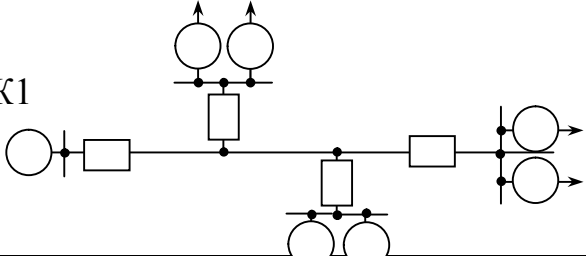
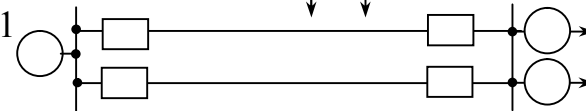
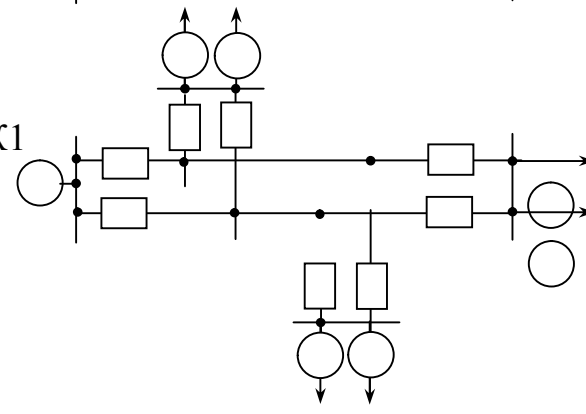
Як правило, конфігурація електричної мережі визначається не за однією, а декількома ознаками, які диктуються вимогами сукупності споживачів (електроприймачів). У таблиці 2.2 наведені найбільш широко вживані і рекомендовані до застосування у перспективі розвідку в системах сільськогосподарського електропостачання конфігурації мереж. Кожна з них має ряд переваг і недоліків, які і визначають область їх застосування.

Радіальною мережею називається електрична мережа, у якій кожний споживач постачається електричною енергією по окремим лініям (радіальна мережа зі скупченим навантаженням).

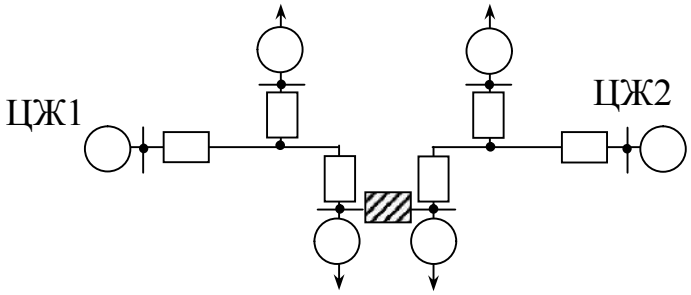
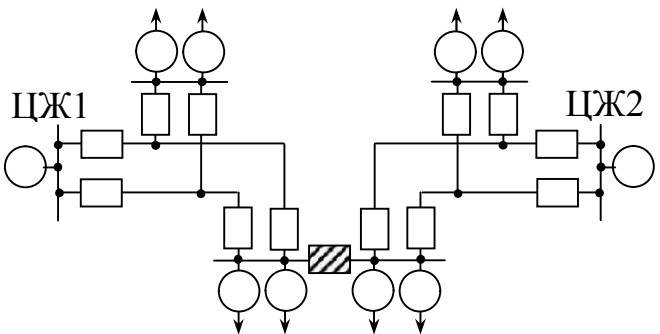
Радіальною мережею з розподіленням навантаженням називається електрична мережа, у якій кожний споживач постачається електроенергією по окремим лініям, підімкненим відпайками до однієї спільної для усіх лінії, яка називається головною або магістральною ділянкою.

Магістральна мережа – це мережа, у якій декілька сукупностей споживачів електроенергії отримують живлення від джерела по одній лінії (магістралі) через вузлові точки, які являють собою трансформаторні знижувальні підстанції або розподільні пункти. У більшості випадків живлення сукупності споживачів від вузлових точок магістральної мережі здійснюється по радіальним лініям.

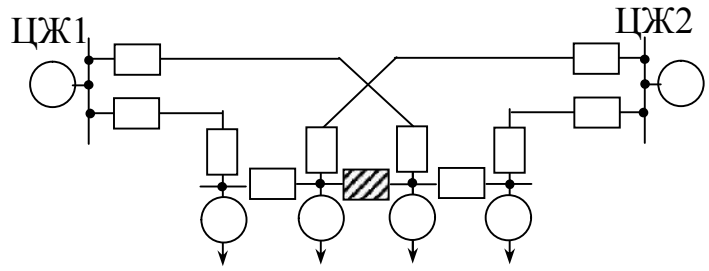
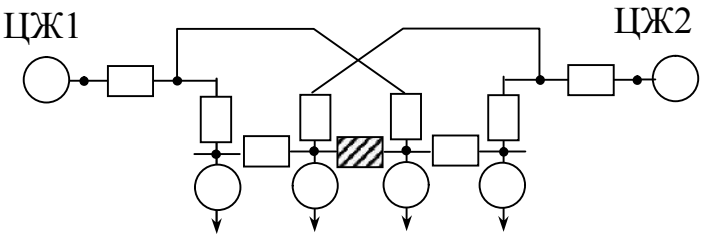
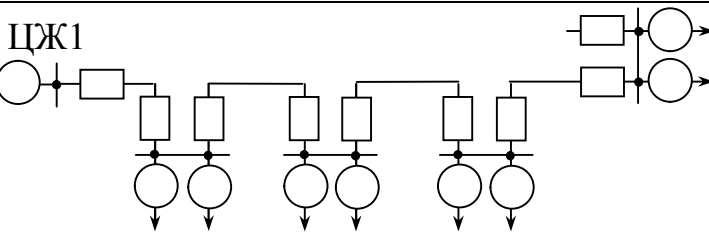
Таблиця 2.2 – Характеристика основних типів конфігурації електричних мереж

Схема мережі	Найменування	Переваги	Недоліки
1	2	3	4
ЦЖ1  ЦЖ1 	P1-радіальна одноколова з одностороннім живленням зі зскупченим навантаженням P1А-так само, але з розосередженим навантаженням	1.Прості за будовою. 2.Добре доступні до огляду 3.Потребують найменших капітальних витрат	1.Низька надійність. Пошкодження на будь - якій ділянці мережі приводить до вимикання усіх споживачів
ЦЖ1  ЦЖ1 	P2-радіальна двоколова з одностороннім живленням зі зскупченим навантаженням P2А-так само, але з розосередженим навантаженням	1.Забезпечується резервування живлення, а отже, підвищується надійність у порівнянні зі схемою PА1 2.Забезпечує рівномірне завантаження обох ліній, що відповідає мінімуму втрат 3.Забезпечує можливість приєднання підстанцій по простих схемах 4.Виключається холостий резерв	1.Потребує більших капітальних витрат у порівнянні зі схемами P1 2.Збільшення загальної довжини ПЛ 3.Потрібні додаткові чарунки РП ТП

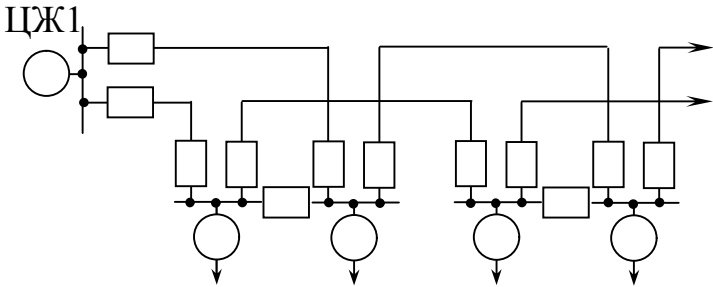
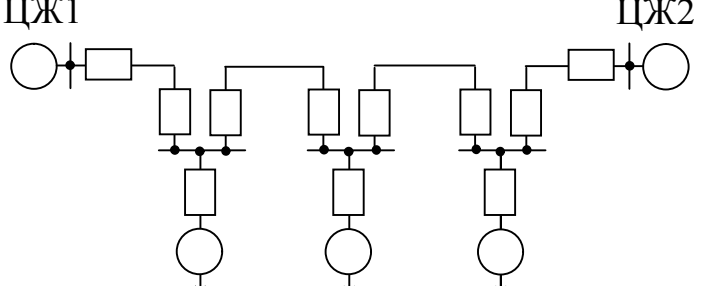
Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
	Р3-радіальна одноколова з двостороннім живленням	1.Можливість більш широкого охоплення території мережами 2.Можливість створення "шин" між ЦЖ для приєднання нових пістанцій 3.Зменшення сумарної довжини ПЛ у порівнянні з приєднанням кожної підстанції "найкоротшим шляхом" 4.Можливість приєднання підстанцій за спрощеною схемою 5.Підвищення надійності за рахунок резервування ЦЖ	1.Збільшення капіталовкладень і експлуатаційних витрат 2.Велика імовірність неекономічного потокорозподілу при паралельній роботі мереж різних напруг і підвищення рівней струмів к.з., які викликають необхідність секціонування мережі в нормальних режимах
	Р4-радіальна двоколова з двостороннім живленням	1.Теж, що і для схеми Р3 по пунктах 1-4 2.Більш висока надійність, ніж у схемі Р3 3.Можливість передавати велику потужність 4.Зменшуються втрати електроенергії	1.Великі капітальні вкладення і експлуатаційні витрати 2.Значно збільшується довжина ПЛ у порівнянні зі схемами Р2 і Р3 3.Потрібна більша кількість чарунок РП підстанцій

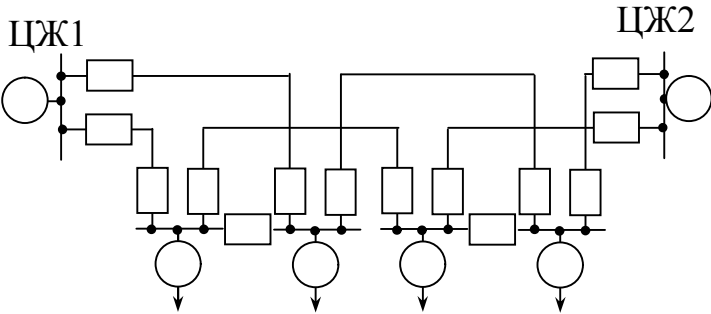
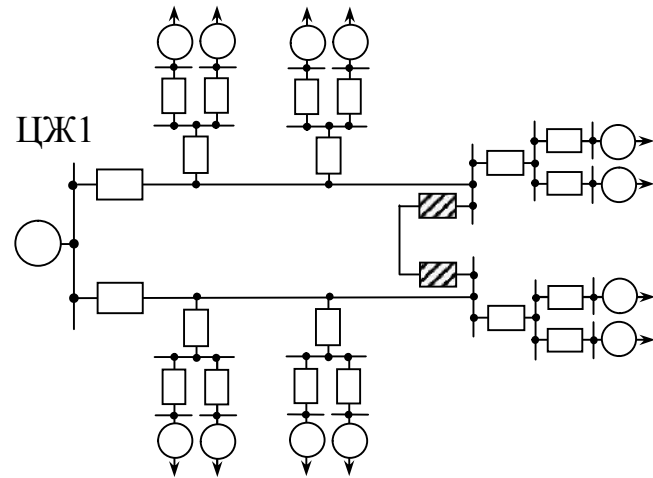
Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
 	P5- радіальна двоколова з двостороннім живленням (двопроменева) P5A – теж, але двохпроменева, спрощена	1. Теж, що і для схеми P4 2. Більш висока “гнучкість” схеми у порівнянні з P4	1. Теж, що і для схеми P4
	M1-магістральна одноколова з одностороннім живленням	1. Не складні за будовою 2. Можливість більш вдало скласти споживачів для живлення у групі по 5-6 підстанцій 3. Пошкодження на будь-якій з відхідних ліній за їх комутаційними апаратами не приводить до обезструмлення інших 4. Економія з’єднувальних проводів ПЛ	1. Невисока надійність 2. Пошкодження на одній з ділянок самої магістралі приводить до вимикання усіх споживачів 3. Капіталовкладення вище, ніж для схеми P1

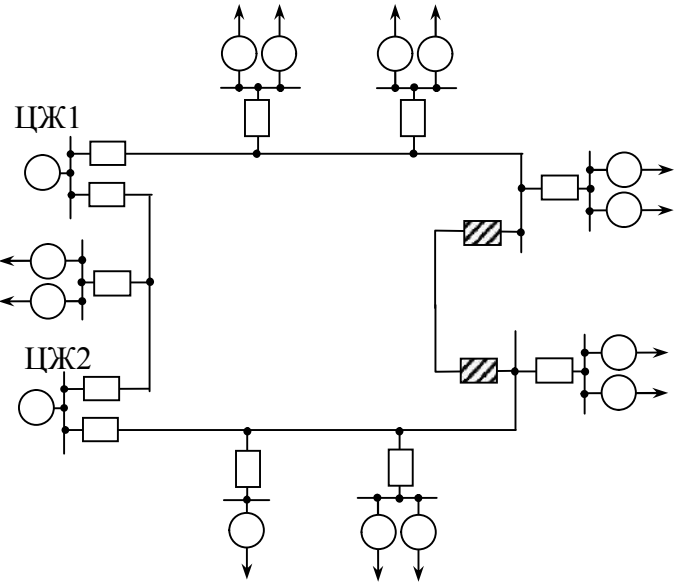
Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
	М2-магістральна двоколова з одностороннім живленням	1.Має такі ж самі властивості, що і схема Р2, однак, за рахунок виконання приєднань за схемою “заход-вихід” надійність вище, ніж у схеми Р2 2.Володіє тими ж перевагами, що і схема М1 по пунктах 2 і 3, однак за рахунок резервування, надійність значно вище	1.Потребує більших затрат, ніж схеми Р2 і М1 на будівництво і експлуатацію 2.Збільшується загальна довжина ПЛ
	М3-магістральна одноколова з двостороннім живленням	1.Можливість більш широкого охоплення території мережами у порівнянні зі схемою Р3 2.Висока надійність 3.Вузли магістралі можуть бути розташовані у безпосередній близькості до центру навантаження споживачів 4.Наближення потужності середньої напруги до споживачів 5.Незначні втрати у мережі 6.Зменшення відхилень напруги у мережі	1.Збільшення капітальних вкладень і експлуатаційних витрат 2.Для забезпечення живлення усього навантаження лінії при виході з ладу одного з ЦЖ, лінію необхідно виконувати одним перетином проводів, що збільшує витрати провідникового матеріалу

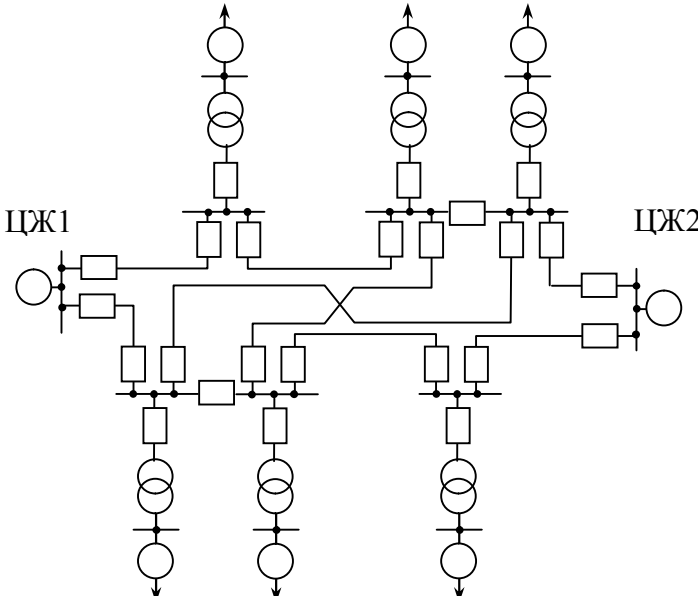
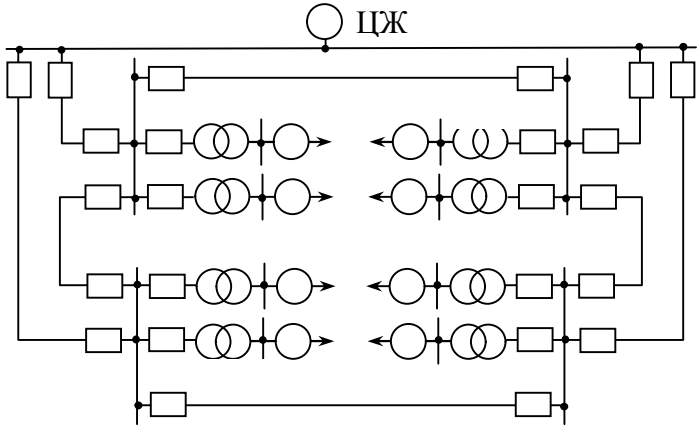
Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
	М4-магістральна двоколова з двостороннім живленням	1. Теж, що для схеми М3 2. За рахунок резервування надійність набагато вища, ніж у схемах М3 і Р4 3. Можливість перерозподілу навантаження між джерелами живлення і має дуже велике значення в експлуатації для найбільш вигідного завантаження трансформаторів і живильних ліній 4. Висока гнучкість системи в аномальних режимах	1. Висока вартість і значні витрати на експлуатацію 2. Значне збільшення довжини ліній у порівнянні зі схемою М3
	К1-кільцева одноколова з одностороннім живленням	1. Надійність вища, ніж у схеми Р2 2. Можливість охоплення більших територій мережами 3. Незалежність поточного розподілу від потоків у мережі ВН 4. Можливість застосування простих схем приєднання підстанцій	1. Деяке збільшення капітальних вкладень і експлуатаційних витрат у порівнянні зі схемою Р2 2. Так як кільцем передається загальна потужність, перетин проводів вибирається однаковим протягом усієї довжини

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
		5.Виключено холостий хід резерву 6.Значна економія провідникового матеріалу у порівнянні зі схемою Р2 7.У порівнянні з радіальною мережею Р2 при замкненій роботі кільцевої мережі зменшуються відхилення і коливання напруг при вимикненні ударного навантаження	3.Складність забезпечення селективності спрацювання захисту при замкненому режимі роботи
	К2-кільцева одноколова з двостороннім живленням	1.Висока надійність 2.Велике охоплення території мережами 3.Теж, що і п. 4, 5, 6 для схеми К1 4.Можливість перерозподілу навантаження між джерелами живлення 5.Зменшення сумарної довжини лінії у порівнянні з приєднанням підстанції за схемами Р3 і Р4	1.Більш висока вартість 2.Збільшення витрат на експлуатацію у порівнянні зі схемою К1 3.Складність забезпечення селективного захисту при замкненому режимі роботи. Тому в нормальному режимі мережі розімкнені

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
	КЗ-кільцева двоколова з двостороннім живленням (подвійне коло)	1. Дуже висока надійність 2. Притаманні усі властивості для схем К1 і К2 3. Висока гнучкість системи	1. Дуже висока вартість 2. Значні експлуатаційні витрати 3. Погано оглядувана структура 4. При замкненому режимі роботи мережі селективне розпізнавання пошкоджень практично неможливо
	П1-петльова мережа з радіальним з'єднанням, з одностороннім живленням	1. Висока надійність 2. Велика гнучкість системи 3. Знижуються витрати проводів ліній електропередач	1. Дуже високі капітальні вкладення і експлуатаційні витрати 2. Дуже погано оглядувана, особливо при двосторонньому живленні 3. Потребує застосування підстанцій прохідного типу

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
			4.Селективне розпізнавання пошкоджень у мережі низької напруги, з точки зору керування, практично не можливо. Примітка: застосуванням двоколових радіальних і магістральних мереж із застосуванням автоматичних перемикачів, може бути досягнута більш висока надійність, чим у петльових

Радіальні і магістральні мережі відносяться до розімкнутих мереж і, як правило, використовуються у якості розподільних мереж.

Розімкнена мережа – це мережа, у якій споживачі отримують живлення по одній лінії і від одного джерела.

Замкнена електрична мережа – це мережа у якій споживачі електроенергії отримують живлення не менш, чим двома різними лініями, а також лінії з живленням споживачів від різних джерел.

Необхідно відзначити, що усі різновиди мереж будуються на базі радіальних.

Кільцева мережа являє собою сукупність двох і більше, з'єднаних між собою з двох кінців радіальних мереж.

Петльові мережі – це поєднання декількох кільцевих мереж, зв'язаних між собою і отримуючих живлення по одній з типів, вище названих мереж (радіальної, магістральної, кільцевої). Петльові схеми відносяться до складнозамкнених мереж.

Складовою частиною електричної мережі є трансформаторні підстанції, призначені для перетворення і розподілу енергії по розподільним мережам середньої і низької напруги і створення пунктів з'єднання живильної мережі ВН (комутаційних пунктів).

Визначальними факторами для вибору місця розташування, кількості і потужності трансформаторів, радіусу дії підстанції є: схема розподільної мережі, для живлення якої призначена проєктована підстанція; вимоги забезпечення необхідної надійності електропостачання і транзиту потужності через підстанцію.

Класифікація підстанцій за їх місцем і способом приєднання до мережі нормативними документами не передбачена. Виходячи із застосовуваних типів конфігурації мережі і можливих схем приєднання підстанцій їх можна поділити на наступні (рисунок 2.3):

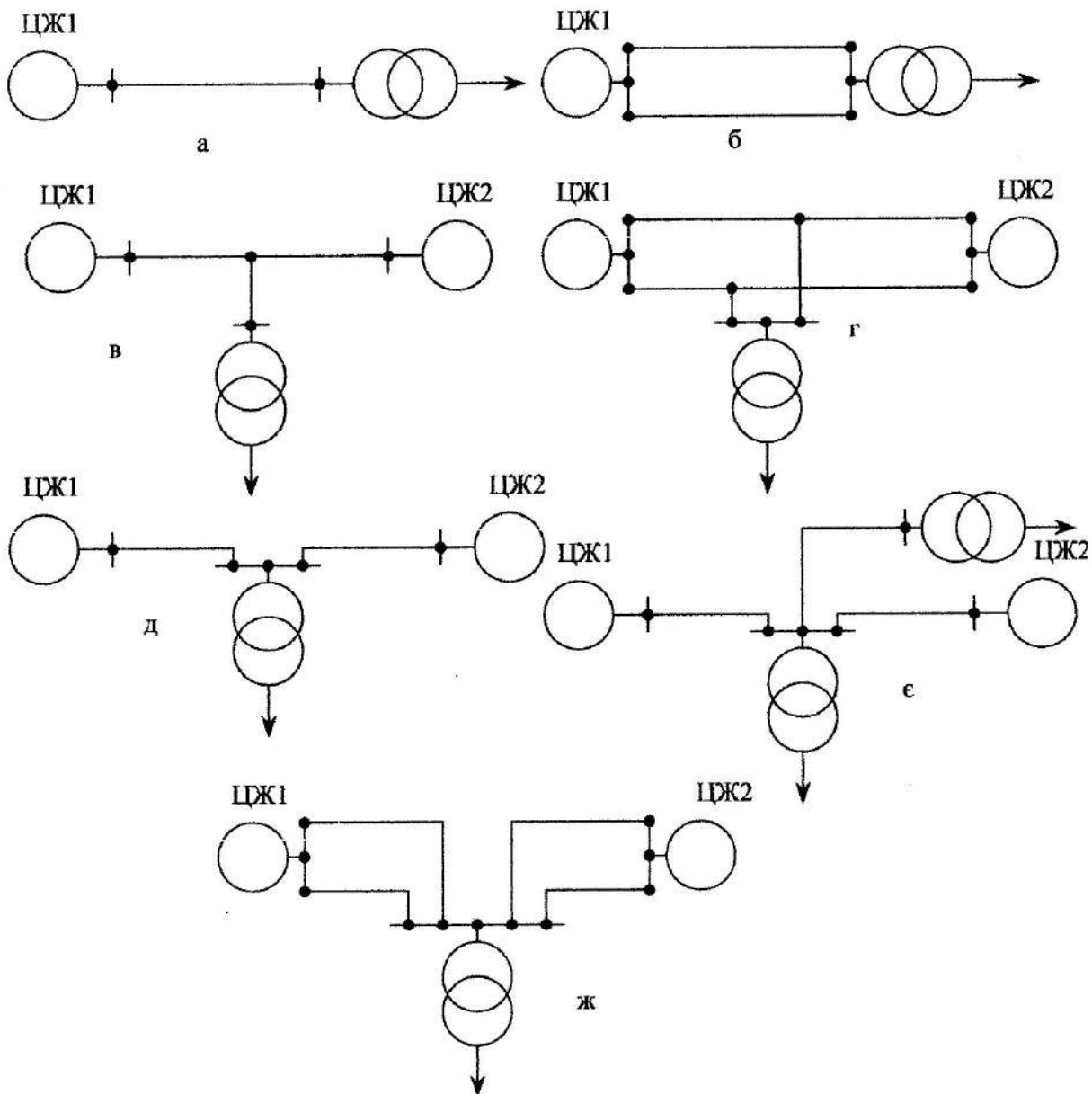
- а) **тупікові**, живлені по одній або двом радіальним лініям і приєднані у кінці лінії;
- б) **відгалужувальні**, приєднані до однієї або двох прохідних ліній на відгалуженнях;
- в) **прохідні**, вмикані у перетинку лінії, тобто шляхом заходу і виходу однієї або двох ліній з одно або двостороннім живленням;
- г) **вузлові**, приєднані до мережі не менш чим за трьома живильними лініями;
- д) **транзитні** – це прохідні або вузлові підстанції, через шини котрих здійснюється перетікання потужності між окремими точками мережі

Відгалужувальні і прохідні підстанції об'єднують терміном **проміжні**, який визначає розміщення підстанцій між двома центрами живлення мережі.

У літературі і деяких нормативних документах використовується також термін опорна підстанція, під яким, як правило, розуміють підстанції більш високого ступіню напруги (наприклад, підстанція 110/35 кВ при розгляданні мережі 35 кВ).

Схеми приєднання підстанцій до мережі, допустима кількість проміжних підстанцій між двома центрами живлення, число відхідних ліній передач вибираються у залежності від навантаження і відповідності споживачів підстанції, протяжності розглядуваної ділянки мережі, доцільності його секціонування і необхідності зберігання транзиту потужності. Для деяких груп споживачів ці питання

визначаються нормативними документами. Рекомендації щодо схем приєднання підстанцій для характерних груп споживачів наведені нижче (розділ 5).



а, б – тупикові, які підключені до одно- і двоколових ліній; в, г – відгалужувальні від однієї і двох ліній; д – прохідні, які використовуються захо- дом однієї лінії; е, ж – вузлові

Рисунок 2.3 – Основні типи підстанцій

2.3.3.4 Вимоги до елементів структури СЕП щодо забезпечення потрібного рівня надійності

При розробці структури електричної мережі необхідно враховувати наступні рекомендації з проектування електропостачання УНДПТІ “Укрсільенергопроект”, ПУЕ і рекомендації для схем розвитку електричних мереж напругою 35-110 кВ відповідних областей, а також мереж 10 кВ окремих районів електропостачан-

ня [2.5; 2.6; 2.8; 2.9]:

1. Рівень надійності електропостачання усіх споживачів не повинен бути нижче рекомендованого рівня і забезпечуватись більш економічним чином. При цьому, в першу чергу, повинно бути вирішено питання про забезпечення норм надійності для споживачів 1-ої категорії, а потім, з урахуванням прийнятих рішень вибираються засоби забезпечення норми надійності для решти споживачів.

2. Норма надійності електропостачання споживачів може бути забезпечена:

- шляхом резервування різних елементів мережі (ліній електропередачі, трансформаторів);
- застосуванням секціонування ділянок лінії;
- поєднання цих способів

3. Електроприймачі (ЕП) 1-ої категорії повинні забезпечуватись електроенергією від двох незалежних взаємно резервуючих джерел живлення.

4. Якщо хоча б один із споживачів системи електропостачання є споживачем 1-ої категорії число джерел живлення повинно бути не менше 2-х [2.5].

5. Електроприймачі 2-ої категорії рекомендується забезпечувати від двох незалежних взаємно резервуючих джерел живлення (п. 1.2.19 [2.5]).

6. Допускається живлення електроприймачів другої категорії по одній ПЛ, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії не більше 1 доби. (п. 1.2.19 [2.5]).

7. Для електроприймачів 3-ої категорії електропостачання може виконуватись від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищують 1 доби.

8. Для споживачів 1-ої категорії живлення підстанцій 35-110/10 кВ рекомендується здійснювати **двостороннім** по лініям 35 (110) кВ.

9. Надійність електропостачання, достатня для ЕП 1-ої категорії, забезпечується тільки при підключенні до двотрансформаторної підстанції 35 (110) кВ від незалежних джерел секціоновоною системою шин 10 кВ з АВР.

10. Допускається при спеціальному обґрунтуванні приєднувати двотрансформаторні РТП-35 (110) /10 кВ. Однак, у цьому випадку споживачі 1-ої категорії повинні забезпечуватись резервним живленням від незалежного ДЖ 10 кВ або резервної електростанції.

11. Якщо на існуючій РТП-35(110)/10 кВ вже встановлені два трансформатори, то вона повинна мати двостороннє живлення.

12. Існуюча або заново споруджена підстанція 35(110)/10 кВ повинна бути забезпечена двостороннім живленням по лінії 35(110) кВ, якщо хоча б одна з ліній 10 кВ, відхідних від підстанції, резервується від сусідньої підстанції із залежним джерелом живлення.

13. У всіх інших випадках норма надійності електропостачання споживачів може бути забезпечена при живленні підстанції 35(110)/10 кВ однією лінією або від шин опорної підстанції, або відгалудженнями від лінії 35(110) кВ.

14. Електропостачання великих споживачів 1-ої категорії із розрахунковим навантаженням вище 1100 кВА рекомендується здійснювати від окремих ТП-

10/0,38 кВ з двостороннім живленням.

15. При розрахунковому навантаженні менш ніж 1100 кВА рекомендується резервувати електропостачання по лінії 10 кВ від сусідньої підстанції, якщо основна підстанція однострансформаторна і якщо забезпечується нормоване відхилення напруги біля споживачів.

16. Всі трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ для великих споживачів 1-ої категорії рекомендується заживлювати по двом повітряним або кабельним лініям від найближчої існуючої двотрансформаторної підстанції 35(110)/10 кВ з двостороннім живленням або від двох пістанцій 35(110)/10 кВ.

17. Взаємно резервовані лінії 10 кВ повинні мати по можливості, а якщо маються споживачі 1-ої категорії без місцевого резервування, то обов'язково, мережний резерв від незалежного ДЖ. ПЛ-10 кВ, як правило, забезпечуються тільки одним мережним резервом від незалежного ДЖ.

18. Для електропостачання споживачів 2-ої категорії з розрахунковим навантаженням 120 кВт і більше, як правило, застосовуються схеми з двостороннім живленням ТП-10/0,38 кВ.

19. Допускається приєднувати ТП-10/0,38 кВ для споживачів 2-ої категорії з навантаженням менше 120 кВт до лінії 10 кВ відгалудженням, якщо довжина нерезервованої ділянки лінії 10 кВ не більше 0,5 км.

20. Живлення у виробничі будівлі, які мають ЕП 1-ої категорії здійснюється по двом взаєморезервованим повітряним або кабельним лініям 0,38 кВ. Для електропостачання може бути застосована прокладка однієї повітряної і однієї кабельної лінії.

21. Резервувати ПЛ-0,38 кВ, призначені для живлення ЕП 2-ої і 3-ої категорій не рекомендується.

22. Одиночні кабельні лінії для ЕП 2-ої категорії можна в період аварії замінити перемичками, використовуючи переносний кабель.

23. На РТП-35(110)/10 кВ існуючій або заново проєктованій, яка живить ЕП 1-ої категорії, два трансформатори повинні бути встановлені у наступних випадках:

а) якщо сумарне розрахункове навантаження ЕП 1-ої категорії, розташованих на відстані менше 10 км від розглядуваної підстанції, дорівнює або більше 1100 кВА і зменшити це сумарне навантаження за рахунок приєднання деяких ЕП 1-ої категорії до сусідніх підстанцій неможливо;

б) якщо неможливо забезпечити нормоване відхилення напруги біля споживачів 1-ої категорії у післяаварійному режимі при резервуванні їх по лінії 10 кВ від сусідньої підстанції

24. На РТП-35(110)/10 кВ і 110/35/10 кВ існуючої або заново спорудженої незалежно від категорійності споживачів два трансформатори повинні бути встановлені у наступних випадках [2.5; 2.8]:

а) якщо відстань до найближчої сусідньої пістанції 35(110)/10 кВ перевищує 45 км;

б) якщо перешкоди на місцевості (водойми, полігони та ін.) не дають можливості зарезервувати хоча б одну з ліній 10 кВ, які живлять споживачів 1-ої і 2-ої категорії від сусідньої підстанції;

г) при кількості ліній 10 кВ, що відходять від шин розглядуваної підстанції, рівній або більше ніж шість;

д) якщо неможливо зробити заміну пошкодженого трансформатора протягом 24 годин з моменту відказу;

е) якщо заміною перерізу проводів на магістральній лінії 10 кВ не забезпечується нормоване відхилення напруги біля споживачів у післяаварійному режимі

У решті випадків на підстанціях 35(110)/10 кВ може бути встановлений один трансформатор.

25. При віддаленості ЕП 1-ої категорії з завантаженням вище 1100 кВА від РТП-35(110)/10 кВ більше 10 км рекомендується спорудження окремої трансформаторної підстанції 35(110)/10 кВ.

26. РТП-35(110)/10 кВ слід розміщувати у вузлах мережі, де можливий розподіл навантаження на напруги як 10, так і 35 кВ.

27. ТП 10/0,38 кВ, які живлять ЕП 1-ої категорії виконуються, як правило, з двома трансформаторами однакової потужності, секціоновані системою шин 0,38 кВ і АВР на боці 0,38 кВ. Номінальну потужність взаємно резервованих трансформаторів вибирають з урахуванням перевантажувальної здатності, достатньої для того, щоб прийняти все навантаження в післяаварійному режимі. У нормальному режимі трансформатори повинні бути завантажені на 70 %.

28. ТП-10/0,38 кВ, працюючих споживачів 1-ої категорії (мають два трансформатори) повинні отримувати живлення від двох секцій шин 10 кВ РТП-35(110)/10 кВ по двом повітряним або кабельним лініям.

29. Електропостачання великих споживачів 1-ої категорії можна здійснювати спорудженням спеціальних центральних розподільчих пунктів 10 кВ (ЦРП) і трансформаторних підстанцій з різними РП-10 кВ. Трансформаторні підстанції 10/0,38 кВ підключаються до ЦРП аналогічно п. 28.

30. При наявності споживачів 2-ої категорії і складського резерву трансформаторів, ТП-10/0,38 можуть бути одотрансформаторними.

31. При взаємному резервуванні шин 0,38 кВ поблизьких підстанцій одотрансформаторні підстанції придатні і для споживачів 1-ої категорії.

32. Для живлення споживачів 2-ої категорії з навантаженням 250 кВт і більше слід застосовувати двотрансформаторні підстанції 10/0,38 кВ.

33. При навантаженні менш ніж 250 кВт застосовують, як правило, одотрансформаторні ТП-10/0,38 кВ.

34. ТП-10/0,38 кВ рекомендується розташовувати у центрі навантаження або при наявності більш великих споживачів поблизу них.

35. При наявності споживачів 1-ої категорії передбачається установка двотрансформаторних ТП-10/0,38 кВ.

2.3.3.5 Область застосування основних типів конфігурації мереж

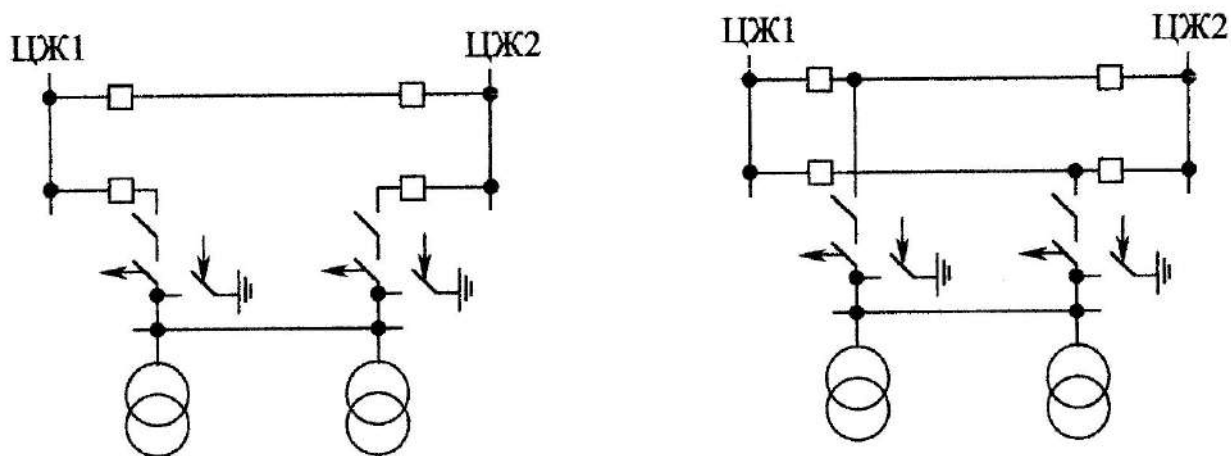
Живильні мережі 35-110 кВ. При використанні окремих пістанцій 35 (110)/10 кВ або ЦРП, які живлять великі тваринницькі комплекси (споживачі 1-ої категорії) для надійної і економічної передачі електричної енергії широко викори-

стовуються двопробеневі (P5 і P5A табл. 2.2) і петльові схеми (П1).

У залежності від кількості трансформаторів, встановлених на підстанції 35(110)/10 кВ, ці підстанції можуть отримувати живлення по радіальній одноколовій (схема P1, P1A) або двоколовій (P2, P2A) лінії, або по двом окремим радіальним коловим лініям (P1, P1A).

Останнім часом все більше поширення отримують двоколові лінії 35,110 кВ (P2, P4 табл. 2.2), які мають добрі економічні показники. Однак, при підключенні РТП-35(110)/10 кВ (наприклад, живильний комплекс) до двоколової лінії з одностороннім живленням (P2, P2A, M2) надійність суттєво знижується, так як велика імовірність пошкодження обох кіл під час падіння опор, обривах проводів і тросів однієї лінії з перехльостом на іншу, перекриття гірлянд ізоляторів обох кіл і т. ін. Практика показує, що число вимикань обох кіл двоколової лінії 35 кВ складає 0,33 і 0,81, а 110 кВ – 0,24 і 0,6 на рік на 100 км для металевих і залізобетонних опор відповідно. Середній час відновлення для двоколових ліній значно вище, ніж для одноколових і складає для ліній 35 кВ 18,5 і 10,8 год., а для ліній 110 кВ – 21,5 і 18,1 год. для металевих і залізобетонних опор відповідно. У результаті річна тривалість аварійних вимикань для таких ліній складає від 5,4 до 10,8 год. Окрім того, неминучі вимикання для проведення поточного ремонту і профілактики на 8-10 год. на рік.

Для двоколової лінії з двостороннім живленням (схеми P4, P5, P5A, M4, K3) надійність підстанції визначається способом підключення до неї. Надійність схем підключення “захід-вихід” (схеми типу M2, P4 табл. 2.2) значно вище, ніж при підключенні відпайками (наприклад, по схемам P2A) від двох кіл ліній (рисунок 2.4).



а – „захід – вихід”; б – відпайка від двох кіл ліній

Рисунок 2.4 – Схеми живлення підстанцій

У першому випадку підстанція не втрачає живлення при пошкодженні обох кіл однієї з ділянок до місця приєднання, у другому – вимикання підстанції відбувається при пошкодженні двоколової лінії у будь-якій її точці, включаючи і всі відгалудження.

Для надійного електропостачання великих тваринницьких комплексів на-

ходять застосування радіальні двоколові лінії з одностороннім живленням РЗ. Наприклад, при відстані між комплексом і підстанцією не більше 10 км резервування 100 %-го навантаження від двотрансформаторної підстанції 110/35 кВ з двостороннім живленням по лінії 35(110) кВ. Недоліком цих схем є обмежена пропускна здатність головних ділянок, які повинні забезпечувати електропостачання усіх приєднаних РТП у післяаварійному режимі. Для збільшення пропускної здатності дві лінії РЗ з'єднують перемичками (рисунок 2.5).

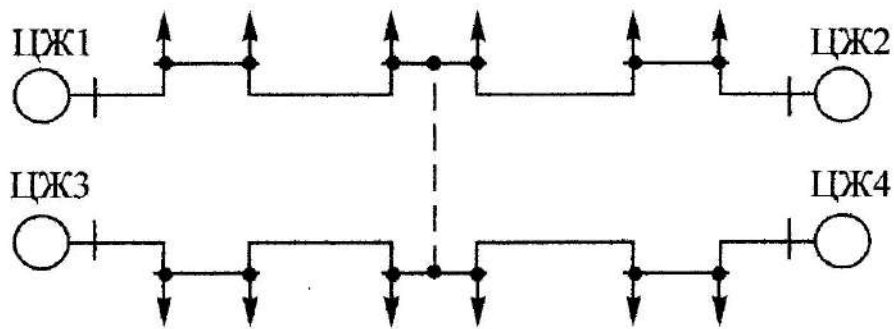


Рисунок 2.5 – Встановлення перемички між двома електричними мережами РЗ

Дана схема мережі застосовується для живлення РТП-35(110)/10 кВ, якщо по умовам надійності на них встановлено два трансформатори або хоча би одна з ліній 10 кВ, відхідних від даного РТП не має резервування від сусіднього центру живлення.

У ряді випадків можна здійснювати кільцювання живильних ліній напругою 35 кВ. Однак, цей захід не завжди виявляється економічно виправданим, так як він може зменшити недовідпускання електроенергії, яке викликається вимиканнями лінії 35 кВ або інших елементів, розташованих ближче до енергосистеми.

Розподільні мережі середньої напруги 6-10 кВ. Надійність схем електропостачання може бути значно підвищена за рахунок використання мережного резервування ПЛ-10 кВ. Хоча мережне резервування по лінії 10 кВ мало знижує (на 15-20 %) очікувану кількість вимикань, але більш значно (у 1,4-3,2 рази) зменшується середня тривалість перерв в електропостачанні.

Для електропостачання великих комплексів, які є споживачами 1-ої і 2-ої категорії, може бути використано поєднання радіальної (Р1 таблиці 2.2) розподільної мережі 10 кВ із замкненою (кільцевою К1 або К2) розподільною мережею 0,38 кВ (рисунок 2.6). У даній схемі підстанція приєднується до кабельної або повітряної лінії 10 кВ відпайками. Мережа 0,38 кВ працює у замкненому режимі. Для даної схеми також, як і для двопроменевої (Р5, Р5А), нема необхідності в РП-10 кВ підстанції. Конструкція ТП може бути максимально спрощена, чим забезпечується простота обслуговування і надійність електропостачання.

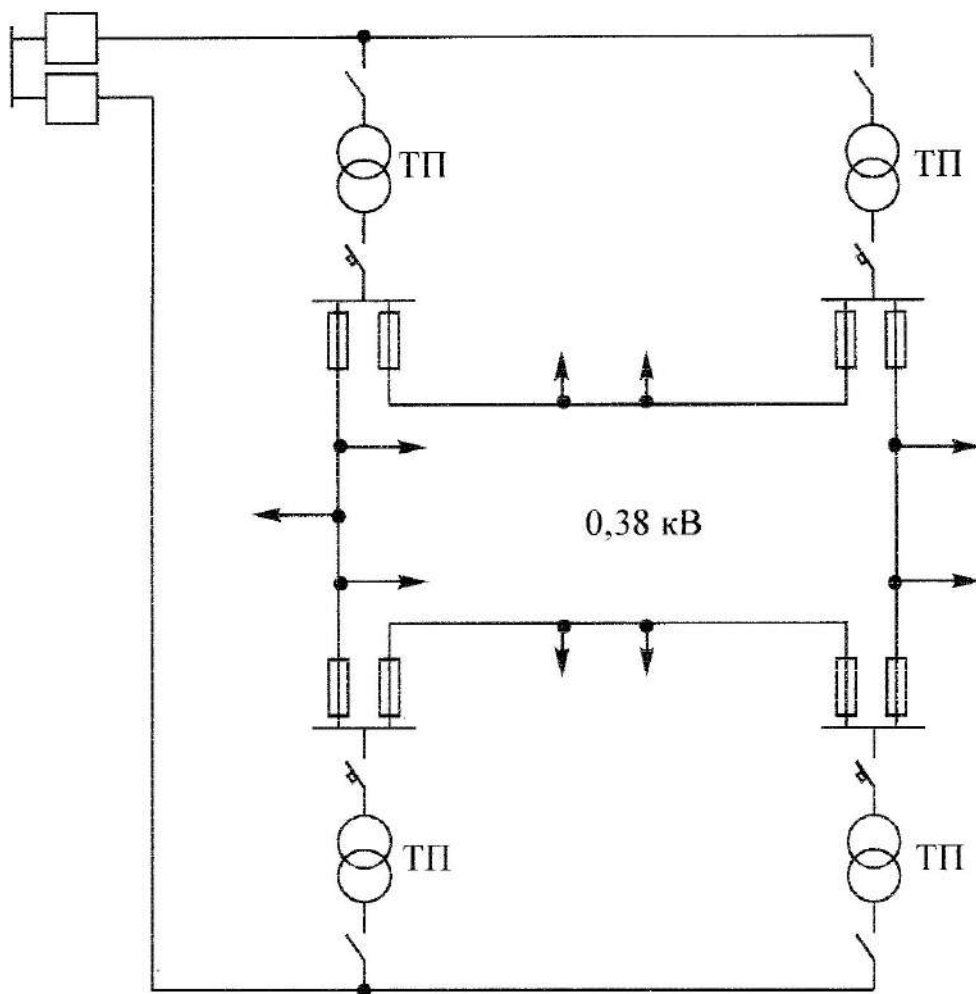


Рисунок 2.6 – Схема мережі, яка замкнута на напругу 0,38 кВ

Для споживачів невеликої потужності (невеликих тваринницьких комплексів, не більш ніж 600 кВА) і для ЕП 1-ої категорії не більше 200 кВА електропостачання доцільно здійснювати радіальною (Р1) ПЛ-10 кВ від основної (найближчої) підстанції і до цієї лінії не підключати інших споживачів. Резервування при цьому можна здійснювати радіальними одноколовими лініями одним із способів:

- від існуючих розподільних ліній 10 кВ основної підстанції;
- по другій лінії 10 кВ основної підстанції (схема Р3);
- від існуючих розподільних ліній 10 кВ резервної підстанції (схема Р1);
- по другій лінії 10 кВ від резервної підстанції (схема Р3)

У будь-якому з перелічених випадків здійснюється двостороннє живлення споживачів. Схеми електричних мереж 10 кВ будуються на підставі повітряних взаємно резервуючих секційних ліній.

Живлення двотрансформаторних підстанцій 10/0,38 кВ рекомендується здійснювати магістральною лінією 10 кВ за схемою "заход-вихід" (М1, М3 таблиці 2.2).

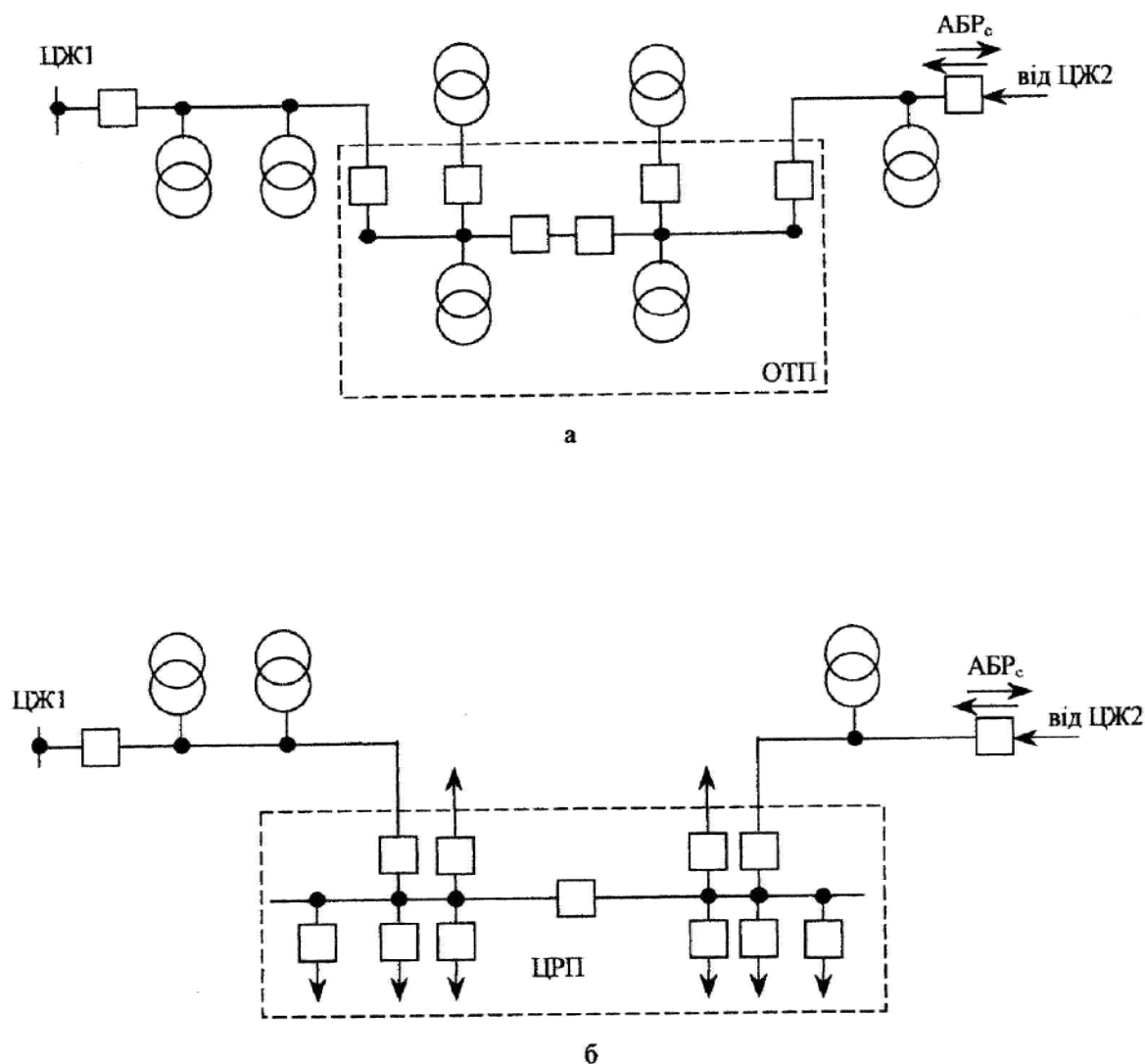
Магістральні лінії (схеми М3, М4) також застосовуються для живлення вузлів навантаження через опорні трансформаторні підстанції (ОТП) або центральні розподільні пункти ЦРП (рисунок 2.7 а,б).

Для зовнішнього електропостачання при достатньо великій кількості споживачів 3-ої категорії і в деяких випадках 2-ої знаходять застосування магістральні

одноколові лінії з одностороннім живленням (М1).

Застосування магістральних ліній (М1) дає можливість зменшити число високовольтних комутаційних апаратів і більш вдало скомпанувати споживачів для живлення у групі по 5-6 підстанцій. Аварія на будь-якій з підстанцій за вимикальним її апаратом не впливає на роботу решти. Однак, пошкодження на одній з ділянок самої магістралі веде до відключення цієї і наступної за нею ділянок.

Для забезпечення споживачів 1-ої і 2-ої категорій застосовуються замкнені (кільцеві К1) одноколові лінії з одностороннім живленням. Застосування цих схем підвищує надійність у порівнянні з радіальними (Р1) і магістральними (М1) лініями, забезпечує незалежність потокорозподілу від потоків у живильній мережі високої напруги, можливість застосування простих схем приєднання підстанцій. Однак, при цьому трохи збільшуються експлуатаційні витрати.



а – підключення через опорні трансформаторні підстанції; б – крізь центральні розподільчі пункти

Рисунок 2.7 – Схеми підключення ТП – 10/ 0,4 кВ, які живлять споживачів першої категорії

Схеми електричних мереж Р1 застосовуються, як правило, для живлення достатньо потужних одиночних споживачів 3-ої категорії. Схеми Р1А застосовуються для живлення споживачів 3-ої категорії і невеликих навантажень приєднаних підстанцій 10/0,38 кВ з можливістю їх резервування по мережам 6-10 кВ або низької напруги.

Радіальні, двоколові з одностороннім живленням лінії Р2, Р2А знаходять застосування, коли об'єднання ліній і трансформаторів на паралельну роботу неможливо із-за великих струмів короткого замикання, так як установлена апаратура не в стані вимикати ці струми. В основному застосовується для споживачів 2-ої і 3-ої категорій.

При використанні опорних трансформаторних підстанцій ОТП або ЦРП для великих споживачів важливо забезпечити надійну і економічну передачу електроенергії від них до ТП-10/0,38 кВ. Для цієї мети використовуються двопробієві схеми Р5 і Р5А (рисунок 2.8 а, б). Кожна трансформаторна підстанція отримує живлення по двом кабельним лініям від двох секцій 10 кВ ЦРП (рисунок 2.8. б) або розподільного пристрою 10 кВ (РП 10 кВ) (рисунок 2.8а) підстанцій. Така схема проста в експлуатації, дозволяє використовувати найпростіші ТП без РП 10 кВ, але потребує значних витрат кабеля і великого числа чарунок у ЦРП-10 кВ або РП 10кВ підстанції. Для кожної двотрансформаторної підстанції 10/0,38 кВ необхідні дві чарунки. Двопробієві схеми рекомендується застосовувати при невеликому числі ТП, не більше 3-4. При великому числі ТП рекомендується підключати до однієї двопробієвої лінії 2-3 ТП, використовуючи для цієї мети закриті ТП проходного типу.

Для споживачів 1-ої категорії можуть бути застосовані магістральні, двоколові мережі М4 із двостороннім живленням (подвійна крізна магістраль). Застосування таких схем припускає наявність опорних трансформаторних підстанцій ОТП із розвитим РП 10 кВ, призначених для приєднання радіальних мереж 10 кВ з автоматичним резервуванням і секціонуванням магістралі.

Для споживачів 2-ої і 3-ої категорій застосовуються, як правило, спрощені схеми мереж типу Р1, М1 з резервуванням по стороні нижчої напруги.

Для електропостачання споживачів 1-ої категорії може бути використана схема Р2 з окремим живленням і пристроєм перемички між двома лініями біля споживача з боку 10 кВ (рисунок 2.9). При цьому забезпечується добра надійність при невеликих капітальних витратах.

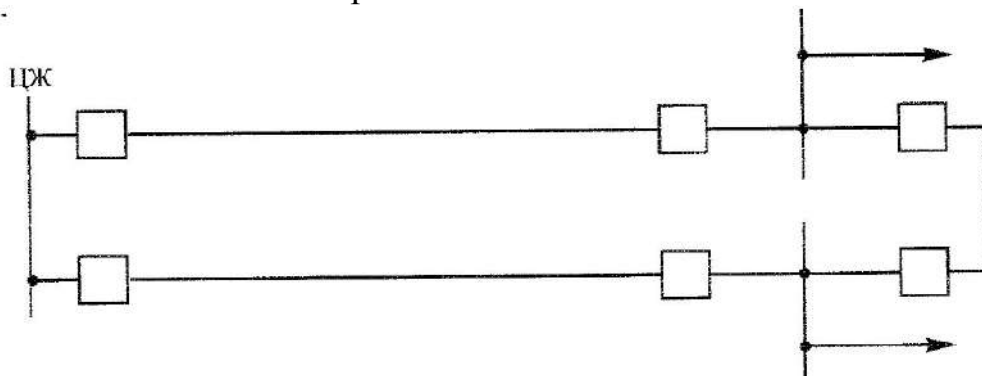


Рисунок 2.9 – Пристрій перемички між колами мережі типа Р2

Необхідно відзначити, що при використанні ПЛ-10 кВ доцільно використовувати дві окремі лінії, а не одну двоколову. З досвіду експлуатації відомо, що при використанні двох окремих ліній 6-10 кВ не вдається повністю уникнути перерв у подаванні електроенергії під час грози і ожеледиці, коли потік відказів найбільш інтенсивний. Розрахунки показують, що при загальній довжині двох ліній 10 кВ 20 км імовірність їх одночасного пошкодження у 10-12 разів менше імовірності пошкодження одної, а при загальній довжині 40 км – тільки у 6 разів. Однак, середня тривалість вимикання двох ліній удвоє менше.

Для електропостачання великих споживачів 1-ої категорії (наприклад, комплексів) найбільш висока надійність забезпечується при виконанні однієї лінії кабелем, а другої – повітряної. Перша не схильна до атмосферного впливу, а друга - швидко відновлюється. У такій схемі накладення аварій маловірно, оскільки періоди найбільшої інтенсивності потоку відказів для кабельних і повітряних ліній не співпадають. Слід відзначити, що при паралельній роботі КЛ і ПЛ виникає ряд додаткових труднощів. Необхідно вирівнювати реактивні опори із-за меншої величини останнього у кабельних ліній, передбачати міри захисту КЛ від грозових перенапруг.

Найбільш прийнято двостороннє живлення у мережах 10 кВ при кільцюванні ліній, які живляться від різних підстанцій і живильних ліній 35 кВ. Однак, частка цих вимикань у загальному недовідпусканні енергії порівняно невелика. Окрім того, в цьому випадку може суттєво погіршитись якість напруги біля споживачів і для його поліпшення потрібні додаткові затрати. З цих причин доцільність двостороннього живлення у кожному випадку повинна бути економічно обґрунтована.

Широке використання розгалужених (з глухими відгалудженнями) радіальних мереж Р1А в системах електропостачання сільського господарства пов'язано з великою розкиданістю по території при невеликій щільності навантаження.

При розробці структури системи електропостачання надійність її і конфігурація мережі визначається способом резервування ліній і ДЖ. При виборі способу резервування рекомендується керуватись наступним:

1. При високій надійності живильних підстанцій і відстані між ними більш 10-12 км і при віддаленості основної (найближчої) до об'єкта підстанції 35/10 кВ не більше 5-6 км резервування доцільно здійснювати від основної підстанції (рисунк 2.10 а).

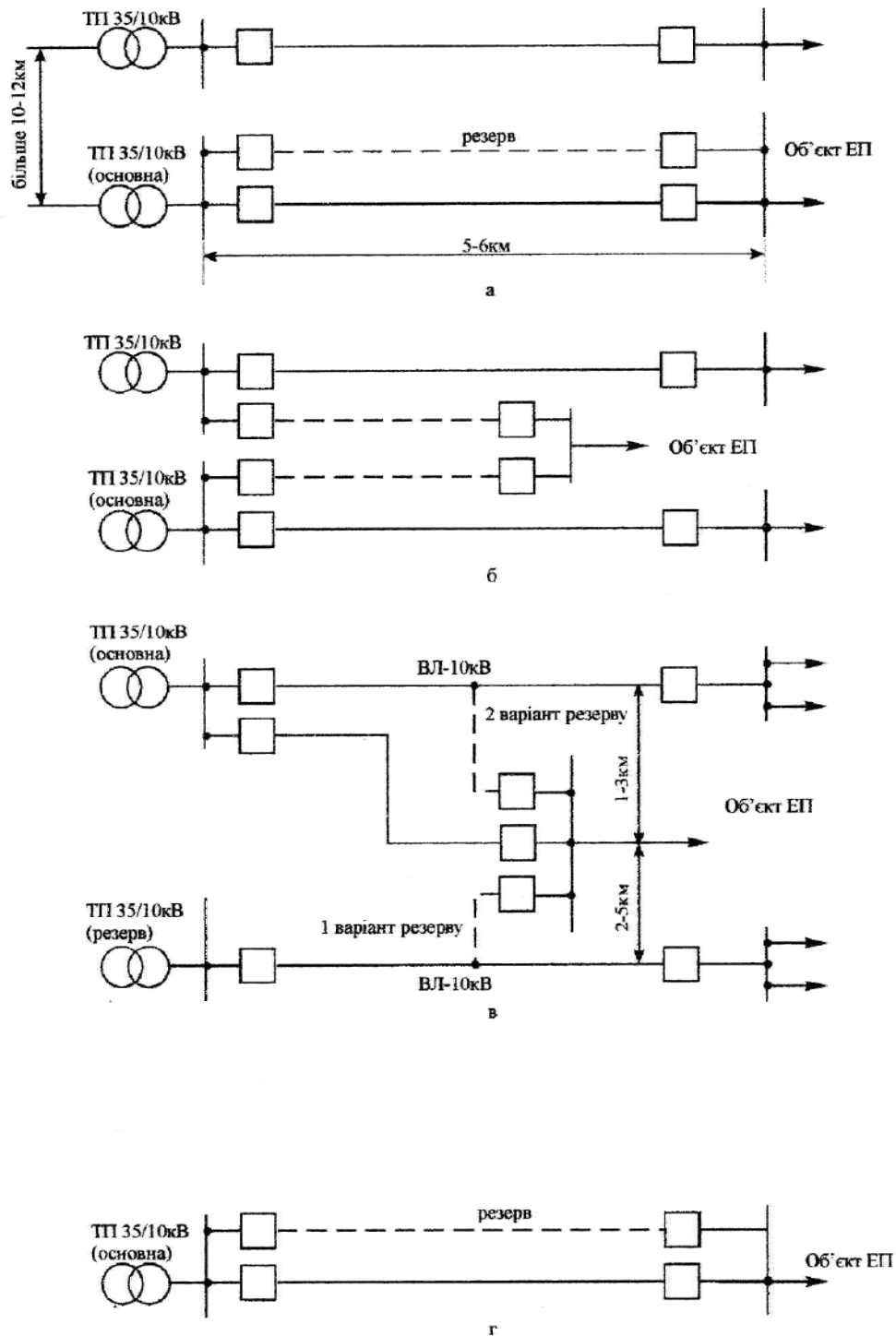
2. При невеликій відстані між живильними підстанціями 35/10 кВ і розташуванні об'єктів електропостачання приблизно на однаковій відстані від них, живлення доцільно здійснювати від двох підстанцій (рисунк 2.10 б).

3. При розміщенні великого об'єкта (комплекса) не далі 2-5 км від ПЛ-10 кВ резервної підстанції більш прийнятним є резервування від існуючих мереж (рисунк 2.10 в).

4. При великих відстанях резервування доцільно виконувати окремою лінією (рисунк 2.10 г).

5. При низькій надійності живильних підстанцій 10/0,38 кВ і значній імовірності їх одночасного вимикання (при вмиканні основної і резервної підстанцій

10/0,38 кВ до тупикової РТП-35/10 кВ) мережне резервування не забезпечує суттєвого збільшення надійності. В цих умовах більш надійне резервування від ДЕС для споживачів 1-ої категорії.



а - резервування від основної підстанції; б – від двох підстанцій; в – від існуючої ПЛ-10 кВ; г – від окремої лінії

Рисунок 2.10 – Способи резервування об'єктів електропостачання

При резервуванні за допомогою додаткових ПЛ-10 кВ витрати будуть вище, ніж при резервуванні від існуючих мереж, так як по-перше, для них потрібні додаткові чарунки 10 кВ, а по-друге, вони мають, як правило, значно більшу буді-

вельну довжину. Однак при цьому зменшуються втрати електроенергії, виключається холостий резерв, резервується у більшості випадків повна розрахункова потужність і не потрібні спеціальні заходи для обмеження потужності об'єкта в післяаварійному режимі, необхідні при резервуванні від існуючих мереж при їх недостатній пропускній здатності. При резервуванні від існуючих мереж нерідко потрібні додаткові витрати на реконструкцію.

Розподільні мережі 0,38 кВ. Для споживачів 1-ої категорії розподільча мережа 0,38 кВ може бути виконана у вигляді кільцевої мережі K1 або K2 (таблиця 2.2).

При низькій надійності підстанцій і значній імовірності їх одночасного вимикання, наприклад, при підключенні основної і резервної підстанції однієї тупикової лінії 35 кВ, мережа резервування не забезпечує суттєвого збільшення надійності. В цих умовах найбільш ефективно резервування електроспоживачів 1-ої категорії за допомогою ДЕС.

Схема РЗ застосовується для споживачів 1-ої і 2-ої категорій при розрахунковому навантаженні вище 1100 кВА (наприклад, великий тваринницький комплекс) і електропостачанні від двох підстанцій 10/0,38 кВ.

Магістральні одноколові лінії М1 широко використовуються при великій кількості споживачів і при наявності розподільчих пристроїв 0,38 кВ (як правило, закритих ТП).

При децентралізованому електропостачанні максимально економічними є магістральні двоколові лінії з одностороннім живленням М2.

Кільцеві (замкнені) схеми мереж K1, K2 застосовуються для надійного забезпечення електричною енергією споживачів 1-ої категорії і великої потужності. При цьому забезпечується резервування шин 0,38 кВ одностансформаторних підстанцій, які отримують живлення за схемою Р1А глухими відпайками. Ці схеми забезпечують зниження відхилень і коливань напруг при ударному навантаженні (наприклад, при живленні об'єктів кормовиробництва – дробарок). При низьких вимогах до надійності електропостачання (споживачі 3-ої категорії) найбільш часто застосовуються схеми мереж Р1, Р1А і М1, які відрізняються простотою будови, невеликою вартістю, доброю наочністю схеми.

При найбільш високих вимогах до надійності електропостачання в мережах 0,4 кВ застосовуються конфігурації мереж типу Р2, Р2А, Р3, М3.

Конфігурації електричних мереж 0,38 кВ засновані на використанні радіальних нерезервованих ліній, що відходять від ТП-10/0,38 кВ.

Електроприймачі 1-ої категорії повинні отримувати електроенергію по двом окремим лініям 0,38 кВ, підключеним до незалежних джерел живлення.

Виходячи з вимог нормативних документів до будови електричних мереж щодо забезпечення необхідного рівня надійності впливає, що схема (конфігурація) проєктованої системи електропостачання визначається:

- категорійністю споживачів за надійністю електропостачання;
- розміщенням електричних навантажень, їх щільністю (густиною);
- кількістю і розміщенням трансформаторних підстанцій існуючої системи електропостачання;
- сукупністю електричних мереж, що входять у склад проєктованої системи (розподільні і живильні мережі);

- типом джерел живлення, від яких отримує електроенергію система (одно- або двотрансформаторні пістанції або окремі електростанції);
- конфігурацією мережі, по якій електрична енергія підводиться до центрів живлення;
- відстанню між проєктованою і найближчою існуючою пістанціями.

2.3.4 Загальний алгоритм побудови СЕП

Враховуючи вище викладені принципи, рекомендації і вимоги до електричних мереж і їх елементів, загальний алгоритм побудови структури СЕП можна показати наступним чином (рисунок 2.11).

Конкретизація структур СЕП робиться на підставі відповідних електротехнічних розрахунків, дозволяючих вибрати відповідне конкретне обладнання і апаратуру і провести техніко-економічне порівняння отриманих варіантів функціональних структур.

2.3.5 Приклад побудови СЕП

Виконати проєкт розвитку мереж 35 кВ великого сільськогосподарського району, в якому планом економічного розвитку намічено будівництво великих тваринницьких комплексів, ферм і птахівницьких господарств:

- у першій зоні (рисунок 2.12) з населеними пунктами А і Б передбачено будівництво комплексу по відгодівлі ВРХ на 14 тис. голів;
- у другій зоні з населеними пунктами В, Г і Д буде побудована свинотоварна ферма з розрахунковим навантаженням $S=300$ кВА;
- у третій зоні (населені пункти Є, Ж) комунально-побутові і деякі невеликі виробничі об'єкти;
- у сьомій зоні (пункти З, І) будуть введені до ладу діючі птахівницька і свинарська ферма і три ферми ВРХ.

Схема існуючих і заново спроектованих розподільних мереж 10 кВ даного району відома і може бути використана у якості вихідних даних для проєктування розвитку живильних мереж 35 кВ.

Рішення. Побудову СЕП даного району робимо згідно алгоритма, зображеного на рисунку 2.11.

1 Формування структури споживачів електричної енергії

1.1 Аналіз споживачів електричної енергії:

- 1) у кожній з чотирьох зон характер навантаження є змішаним (виробниче і комунально-побутове навантаження);
- 2) рівень напруги живильних мереж 35 кВ, а розподільних- 10 кВ;
- 3) сумарні розрахункові навантаження споживачів розглянутих зон на період 2005 року складає відповідно:
 - а) перша зона - 1300 кВА;
 - б) друга зона - 2450 кВА;

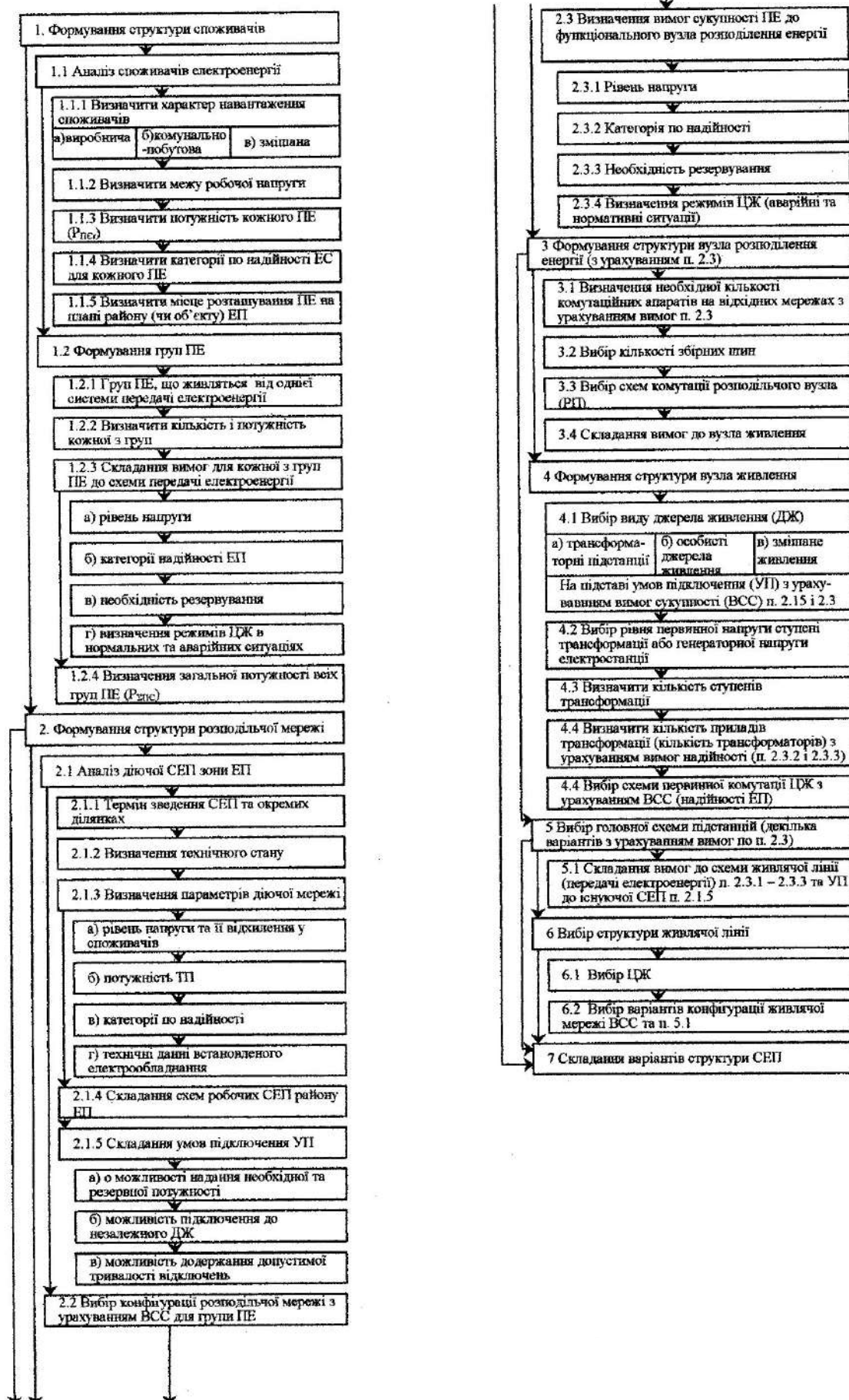


Рисунок 2.11 – Алгоритм побудови структур СЕР

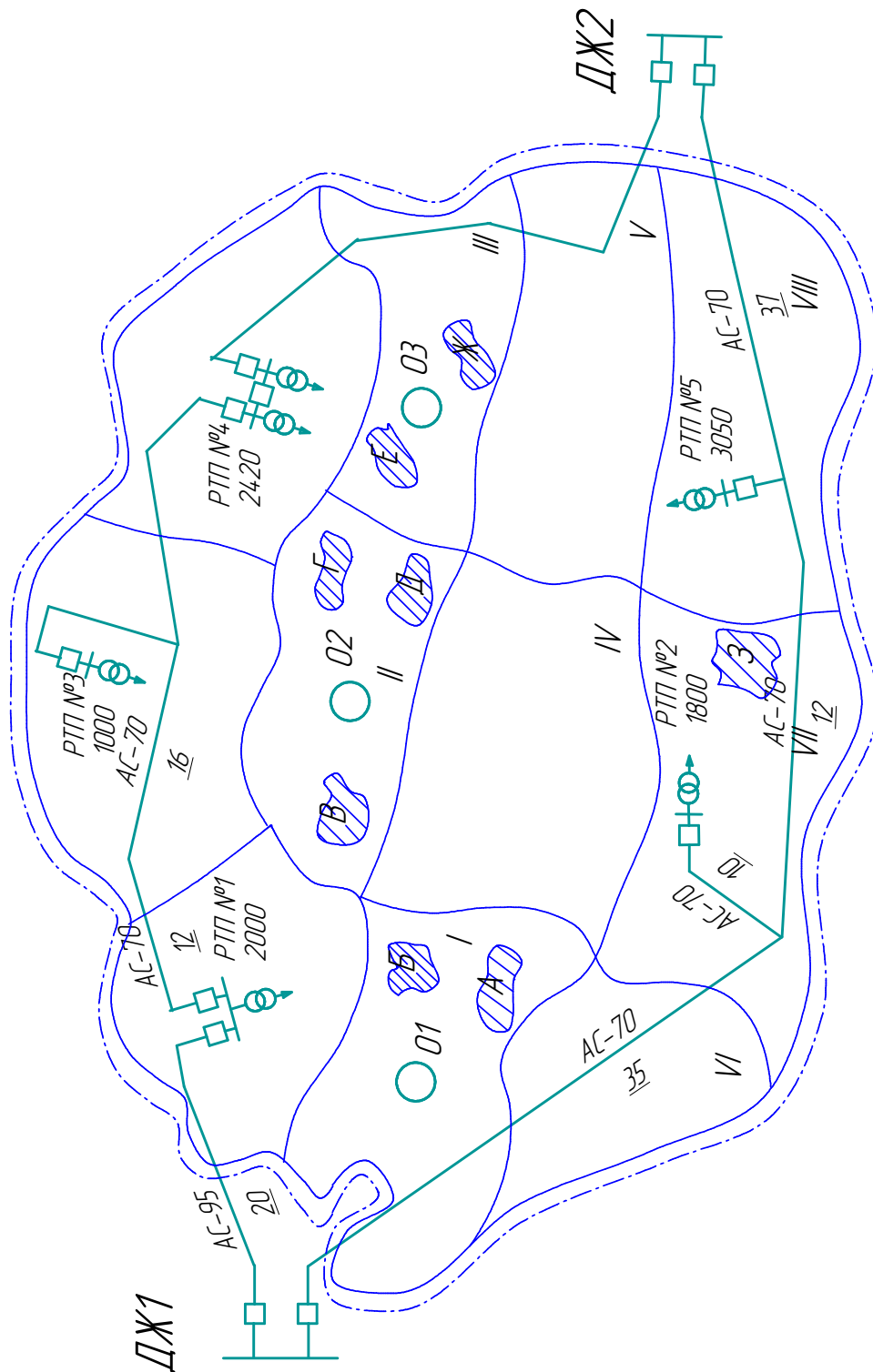


Рисунок 2.12 - Існуюча система електропостачання регіону

- в) третя зона – 1600 кВА;
- г) сьома зона - 2300 кВА
- 4) характеристика зон по категорії надійності електропостачання:
 - а) так як у першій зоні передбачено будівництво великого комплексу по відгодівлі ВРХ, то на основі ПУЕ п. 1.2.17-1.2.20 даний споживач відноситься до першої категорії;

б) у другій зоні споживачем електроенергії є свинотоварна ферма з розрахунковим навантаженням $S = 300$ кВА, тому дану зону необхідно розглядати як споживача 1-ої категорії;

в) у третій зоні споживачі 1-ої категорії відсутні;

г) у сьомій зоні необхідно здійснити живлення трьох споживачів 1-ої категорії, відповідно з навантаженнями: $S_1 = 300$ кВА; $S_2 = 250$ кВА; $S_3 = 650$ кВА, окрім того маються споживачі 2-ої і 3-ої категорій

5) місце розміщення споживачів у зонах проєктування електропостачання наведені на схемі розвідку розподільних мереж 10 кВ відповідних зон.

1.2 Формування груп споживачів

Групи ЕП сформовані при проєктуванні розподільчих мереж 10 кВ відповідних зон електропостачання.

2 Формування структури СЕП

2.1 Аналіз існуючої СЕП розглядуваного району електропостачання:

1) існуючі мережі 35 кВ споруджені у 1970 році і уявляють собою на даний час кільцеву одноколову мережу 35 кВ з двостороннім живленням від ДЖ1 (трансформаторна підстанція 110/35/10 кВ з розвинутим (ОРУ-35 кВ), що знаходиться на відстані 2 км за межами границі розглядуваного району і ДЖ2 (ОРУ-35 кВ), також розміщеному за межами району електропостачання на відстані 3,5 км (див. рисунок 2.12);

2) живлення РТП№2 і №3 здійснюється одноколовими радіальними ПЛ-35 кВ і віддалені від кільцевої магістральної живильної мережі, відповідно на відстані: $L_1 = 10$ км; $L_2 = 12$ км;

3) живлення РТП№1 і №4 здійснюється за магістральною схемою одноковою лінією з двостороннім живленням по типу “заход-вихід”;

4) технічний стан мереж 35 кВ задовільний;

5) рівень напруги і його відхилення біля споживачів у межах припустимого; до усіх, що маються, підстанцій №1-№5 підключені споживачі 1-ої категорії; потужності існуючих РТП-35/10 кВ і технічні дані встановленого обладнання наведені у проекті цих підстанцій;

6) за умовами приєднання підключення заново споруджуваних розподільних мереж 10 кВ, зон 1-3,7 до існуючих РТП№1-№5 за необхідною резервною потужністю неможливо, а реконструкція, спрямована на збільшення їх потужності недоцільна, так як значно збільшується протяжність розподільчих ліній 10 кВ. Виключенням є РТП№2, де може бути розглянутий варіант її реконструкції.

3 Формування структури вузлів розподілу енергії

Структура вузлів розподілу енергії за розглядуваними зонами визначені СЕП по розподільним мережам 10 кВ.

4 Формування структури вузлів живлення

4.1 Вибір виду джерела живлення

З урахуванням п. 14, 15, 25 і 26 підпункт 2.3.3.4, у якості джерел живлення для розподільних мереж 10 кВ, розглядуваних зон, прийняті трансформаторні підстанції 35/10 кВ, які винесені у центри навантаження 1-3 зон, з первинною напругою 35 кВ і з одним ступенем трансформації.

4.2 Вибір рівня первинної напруги ступеню трансформації.

Рівень первинної напруги визначено витратами в п. 4.1 джерелом живлення, тобто 35 кВ.

4.3 Визначення кількості ступенів трансформації.

Кількість ступенів трансформації також визначено вибраним джерелом живлення з урахуванням умов споживачів, тобто – дві (35/10 кВ).

4.4 Визначення кількості пристроїв трансформації з урахуванням умов надійності

Кількість трансформаторів на кожній з проєктованих РТП визначений з урахуванням наступних вихідних даних:

а) для РТП₀₁:

- так як побудований тваринницький комплекс знаходиться на відстані 2 км від РТП₀₁, тобто менше 10 км і розрахункове навантаження споживача 1-ої категорії вище ніж 1100 кВА ($S = 1300$ кВА), то згідно з п.3, 4, 23 а (підпункт 2.3.3.4), проєктована підстанція повинна бути двотрансформаторною;

б) для РТП₀₂:

- відстань від проєктованої РТП₀₂ до сусідніх підстанцій РТП№2, РТП№3, РТП№4, РТП№1 менше 45 км;
- розрахункове навантаження $S_{\Sigma 02}$ менше 6300 кВ, $S_{\Sigma 02} = 2450$ кВА;
- сумарне навантаження споживачів 1-ої категорії $S_{\Sigma 01} = 300$ кВА < 1100 кВА;
- нормоване відхилення напруги біля споживачів 1-ої категорії у післяаварійному режимі забезпечується;
- кількість відхідних ПЛ-10 кВ (відповідно СЕП по розподільним мережам 10 кВ) дорівнює 4;
- маються під'їзні шляхи до підстанції;
- відстань від проєктованої підстанції до місця аварійного резерву (баз ПЕМ) дорогою складає 90 км; при такій відстані час на заміну пошкодженого трансформатора складає приблизно 18 годин;

З урахуванням наведених даних і п. 24 а (п.п. 2.3.3.4) на одній підстанції може бути установлений один трансформатор;

в) для РТП₀₃:

- так як відсутні умови, які вимагають додаткових заходів підвищення надійності електропостачання, ця РТП може бути одностансформаторною;

г) для РТП№2:

- відстань до сусідніх підстанцій менше 45 км;
- нема перешкод на місцевості, які не дозволяють здійснити резервне живлення;
- розрахункове сумарне навантаження $S = 2300$ кВА менше 6300 кВА;
- сумарне навантаження споживачів 1-ої категорії, що складає $S_{\Sigma 1} = 1200$ кВА > 1100 кВА можна зменшити, якщо основне живлення об'єкта з $S_3 = 650$ кВА здійснити від РТП №5, забезпечив при цьому нормоване відхилення напруги біля даного споживача у післяаварійному режимі.

Тому з урахуванням вище викладеного і 23, 24 (п.п. 2.3.3.4) на даній

РТП№2 з урахуванням допустимого навантаження може бути встановлений один трансформатор потужністю $S_{\text{тр}} = 2500$ кВА

5 Вибір головної схеми підстанції

Головна схема для кожної з підстанцій буде визначена після вибору варіантів схем живильних мереж ПЛ-35 кВ.

6 Вибір структури живильних ліній 35 кВ

6.1 Вибір центрів живлення

Вибір центрів живлення для зон електропостачання зроблено в п. 4;

6.2 Вибір варіантів конфігурації живильних мереж.

1. Для РТП₀₁. На підставі п. 8 і 9 (п.п. 2.3.3.4) живлення РТП₀₁ повинно бути здійснено двостороннім по двом відокремленим радіальним лініям. При цьому можливі два варіанти виконання живильної мережі:

а) двома радіальними паралельними лініями від ДЖ1 (рисунок 2.13а);

б) по двом радіальним лініям від ПЛ-35 кВ, приєднанням в точках №1 і №2 (рисунок 2.13б)

2. Для РТП₀₂. Приєднання РТП₀₂ до існуючої ПЛ-35 кВ однією лінією не забезпечує незалежного живлення, так як при знеструмленні ділянки ПЛ-35 кВ від РТП№1 до РТП№4 будуть знеструмлені і РТП₀₂ і РТП№3. Тому для забезпечення двостороннього живлення від незалежних джерел можливі наступні варіанти:

а) виконати підключення двох відокремлених живильних ліній ПЛ-35кВ для РТП₀₂ у перетинку існуючої ПЛ-35 кВ у точці №3 (рисунок 2.13а);

б) те ж, що і в а), але підвод живлення до РТП₀₂ виконати двоколовою лінією 35 кВ;

в) виконати приєднання живильної лінії ПЛ-35 кВ для РТП₀₂ до існуючої у точці №3, а резервне живлення здійснити по ПЛ-35 кВ від проєктованої РТП₀₃ (рисунок 2.13б) 3. Для РТП₀₃. Усі лінії ПЛ-10 кВ, намічені для приєднання до данної підстанції можуть бути зарезервовані від РТП№4; РТП₀₂; РТП№2 по лініях 10 кВ. Тому найбільш доцільним варіантом буде виконання живлення РТП₀₃ по одноколовій радіальній лінії ПЛ-35 кВ, приєднаній до існуючої ПЛ- 35 кВ у точці №4 (рисунок 2.13а,б).

4. Для РТП№2. Існуюча ПЛ-35 кВ на ділянці ДЖ-2 – РТП№5 не дозволяє забезпечити необхідну норму надійності електропостачання споживачів 7-ої зони, оскільки вихід ПЛ-35 кВ із ладу доведе до обезструмлювання підстанції №2 і №5. Тому для забезпечення надійності можливі наступні варіанти конфігурації живильних мереж для данної зони електропостачання:

а) здійснити живлення РТП№5 за схемою “захід-вихід” з установкою двох лінійних вимикачів, що дозволить здійснити двостороннє живлення РТП№5 і зарезервованих ПЛ-10 кВ, які живляться від РТП№2 (рисунок 2.13а);

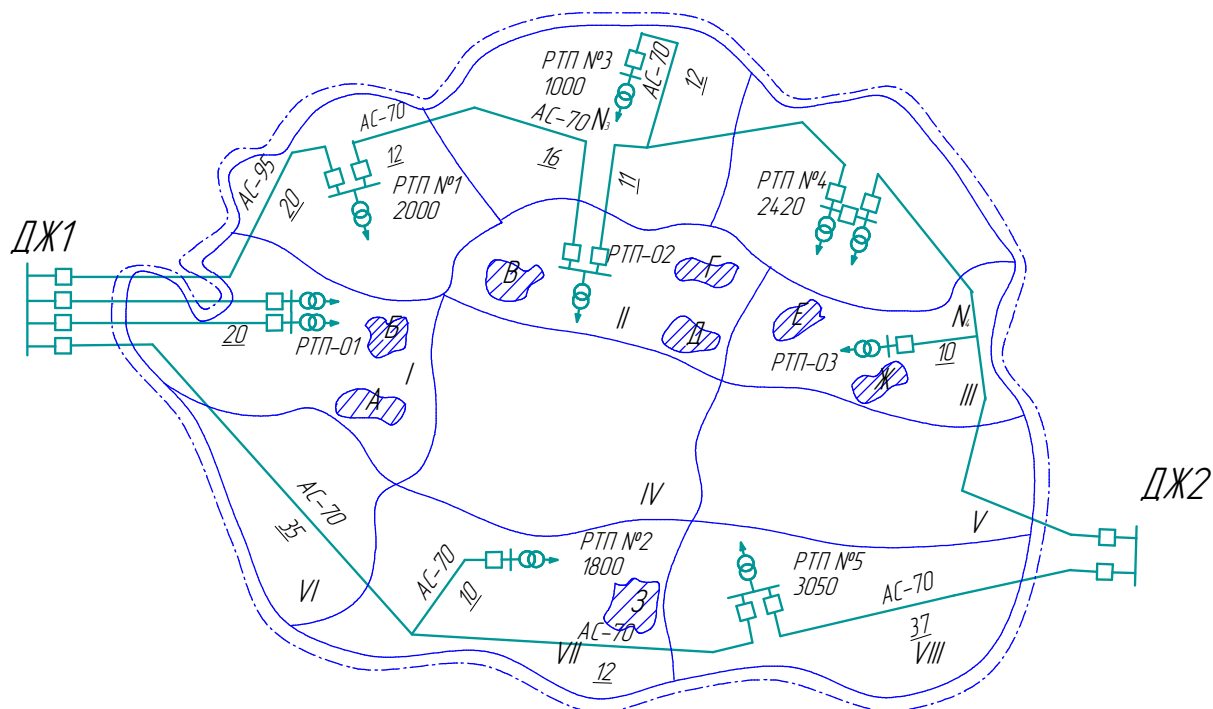
б) здійснювати подачу живлення по двом ПЛ-35 кВ від існуючих ПЛ-35кВ, приєднанням у точці №5 (рисунок 2.13б).

7 Складання варіантів структури проєктованої СЕП

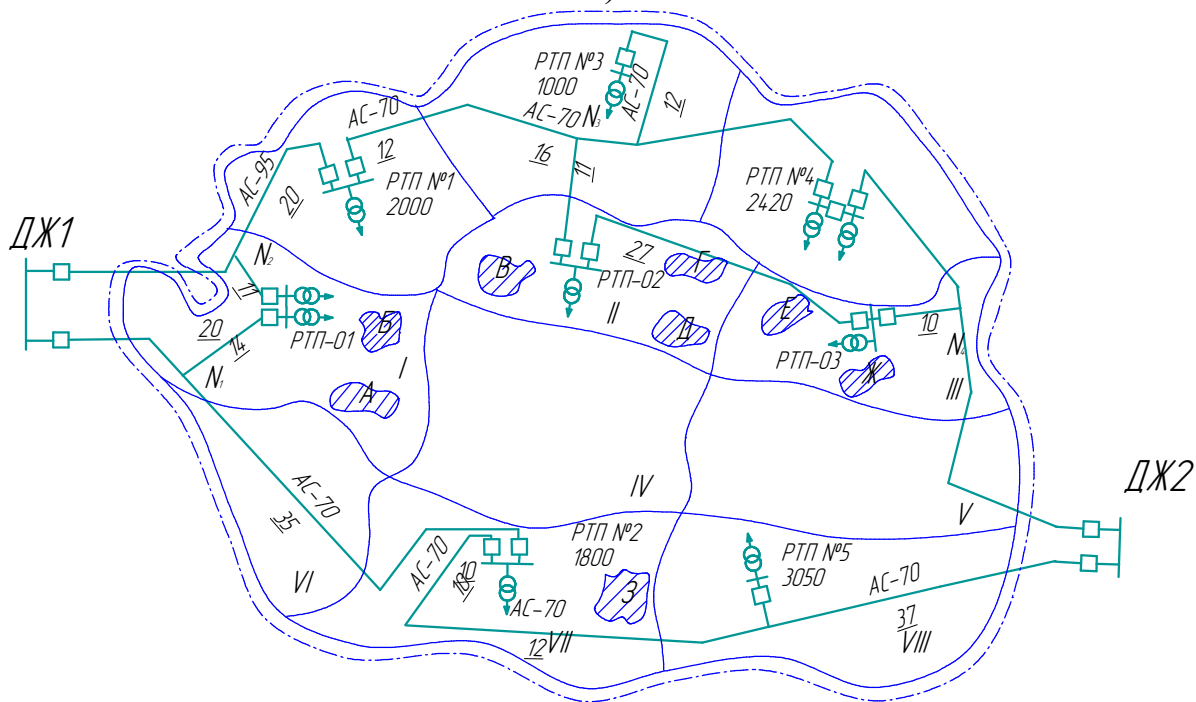
Схеми можливих варіантів структури проєктованої системи електропоста-

чання 35 кВ району наведені на рисунку 2.13 а,б.

Остаточний варіант проекту розвитку СЕП 35 кВ району може бути прийнятий на підставі економічної оцінки запропонованих варіантів технічних рішень.



а)



б)

а - перший варіант; б - другий варіант

Рисунок 2.13 - Можливі варіанти конфігурації мережі 35 кВ системи електропостачання району

3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ

3.1 Загальні положення

Значення електричних навантажень використовують як вихідні дані для розв'язання всіх основних задач при розрахунку систем електропостачання. Ці значення суттєво впливають на техніко-економічні показники електричних станцій та мереж. Тому визначення електричних навантажень є одним з основних завдань проектування та експлуатації електроенергосистем.

Системи електропостачання забезпечують електричною енергією велику кількість різноманітних сільськогосподарських споживачів, об'єднаних за видами навантаження в три основні групи:

- з виробничим навантаженням

- 1) сільськогосподарські підприємства (тваринницькі ферми, зерноочисні пункти, теплиці, овоче- та фруктосховища, рем майстерні, гаражі, котельні і т.п.);

- 2) підприємства, які відносяться до агропромислового комплексу (молокозаводи, консервні заводи, м'ясокомбінати та ін.);

- 3) великі підприємства по виробництву сільськогосподарської продукції на промисловій основі (тваринницькі комплекси, птахофабрики, тепличні комбінати);

- з комунально-побутовим навантаженням:

- 4) житлові будинки в сільських населених пунктах;

- 5) комунальні підприємства (лікарні, школи, клуби, магазини, торговельні центри, пральні та ін.);

- з змішаним навантаженням (поєднання виробничих та комунально-побутових об'єктів).

Електричне навантаження є величиною, яка безперервно змінюється через постійну зміну кількості одночасно ввімкнених електроприймачів; зміну навантаження робочих машин, які приводяться в дію електродвигунами; збільшення загального навантаження у зв'язку з розширенням виробничих потужностей, підвищення їх рівня електрифікації; росту споживання електроенергії в побуті сільського населення; створення мережі приватних побутових та виробничих підприємств.

Хоча зміна навантаження носить випадковий тимчасовий і кількісний характер, вони підпорядковані імовірнісним законам і можуть бути визначені за дослідними даними з достатньою для практики точністю. Розв'язання цієї задачі зводиться, в першу чергу, до визначення **розрахункових навантажень**.

Розрахункове навантаження – це максимальне значення повної потужності на вводі до споживача, або електричної мережі за проміжок часу 0,5 год. в кінці **розрахункового періоду**. При розрахунках визначається денний S_d та вечірній S_g максимуми навантажень споживачів чи групи споживачів.

За **розрахунковий період** прийнято час, який минув з моменту вводу установки в експлуатацію до досягнення навантаженням розрахункового значення. Для сільських мереж електропостачання тривалість розрахункового періоду

приймають такою, що дорівнює 5-10 рокам.

Розрахункові навантаження сільськогосподарських об'єктів визначають різними способами:

- за реальними чи типовими добовими та річними графіками навантаження різних сільгоспоб'єктів;
- за кількістю електроенергії, споживаної об'єктом протягом року $W_{рік}$, та часом використання максимального навантаження T_n ;
- за імовірнісними характеристиками навантажень сільськогосподарських споживачів, розроблених на основі багаторічних експериментальних досліджень:
 - 1) з урахуванням коефіцієнта одночасності;
 - 2) табличним методом (методом надбавок);
- методом упорядкованих діаграм (для великих комплексів промислового виробництва сільгосппродукції).

Кожний споживач електроенергії характеризується встановленою $S_{уст}$ та приєднаною $S_{пр}$ потужностями.

Установлена потужність $S_{уст}$ - це номінальна потужність електроустановки, що вказана в паспорті.

Приєднана потужність $S_{пр}$ - це потужність, що споживається електроприймачем із мережі при повному його завантаженні.

Необхідно відзначити, що для всіх електроприймачів, крім електродвигунів, приєднана потужність дорівнює встановленій. Для електродвигунів приєднана потужність є розрахунковою $S_{р\partial}$ та визначається:

$$S_{пр\partial} = S_{р\partial} = \frac{P_{уст} \cdot k_3}{\eta \cdot \cos \varphi}, \quad (3.1)$$

де $P_{уст}$ - встановлена потужність (номінальна $P_{нд}$) електродвигуна, кВт;

$\eta, \cos \varphi$ - к.к.д. та коефіцієнт потужності електродвигуна;

k_3 - коефіцієнт завантаження робочої машини, що включає каталожну неув'язку, тобто перевищення стандартної потужності над максимальною, що споживається робочою машиною.

З урахуванням того, що при великій кількості споживачів вони працюють не одночасно, розрахункове навантаження таких об'єктів визначають як арифметичну суму приєднаних потужностей струмоприймачів, помножену на коефіцієнт одночасності.

$$S_{\Sigma p} = k_0 \sum_{i=1}^n S_{пр i} \quad (3.2)$$

Коефіцієнтом одночасності k_0 називається відношення розрахункової потужності групи із кількох електроприймачів до суми їх максимальних потужностей.

Треба відзначити, що визначення розрахункового навантаження з використанням коефіцієнта одночасності можливе за умови однорідності споживачів та сумірності їх потужностей.

Типовими графіками для визначення навантажень доцільно користуватися

при порівняно точних розрахунках, наприклад, при визначенні втрат потужності та енергії в експлуатованих електричних мережах. Необхідно відзначити, що точні методи розрахунків завжди вимагають значної кількості використовуваних даних та великої обчислювальної роботи, хоча на практиці висока точність, у більшості випадків не потрібна. Тому на практиці широко застосовуються імовірнісно-статистичні методи, які дозволяють порівняно швидко визначити розрахункові навантаження з достатнім ступенем точності $\pm 10 \%$.

3.2 Визначення розрахункових навантажень електричних мереж

За розрахункове навантаження для вибору перерізу проводів та потужності трансформаторних підстанцій приймається більша із величин денної S_d або вечірньої S_e розрахункових навантажень, одержаних на одній ділянці лінії чи підстанції. Вихідними даними при цьому служать імовірнісні характеристики навантажень на вводах споживачів [3.1], розроблені інститутом „Сільенергопроект” і наведені в таблиці 3.1.

Для спрощення розрахунків допускається:

якщо від мережі живляться лише виробничі споживачі, розрахунок виконується тільки для S_d ;

якщо живляться лише побутові споживачі, розрахунок виконується тільки для S_e .

Таблиця 3.1 – Електричні навантаження виробничих та комунально-побутових споживачів.

Об'єкти	Денний максимум навантаження				Вечірній максимум навантаження				Коефіцієнти сезонності				Установлена потужність, кВт
	активної, кВт		реактивної, квар		активної, кВт		реактивної, квар		k_z	k_e	k_l	k_{oc}	
	P_{max}	$\overline{P}$	Q_{max}	$\overline{Q}$	P_{max}	$\overline{P}$	Q_{max}	$\overline{Q}$					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Тваринницькі комплекси та ферми													
Відгодівля свиней на 4000 голів	75	35	65	30	45	20	40	15	0,9	1,0	1,0	0,9	-
Виробництво молока:													
200 корів	35	10	30	10	25	10	20	5	1,0	0,8	0,7	0,9	-
600 корів	140	85	125	75	140	85	125	75	1,0	0,8	0,7	0,9	-
2000 корів	375	280	330	230	375	290	330	230	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Вирощування та відгодівля ВРХ:													
5000	300	210	265	180	260	180	230	160	1,0	0,8	0,6	0,9	-
10000	450	340	400	300	340	250	300	210	1,0	0,8	0,6	0,9	-
Птахофабрика по виробництву яєць на 200 тис. курей-несучок	1350	1320	1000	940	1350	1320	1000	940	1,0	0,9	0,9	1,0	-

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Птахофабрика м'ясного напрямку на 250 тис. бройлерів	230	180	100	70	230	180	100	70	1,0	1,0	1,0	1,0	-
Птахоферма: на 10 тис. курей-несучок	55	40	40	25	55	40	40	25	1,0	0,9	0,8	0,9	-
на 50 тис. курей-несучок	280	235	210	170	280	235	210	170	1,0	0,9	0,8	0,9	-
Вівчарська ферма з повним оборотом отари на 2400 вівцематок	145	100	110	60	145	100	110	60	1,0	0,8	0,5	0,8	-
<i>Тваринництво та птахівництво</i>													
Корівник прив'язного утримання з механізованим доїнням, прибиранням гною та електро-нагріванням на 100 корів	10	2	8	1	10	2	8	1	1,0	0,8	0,7	0,9	20... 30
Корівник безприв'язного утримання на 400 голів	5	0,5	-	-	5	0,5	-	-	1,0	0,7	0,5	0,8	5
Телятник з положовим відділом на 120 телят	5	0,5	3	0,2	8	1	5	0,5	1,0	0,8	0,4	0,8	14
Кормоцех ферми ВРХ на 800...1000 голів	50	20	45	20	50	20	45	20	1,0	0,8	0,6	0,9	130
Свинарник-відгодівельник на 800...1000 голів	2	0,1	-	-	6	1	-	-	1,0	0,8	0,2	0,9	8
Кормоцех на 12 тис. свиней	65	25	55	20	20	4	15	2	1,0	0,9	0,8	0,9	120
Пташник на 6...9 тис. курчат	25	10	10	2	25	10	7	1	1,0	1,0	1,0	1,0	40
на 5...6 тис. курей	20	5	10	2	20	5	10	2	1,0	0,9	0,8	0,9	40
Кормоцех птахоферми на 25...30 тис. курей	25	5	20	4	10	1	7	1	1,0	0,9	0,9	1,0	60
Інкубаторій: 2 інкубатори	20	5	-	-	20	5	-	-	1,0	1,0	1,0	1,0	25
10 інкубаторів	80	45	-	-	80	45	-	-	1,0	1,0	1,0	1,0	120
Вівчарня на 800...1000 вівцематок	1	0,4	-	-	5	3	-	-	1,0	0,8	0,5	0,8	6
на 1000 голів молодняку	2	0,4	-	-	4	2	-	-	1,0	0,8	0,5	0,8	5
Комбикормовий завод з продуктивністю 60 т/доб	650	120	576	115	650	120	575	115	1,0	0,8	0,6	1,0	1290
<i>Рослинництво, підсобне виробництво</i>													
Зерносховище з пересувними механізмами місткістю 1000...2000т	20	4	18	3	10	2	5	0,5	0,3	0,4	1,0	1,0	60

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Холодильник для зберігання фруктів місткістю 50 т.	8	2	6	2	8	2	6	2	0,8	0,3	0,7	1,0	12
Насіннесховище місткістю 1000 т.	80	35	60	20	80	35	60	20	0,5	0,8	1,0	1,0	100
Склад мінеральних добрив	12	2	4	0,5	1	0,2	-	-	0,5	1,0	0,5	0,4	16
Склад нафтопродуктів місткістю до 300 м ³	5	0,5	4	0,5	2	0,5	-	-	1,0	1,0	1,0	1,0	7
Гараж з профілякторієм на 10 автомашин	20	5	18	5	10	2	8	1	1,0	0,7	0,5	0,8	45
Центральна ремонтна майстерня на 150...200 тракторів	90	50	80	40	45	20	40	15	1,0	0,8	0,8	0,9	230
Котельня з двома котлами „Універсал-6” для опалення	15	5	10	2	15	5	10	2	1,0	0,8	0,5	0,9	25
<i>Громадські споруди та комунально-побутові споживачі</i>													
Загальноосвітня школа з майстернею на 190 учнів	14	3	7	2	20	5	10	2	1,0	0,8	0,1	0,8	-
Дитячі ясла-садок на 90 місць	12	3	6	0,5	8	1	4	0,5	1,0	0,9	0,8	0,9	-
Адміністративна будівля (контора сільгоспідприємства) на 15...25 робочих місць	15	4	10	2	8	1	-	-	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Сільрада з відділенням зв'язку	7	1,5	3	0,5	3	0,2	-	-	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Будинок культури із залом для глядачів на 150...200 місць	5	0,8	3	0,2	14	2	8	2	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Сільська поліклініка на 150 відвідувань за зміну	15	5	8	1,5	30	10	20	5	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Ідальня з електронагрівальним устаткуванням на 35 місць	20	6	10	2	10	2	4	1	1,0	0,9	0,8	0,9	-
Магазин, змішаний асортимент на 2 робочих місця	2	0,8	-	-	4	1,6	-	-	1,0	0,6	0,4	0,7	-
Комбінати побутового обслуговування на 2 робочих місця	5	1	3	0,5	2	0,5	-	-	1,0	0,7	0,6	0,8	-
Лазня на 20 місць	8	2	5	0,5	8	2	5	0,5	1,0	0,9	0,8	0,9	-
Житловий будинок з електроплитою	3,5	0,32	1,15	0,09	6,0	0,55	1,50	0,17	1,0	0,8	0,7	0,9	-
Житловий будинок з електроплитою та кондиціонером	4,1	0,44	1,75	0,21	7,0	0,75	2,5	0,37	1,0	0,82	0,75	0,9	-
Зовнішнє освітлення з лампами розжарювання	0	0	0	0	P _{max}	P _{max}	0	0	1,0	1,0	1,0	1,0	-
Зовнішнє освітлення з люмінесцентними лампами	0	0	0	0	P _{max}	P _{max}	0,5*P _{max}	0,5*P _{max}	1,0	1,0	1,0	1,0	-

- використати коефіцієнти денного k_d та вечірнього k_e максимумів відповідно для:
 - 1) виробничих споживачів $k_d = 1,0$; $k_e = 0,6$;
 - 2) побутових споживачів:
 - 1) без електроплит $k_d = 0,3-0,4$; $k_e = 1,0$;
 - 2) з електроплитами $k_d = 0,6$; $k_e = 1,0$;
 - 3) змішаного навантаження $k_d = k_e = 1,0$.

3.2.1 Розрахунок навантажень ліній з напругою 0,38 кВ та трансформаторних підстанцій 6-35/0,38 кВ

Навантаженнями ліній напругою 0,38 кВ та споживних підстанцій 10/0,38 кВ є навантаження житлових будинків, громадських та комунально-побутових закладів, виробничих споживачів, вуличного та зовнішнього освітлення [3.4]

Лінії напругою 0,38 кВ. Підрахунок навантажень на ділянках ліній 380/220 В проводять після вибору місця розташування ТП, нанесення траси лінії на плані та складання розрахункової схеми. На розрахунковій схемі нумерують ділянки між відпайками до споживачів та вказують їх довжину. Біля споживача наносять значення денного та вечірнього максимумів навантаження S_d і S_e . Ділянки нумеруються від початку до кінця лінії, а підсумовування навантажень роблять у зворотному порядку.

При розрахунку навантажень на вводах до житлових будинків керуються таким:

- якщо є дані про існуючий рівень електроспоживання за минулий рік, а мережа вводиться в експлуатацію не раніше ніж через рік після складання проекту, то навантаження на вводі до житлового будинку визначають згідно з рекомендаціями [3.3] (див. таблицю 3.2) чи за номограмою (див. рисунок 3.1), враховуючи, що розрахунковим вважають 12-й рік при десятирічному розрахунковому періоді та 7-й рік – при п'ятирічному;

- якщо до кінця розрахункового періоду населений пункт передбачається газифікувати, то розрахункове навантаження необхідно зменшити на 20 %;

- для щойно електрифікованих будинків розрахункові навантаження вибираються з урахуванням їх категорії за ступенем благоустрою, газифікації, строку побудування, за оснащеністю побутовими електроустановками (таблиця 3.3).

Для групи житлових будинків сумарне навантаження вечірнього $P_{\Sigma вжс}$ та денного $P_{\Sigma джс}$ максимумів визначається:

$$P_{\Sigma вжс} = k_{oi} \cdot \sum_n^{i=1} P_{ужі} \cdot n_i, \quad (3.3)$$

$$P_{\Sigma джс} = (0,3 - 0,4) P_{\Sigma вжс}, \quad (3.4)$$

де $P_{ужі}$ – нормативне навантаження на один житловий будинок і-того типу, кВт/буд.;

k_{oi} – коефіцієнт одночасності, який залежить від кількості будинків та питомого навантаження (вибирається за таблицею 3.5).

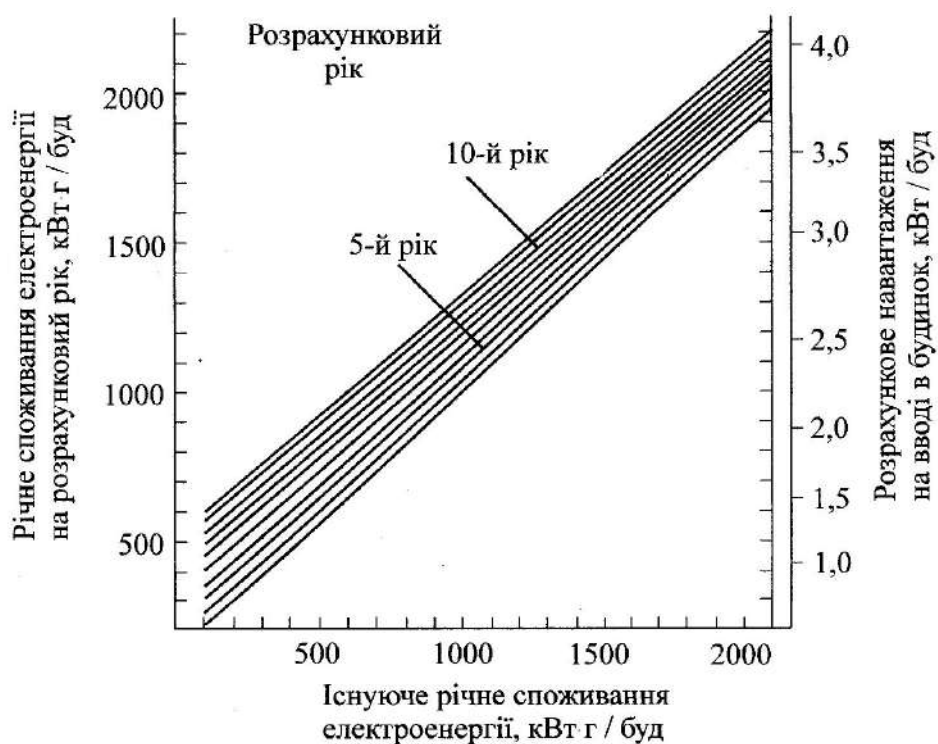


Рисунок 3.1 – Залежність розрахункового навантаження на вводі в сільський будинок і перспективного споживання електроенергії від існуючого рівня електропостачання

Таблиця 3.2 – Питомі навантаження житлових будинків залежно від існуючого річного споживання електричної енергії та перспективи розвитку

Існуюче річне споживання ел. ен., кВт·год	Перспектива розвитку , років			
	5	7	10	12
700	1,9	2,08	2,26	2,38
800	2,13	2,22	2,43	2,51
900	2,28	2,4	2,6	2,7
1000	2,45	2,55	2,74	2,83
1100	2,62	2,7	2,87	3,0
1200	2,75	2,85	3,0	3,11
1300	2,9	3,0	3,15	3,25
1400	3,05	3,15	3,32	3,4
1500	3,2	3,3	3,44	3,53
1600	3,36	3,43	3,57	3,63
1700	3,5	3,55	3,68	3,74
1800	3,62	3,67	3,8	3,87
1900	3,75	3,81	3,92	3,96
2000	3,87	3,92	4,2	4,10

Примітки – Питомі значення навантаження на вводі визначають шляхом

лінійної інтерполяції.

Таблиця 3.3 – Питомі навантаження на сільській житловий будинок залежно від ступеня благоустрою, газифікації, оснащеності електропобутовими приборами та строку побудування.

Розрахункове навантаження на вводі в житловий будинок $P_{уж}$ кВт								
Газифікований населений пункт		Негазифікований населений пункт		Благоустроєні квартири, які будуються в населеному пункті		Для житлових будинків		Примітки
Старої забудови	Нової забудови	Старої забудови	Нової забудови	Газифіковані	Негазифіковані	З електроплитами	З електроплитами та нагрівачами	
1,5	1,8	1,8	2,2	4,0	5,0	6,0	7,5	При наявності побутових кондиціонерів $P_{уж}$ збільшується на 1 кВт

Питомі навантаження вуличного та зовнішнього освітлення територій господарських дворів громадських і торгівельних центрів наведені в таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Питомі навантаження вуличного та зовнішнього освітлення

Характеристика об'єкту		Значення питомого навантаження P_{yi}
1.	Центральні вулиці з багатоповерховою забудовою шириною більше 20м, Вт на 1 м довжини вулиці	5,0
2.	Центральні вулиці з одноповерховою забудовою шириною більше 20 м та шириною проїжджої частини біля 10 м, Вт на 1 м довжини вулиці	3,5
3.	Інші вулиці в сільському населеному пункті, Вт на 1 м довжини вулиці	2,0
4.	Зовнішнє освітлення територій госпдворів, Вт на 1 м довжини периметра двору	3,0
5.	Зовнішнє освітлення приміщень госпдворів, Вт на одне приміщення	250
6.	Зовнішнє освітлення території громадських і торгівельних центрів, Вт на 1 м ² площі території	0,5

Таблиця 3.5 – Коефіцієнт одночасності в мережах 0,38 кВ

Кількість споживачів	Коефіцієнт одночасності для			
	житлових будинків з навантаженням на вводі		Житлових будинків з електроплитами та нагрівачами	Виробничих споживачів
	до 2 кВт/буд.	більше 2 кВт/буд.		
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

Сумарні потужності вуличного та зовнішнього освітлення визначаються:

$$P_{\Sigma_{\text{ву}}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{yii}} \cdot L_i; \quad P_{\Sigma_{\text{вн}}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{yni}} \cdot F_i, \quad P_{\Sigma_{\text{вхд}}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ynxi}} \cdot \Pi_i \quad (3.5)$$

$$P_{\Sigma_{\text{взо}}} = \sum_{i=1}^n (P_{\text{yni}} \cdot N + P_{\text{ynxi}} \cdot \Pi), \quad (3.6)$$

де $P_{\Sigma_{\text{ву}}}$; $P_{\Sigma_{\text{вн}}}$; $P_{\Sigma_{\text{вхд}}}$ – відповідно сумарні вечірні навантаження вуличного освітлення, зовнішнього освітлення території громадських та торговельних центрів, зовнішнього освітлення території госпдворів, кВт;

P_{yii} ; P_{yni} ; P_{yni} ; P_{ynxi} – відповідно нормативні навантаження вуличного, зовнішнього торговельних центрів, виробничих приміщень та периметра госпдвору (вибирається за таблицею 3.5);

L_i , F_i - відповідно довжина та площа і-тої вулиці та і-тої території торговельного чи громадського центру;

N_i – кількість приміщень на території і-того госпдвору;

Π_i – периметр і-того госпдвору, м.

Аналізуючи споживачів за даними обстеження їх об'єднують у групи таким чином, щоб навантаження окремих споживачів відрізнялися між собою не більше, ніж в 4 рази. Однорідні навантаження групи споживачів сумірної потужності визначають підсумовуванням максимальних навантажень на вводах споживачів з урахуванням коефіцієнта одночасності окремо для денного $P_{\Sigma \text{д}}$ та $P_{\Sigma \text{в}}$ вечірнього максимумів:

$$P_{\Sigma di} = k_{oi} \sum_{i=1}^n P_{di}, \quad (3.7)$$

$$P_{\Sigma ei} = k_{oi} \sum_{i=1}^n P_{ei}, \quad (3.8)$$

де $P_{\Sigma di}$, $P_{\Sigma ei}$ - відповідно підсумовані навантаження і-тої ділянки лінії для денного та вечірнього максимумів, кВт;

k_{oi} – коефіцієнт одночасності і-тої групи споживачів (таблиця 3.5)

Сумарне навантаження на ділянках мережі для неоднорідних споживачів і таких, що відрізняються потужністю більше, ніж в 4 рази визначають табличним методом (або методом надбавок):

$$P_{\Sigma di} = P_{\delta di} + \sum_{i=n-1}^n \Delta P_{m di}, \quad (3.9)$$

$$P_{\Sigma ei} = P_{\delta ei} + \sum_{i=n-1}^n \Delta P_{m ei}, \quad (3.10)$$

де $P_{\delta di}$, $P_{\delta ei}$ - відповідно найбільше навантаження на і-тої ділянки, кВт;

$\Delta P_{m di}$, $\Delta P_{m ei}$ - надбавка до більшого доданка навантаження від меншого на і-й ділянці, відповідно для денного та вечірнього максимумів, кВт (береться із таблиці 3.6).

Таблиця 3.6 – Надбавки для підсумовування навантажень в лініях 0,38кВ (кВт)

P_m	$\Delta P_{m\delta}$	P_m	$\Delta P_{m\delta}$	P_m	$\Delta P_{m\delta}$	P_m	$\Delta P_{m\delta}$
1	2	3	4	5	6	7	8
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	+160
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	+106	290	+222
10,0	+6,0	45	+30,2	160	+116	300	+230

Примітки - P_m – значення меншого навантаження на ділянці мережі

Повну розрахункову потужність S_{pi} на ділянках лінії визначають за виразом:

$$S_{pi} = \frac{P_{pi}}{\cos \varphi_i} \quad (3.11)$$

де P_{pi} - активна (денна чи вечірня) розрахункова потужність на i -тій ділянці лінії, кВт;

$\cos \varphi_i$ - коефіцієнт потужності (денної чи вечірньої) навантаження (береться із таблиці 3.7)

Для неоднорідних споживачів коефіцієнт потужності на шинах 0,4 кВ підстанції визначається [3.5]:

$$\cos \varphi_{\text{сез}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot \cos \varphi_i}{\sqrt{(\sum_{i=1}^n S_i \cdot \cos \varphi_i)^2 + (\sum_{i=1}^n S_i \cdot \sin \varphi_i)^2}} \quad (3.11a)$$

Таблиця 3.7 – Коефіцієнти потужності сільськогосподарських споживачів і трансформаторних підстанцій потужністю 10/0,38 кВ

Споживачі трансформаторної підстанції	Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ та коефіцієнт реактивної потужності $\tan \varphi$ в максимум навантаження			
	денний		вечірній	
	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$
Тваринницькі та птахівницькі приміщення	0,75	0,88	0,85	0,62
Те ж саме з електронагрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Опалення та вентиляція тваринницьких приміщень	0,99	0,15	0,99	0,15
Кормоцехи	0,75	0,88	0,78	0,80
Зерноочисні токи зернохосовища	0,70	1,02	0,75	0,88
Установка зрошення та дренажу ґрунту	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники та теплиці з електронагрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Майстерні, тракторні стани, гаражі	0,70	1,02	0,75	0,88
Млини маслоробки	0,80	0,75	0,85	0,62
Цехи для переробки сільськогосподарської продукції	0,75	0,88	0,80	0,75
Громадські заклади та комунальні підприємства	0,85	0,62	0,90	0,48
Житлові будинки без електроплит	0,90	0,48	0,93	0,40
Житлові будинки з електроплитами та водонагрівачами	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторні пункти напругою 10/0,38 кВ з навантаженням:				
виробничим	0,70	1,02	0,75	0,88
комунально-побутовим	0,90	0,48	0,92	0,43
змішаним	0,80	0,75	0,83	0,67

Трансформаторні підстанції напругою 6-35/0,38 кВ. Розрахункову потужність трансформаторної підстанції $S_{дТП}$ та $S_{вТП}$ визначають підсумовуванням розрахункових навантажень на головних ділянках відгалужених ліній 0,38 кВ методом надбавок, зважаючи на їх неоднорідність.

$$S_{дТП} = S_{бдлі} + \sum_{i=n-1}^n \Delta S_{мді} ; \quad (3.12)$$

$$S_{дТП} = S_{бдл} + \sum_{i=n-1}^n \Delta S_{мді} \quad (3.13)$$

$$S_{вТП} = S_{бвл} + \sum_{i=n-1}^n \Delta S_{мвлі} \quad (3.14)$$

де $S_{бдлі}$, $S_{бвлі}$ - повна потужність (денна, вечірня) від лінії, яка має найбільше розрахункове навантаження, кВА;

$\Delta S_{мді}$, $\Delta S_{мвлі}$ - надбавки від ліній, які мають менше розрахункове навантаження, кВА; (вибираються за таблицею 3.6 для активних потужностей та перераховуються в повну за формулою 3.11).

Так як електропостачання сільськогосподарських об'єктів іноді здійснюється від ТП невеликої потужності, виникає необхідність розрахунку мереж на коливання напруги при запуску електродвигунів потужністю 10 кВт і більше (особливо за важких умов запуску). Відомості про двигуни великої потужності на різних сільгосппідприємствах наведені в таблиці 3.8

Таблиця 3.8 – Значення найбільших потужностей окремих двигунів на сільгосппідприємствах.

Об'єкт	Найбільша потужність двигуна (більше 10 кВт), кВт
Кормоцех для свиноферми	22...30
Устаткування для пресування кормів	110...250
Устаткування для гранулювання трав'яного борошна	455...75
Агрегат для приготування трав'яного борошна	30...160
Дробарка кормів	30...40
Подрібнювач грубих кормів	22...150
Комбікормовий завод	75
Холодильник для зберігання фруктів	13...40
Насіннесховище	22
Лісопильний цех з пилорамою	22...30
Млин	10...22
Прийомний пункт молокозаводу	14...30
Цегельний завод	20

Допускається визначати навантаження ТП-10/0,38 кВ без розрахунків навантажень в лініях 0,38 кВ. У цьому випадку споживачів об'єднують у групи, сумірні за навантаженням, і сумарну потужність визначають в залежності від від-

ношення денного навантаження до вечірнього $S_{дТП} / S_{вТП}$ за таблицею 3.9

Таблиця 3.9 – Коефіцієнти потужності на шинах 0,38 кВ ТП

S_d/S_v	$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_v$
0,25...0,35	0,94	0,97
0,36...0,6	0,9	0,95
0,61...0,85	0,85	0,93
0,68...1,15	0,8	0,89
1,16...1,4	0,78	0,84
1,41 і більше	0,75	0,8

Якщо для ТП є данні лише про річне споживання енергії $W_{рік}$, розрахункове навантаження визначають за кількістю годин використання максимального навантаження T залежно від виду навантаження (таблиця 3.10)

Таблиця 3.10 – Залежність річної кількості годин використання максимуму T та кількості годин втрат τ від розрахункового навантаження

Розрахункове навантаження, кВт	Комунально-побутова		Виробнича		Змішана	
	T	τ	T	τ	T	τ
до 10	900	300	1100	400	1300	600
10 – 20	1200	500	1500	700	1700	850
20 – 50	1600	700	2000	1000	2200	1200
50 – 100	2000	1000	2500	1350	2800	1600
100 – 250	2350	1250	2700	1500	3200	1850
більше 250	2600	1350	2800	1600	3400	2000

Розрахункові навантаження існуючих ТП – 10/0,38 кВ в кінці розрахункового періоду визначають так:

$$P_p = P_{вим} \cdot k_p, \quad (3.15)$$

де $P_{вим}$ - виміряне значення існуючого навантаження ТП, кВт;

k_p - коефіцієнт росту навантаження; залежить від виду навантаження та розрахункового року (вибирається за таблицею 3.11).

Якщо виміряне максимальне струмове навантаження $I_{вим}$, то $P_{вим}$ можна визначити:

$$P_{вим} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{вим} \cdot \cos \varphi = 0,66 \cdot I_{вим} \cdot \cos \varphi, \quad (3.16)$$

Коефіцієнт потужності приймають або за результатами вимірювань, або за даними таблиці 3.7.

На рисунках 3.2 та 3.3 наведено алгоритм розрахунку навантажень ділянок ліній 0,38 кВ та ТП – 10/0,38 кВ.

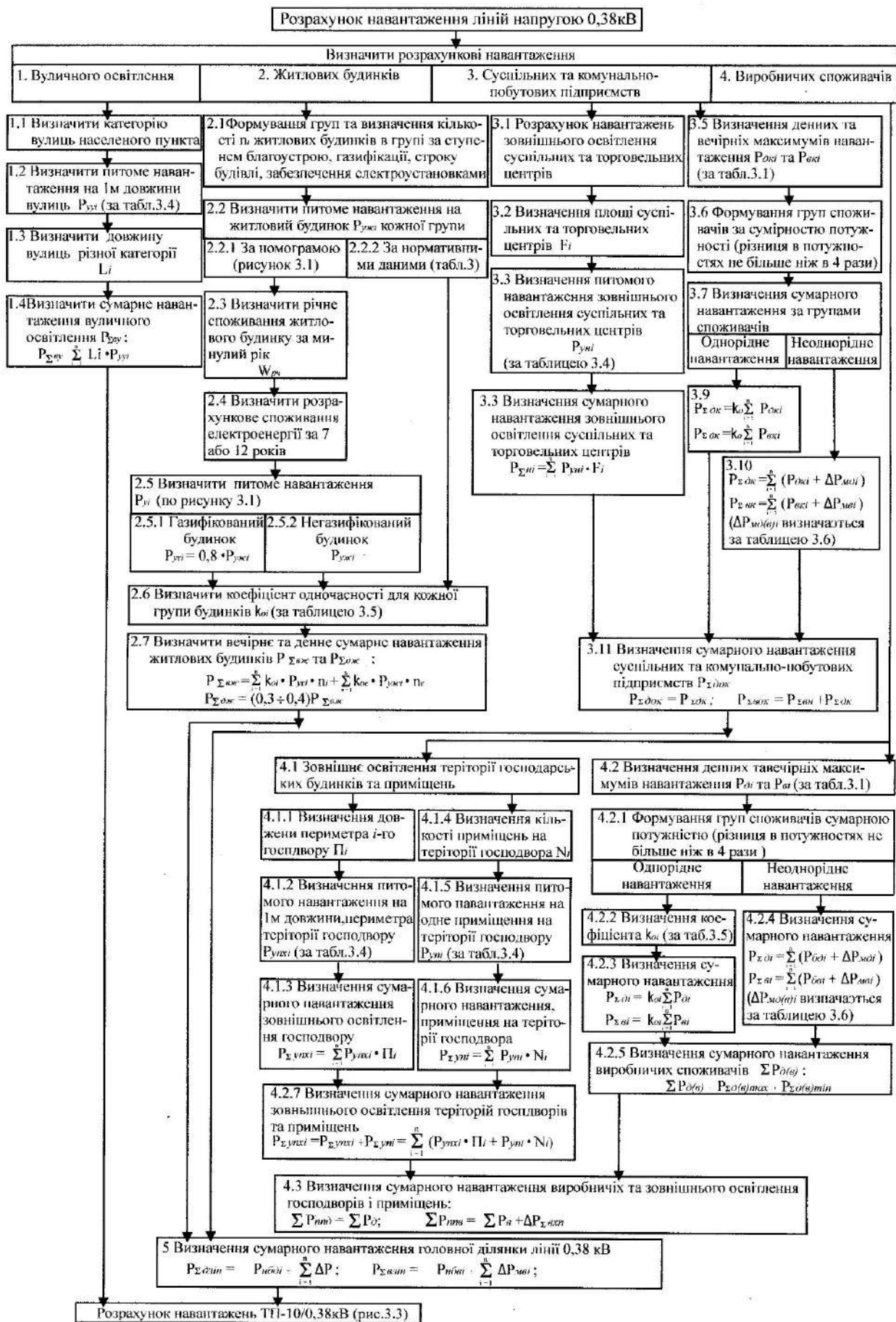


Рисунок 3.2 – Алгоритм розрахунку навантажень ПЛ-0,38 кВ

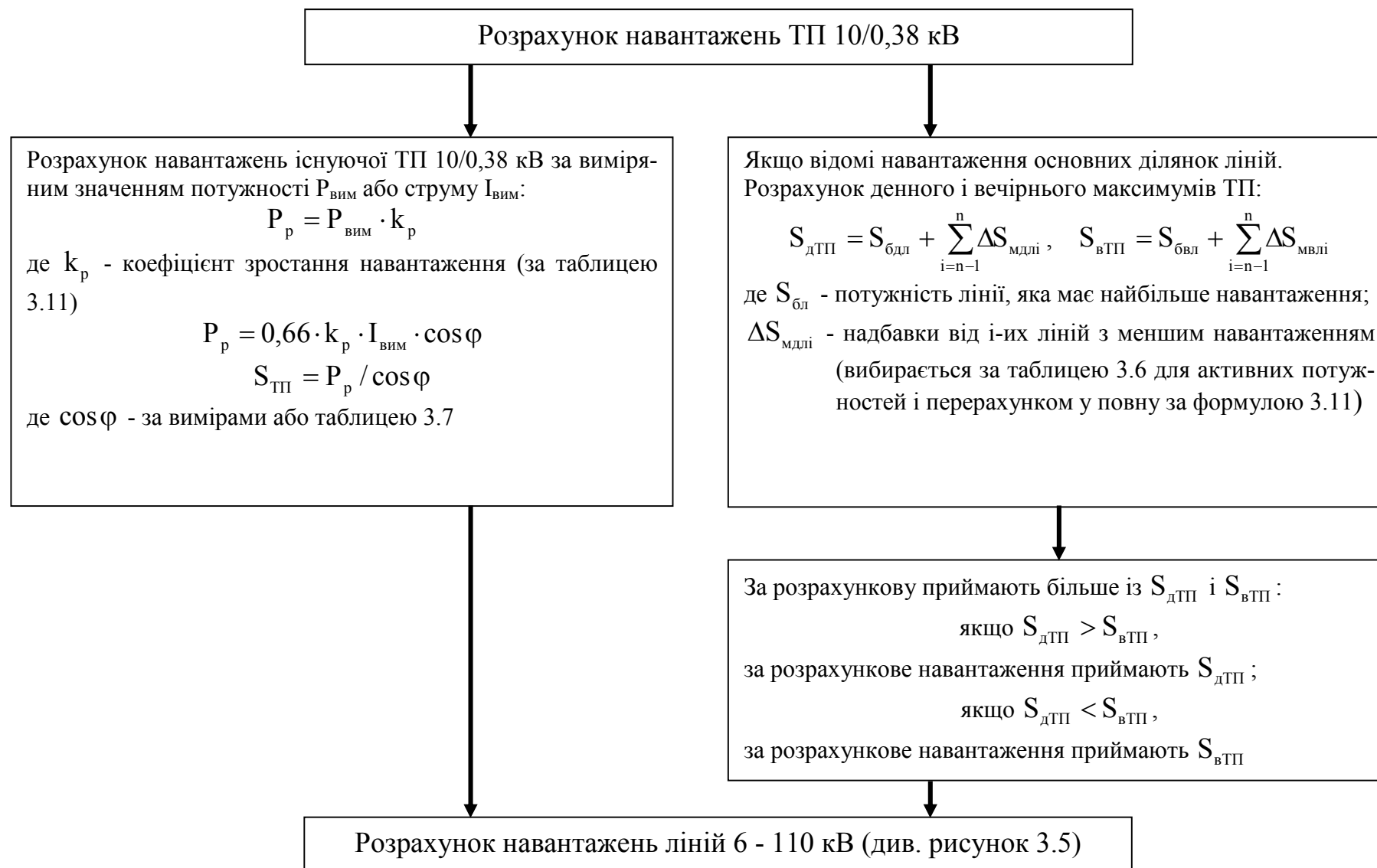


Рисунок 3.3 - Алгоритм розрахунку навантажень ТП 10/0,38 кВ

Таблиця 3.11 – Коефіцієнт росту навантажень для існуючих ТП 10/0,4 кВ

Видспоживача	Розрахунковий рік			
	5	7	10	12
Комунально-побутові	1,2	1,3	1,3	2,0
Виробничі	1,3	1,4	2,1	2,4
Змішані та інші несільськогосподарські	1,3	1,4	2,0	2,2

3.2.2 Розрахунок навантажень ліній напругою 6 – 110 кВ та трансформаторних підстанцій 110 – 35/6 – 10 кВ

Лінії напругою 6 – 110 кВ. Розрахункові навантаження на ділянках розподільних ліній 6 – 35 кВ визначаються шляхом підсумовування розрахункових навантажень (денних та вечірніх окремо) на вводах до споживачів ТП – 6 – 35/0,4 кВ з урахуванням коефіцієнта одночасності, зважаючи на їх сумірність та однорідність (навантаження цих ТП, як правило, змішані).

$$P_{\Sigma d} = k_0 \sum P_{dTPi}; \quad (3.17)$$

$$P_{\Sigma e} = k_0 \sum P_{eTPi}; \quad (3.18)$$

де P_{dTPi} , P_{eTPi} - відповідно максимуми денного та вечірнього навантаження і-ої споживчої підстанції, кВт;

k_0 - коефіцієнт одночасності навантаження (вибирається за таблицею 3.12)

Таблиця 3.12 – Коефіцієнти одночасності навантаження для підсумовування навантажень у мережах 6-35 кВ, які живлять ТП 6-35/0,4 кВ.

Кількість ТП	1	2	3	5	10	20	25 і більше
Коефіцієнт одночасності k_0	1,0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Розрахункові навантаження живильних ліній 35 та 110 кВ визначаються підсумовуванням розрахункових навантажень підстанцій 35/10 кВ за формулами (3.17 та 3.18) з такими коефіцієнтами одночасності:

- для двох РТП 35/6 – 10 кВ - $k_0=0,97$;
- для трьох - $k_0=0,95$;
- для чотирьох і більше - $k_0=0,9$.

Коефіцієнти потужності на шинах низької напруги 35-110/6-35 кВ можна визначати в залежності від співвідношення денного максимуму S_d до вечірнього за таблицею 3.12 а.

Таблиця 3.12 а – Коефіцієнти потужності на шинах низької напруги РТП-35-110/6-35 кВ

S_d / S_v	$\cos\varphi_d$	$\cos\varphi_v$	S_d / S_v	$\cos\varphi_d$	$\cos\varphi_v$
0,25...0,35	0,92	0,95	0,86...1,15	0,78	0,87
0,36...0,6	0,88	0,93	1,16...1,4	0,76	0,82
0,61...0,85	0,83	0,91	1,41 и більше	0,73	0,76

Якщо навантаження окремих підстанцій відрізняються за значенням більше, ніж у 4 рази, їх підсумовують на ділянках мережі 6-35 кВ за формулами (3.9 та 3.10), але надбавки беруть із таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 – Надбавки для підсумовування навантажень в лініях 6-35 кВ (кВт)

P_m	$\Delta P_{мб}$	P_m	$\Delta P_{мб}$	P_m	$\Delta P_{мб}$	P_m	$\Delta P_{мб}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	+0,6	80	+59,5	280	+220	580	+465
2	+1,2	90	+67,0	300	+235	600	+483
3	+2,5	100	+74,5	320	+251	650	+525
6	+3,7	110	+82	340	+267	700	+570
8	+5,0	120	+90	360	+283	750	+610
10	+6,3	130	+98	380	+299	800	+650
15	+9,7	140	+106	400	+315	850	+695
20	+13,0	150	+115	420	+332	900	+740
25	+16,5	160	+123	440	+348	950	+785
30	+20,4	170	+131	460	+365	1000	+830
35	+24,4	180	+139	480	+382	1100	+918
40	+28,4	190	+147	500	+400	1200	+1005
45	+32,4	200	+155	520	+416	1300	+1093
50	+36,5	220	+170	540	+432	1400	+1182
60	+48,0	240	+186	560	+448	1500	+1270
70	+52,0	260	+204				

Якщо в зоні електропостачання є сезонні споживачі, то розрахунок навантаження визначають з урахуванням коефіцієнта сезонності k_c (див. таблицю 3.14)

$$P_{\Sigma d(e)} = \sum_{i=1}^n k_{oi} \cdot k_{ci} \cdot P_{d(e)i} \quad (3.19)$$

Таблиця 3.14 – Коефіцієнти сезонності сільськогосподарських споживачів.

Споживачі	Коефіцієнти сезонності для			
	зими	весни	літа	осені
Звичайні	1	0,8	0,7	0,9
Зрошення	0,0...0,1	0,3...0,5	1	0,2...0,5
Парники та теплиці з електронагріванням	0,3	1	0	0
Осінньо-літні споживачі	0,2	0	1	1

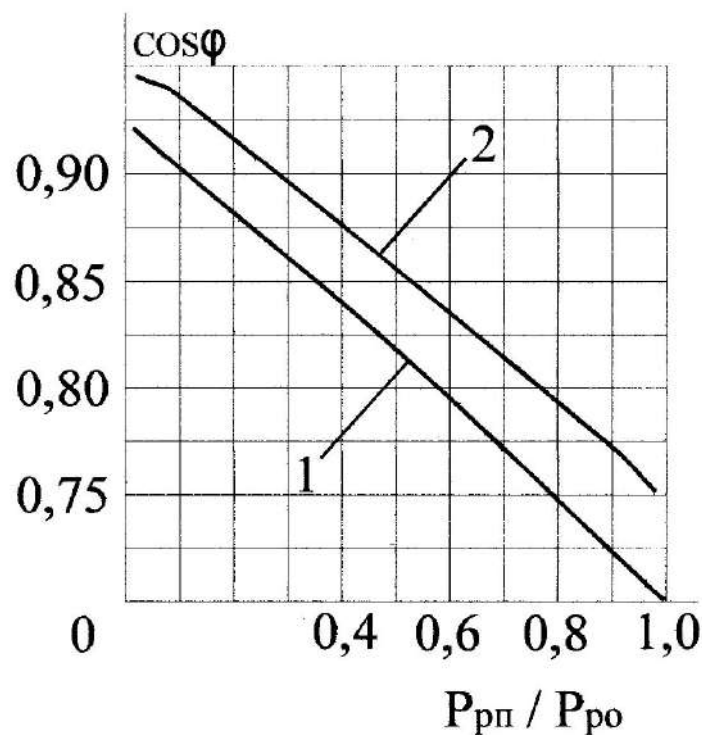
Треба також мати на увазі, що якщо навесні сумарне розрахункове навантаження становить більше 20% потужності решти споживачів, влітку – більше 30%, восени – більше 40%, то навантаження розраховують не тільки для найбільше завантаженого, але й для інших сезонів.

Трансформаторні підстанції напругою 35-110/6-35 кВ. Розрахункові потужності РТП 35-110/6-35 кВ визначають шляхом підсумовування розрахункових навантажень головних ділянок відхідних ліній 6-35 кВ таким же чином, як при визначенні розрахункової потужності ТП 6-35/0,4 кВ за формулами (3.12 – 3.14).

Коефіцієнти потужності навантажень на ділянках мережі 6-110 кВ визначають у залежності від відношення розрахункового навантаження виробничих споживачів P_{pn} до загального розрахункового навантаження P_{po} відповідно для денного та вечірнього максимумів по залежностях, представлених на рисунку 3.4, де:

$$P_{po} = P_{pn} + P_{kb}, \quad (3.20)$$

де P_{kb} – розрахункове навантаження комунально-побутових споживачів, кВт.



1 – в денний максимум; 2 – в вечірній максимум

Рисунок 3.4 – Залежність коефіцієнту потужності від частки виробничого навантаження

Значення P_{pn} та P_{kb} одержують за результатами розрахунків навантажень ТП 10/0,38 кВ та РТП 110-35/35-6 кВ (РТП 110-35/10 кВ).

Алгоритм розрахунку електричних мереж 6-110 кВ та РТП 110-35/35-6 кВ наведено на рисунку 3.5.

Розрахунок навантажень ліній 6 - 10 кВ

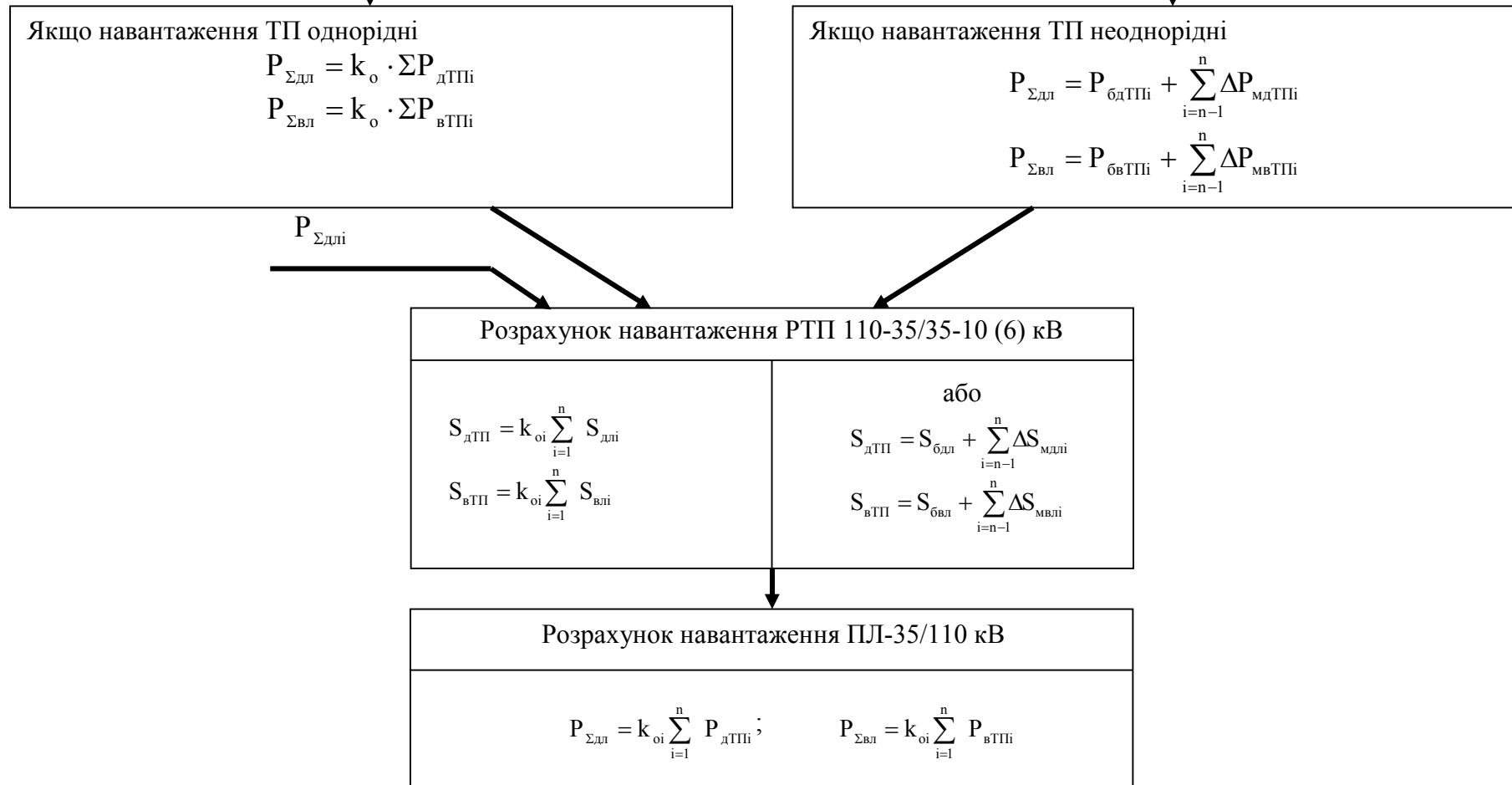


Рисунок 3.5 - Алгоритм розрахунку навантажень ліній 6 - 110 кВ і РТП 35/10-6 кВ

3.3 Методи розрахунку електричних навантажень промислових навантажень підприємств

Для розрахунку електричних навантажень промислових підприємств використовують емпіричні і аналітичні методи. Вибір того чи іншого методу залежить від мети розрахунку і можливостей отримання вихідної інформації.

Розглянемо групу емпіричних методів, які у більшості випадків використовуються для орієнтовних розрахунків [3.6].

3.3.1 Метод коефіцієнту попиту

Коефіцієнт попиту K_n характеризує ступінь використання номінальної потужності P_n електроприймачів. Розрахункове навантаження для групи однорідних за режимом роботи приймачів визначається із наступних виразів:

$$P_p = K_n \cdot P_n, Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (3.21)$$

Коефіцієнт попиту для різних за характером виробництв визначається із довідників.

3.3.2 Метод питомих втрат електроенергії

Даний метод можна застосовувати для приймачів електроенергії, що мають незмінні або малозмінні графіки електричних навантажень. Розрахункове навантаження приймається рівним середньому значенню за найбільше завантажену зміну:

$$P_p = P_c = \frac{M \cdot W_{\text{num}}}{T}, \quad (3.22)$$

де M - кількість продукції, що випускається за час T ;

W_{num} - питомі витрати електроенергії на одиницю продукції, що випускається.

3.3.3 Метод питомої щільності навантаження

Метод може застосовуватись для ділянок, які характеризуються великою кількістю приймачів малої потужності, рівномірно розподілених на виробничій площі, наприклад, цеху.

$$P_p = P_0 \cdot F, \quad (3.23)$$

де F - площа, на якій розміщуються споживачі групи, м^2 ;

P_0 - питома розрахункова потужність на 1 м^2 виробничої площі, кВт/м^2 .

3.3.4 Метод упорядкованих діаграм

Розрахункове активне електричне навантаження приймачів на всіх рівнях розподільних мереж і мереж живлення визначають на основі середньої потужності і коефіцієнта розрахункової потужності K_p :

$$P_p = K_p K_n \sum_1^n P_{ni} \quad (3.24)$$

де K_n - коефіцієнт використання активної потужності електроприймача.

Коефіцієнт розрахункової потужності K_p визначається за таблицями залежностей $K_p = f(n_E, K_n)$, де n_E - ефективне число електроприймачів визначається із:

$$n_E = \frac{(\sum P_{ni})^2}{\sum P_{ni}}$$

Постійна часу нагрівання T_o приймається різною в залежності від місця розрахункового вузла в мережі:

- $T_o=10 \text{ хв}$ для мереж напругою до 1 кВ;
- $T_o=30 \text{ хв}$ для кабелів 6 - 10 кВ;
- $T_o=150 \text{ хв}$ для магістральних шинопроводів і цехових трансформаторів.

Розрахункове навантаження на шинах 6 – 10 кВ ЦП і РП визначається з урахуванням коефіцієнта різночасності $K_{різн}$:

$$P_{p(ЦП)} = K_{різн} \cdot \sum_1^n P_{pi} ; Q_{p(ЦП)} = K_{різн} \cdot \sum_1^n Q_{pi} \quad (3.25)$$

$K_{різн}$ змінюється в залежності від і числа приєднань у діапазоні 0,8 ... 1,0.

3.4 Імовірісно-статистичні методи аналізу і розрахунку електричних навантажень

Електричні навантаження групи споживачів у будь-якій точці мережі носять імовірнісний характер, так як формуються вони в результаті сумування випадкових величин окремих споживачів.

Численними експериментальними дослідженнями доведено, що сумарне навантаження вже 5 – 6 електроприймачів розподіляється вже за нормальним законом розподілу із щільністю розподілу випадкової величини X [3.6]:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.26)$$

Відомо, що нормальний закон розподілу визначається двома числовими характеристиками:

- математичним очікуванням m_x або середнім навантаженням P_c

$$m_x = M[X] = P_c = \frac{1}{n} \cdot \sum_1^n P_i, \text{ кВт} \quad (3.27)$$

- дисперсією D_x або середньоквадратичним відхиленням σ

$$\begin{cases} D_x = \frac{1}{n} \cdot \sum_1^n (P_i - P_c)^2, \text{ кВт} \\ \sigma = \sqrt{D_x} = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_1^n (P_i - P_c)^2}, \text{ кВт} \end{cases} \quad (3.28)$$

Знаючи ці характеристики, можна визначити імовірність появи тих чи інших максимальних навантажень P_m

$$P_m = P_c + t \cdot \sigma = P_c \cdot (1 + t \cdot \gamma), \text{кВт} \quad (3.29)$$

де t - нормоване відхилення або стандарт;

γ - коефіцієнт варіації навантаження, $\gamma = \frac{\sigma}{P_c}$ визначає ступінь розкидання випадкових величин відносно середнього значення.

На рисунку 3.6 показана імовірність попадання випадкової величини навантаження в інтервали шириною, рівною σ . Це означає, що для нормально розподіленої випадкової величини всі розсіювання (з похибкою до долі відсотка) вкладаються на ділянці $m_x \pm 3\sigma$.

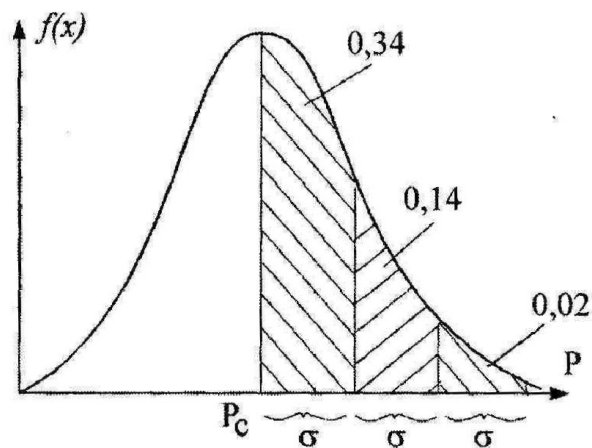


Рисунок 3.6 – Імовірність попадання випадкової величини електричного навантаження в інтервали

У таблиці 3.15 наведені імовірності того, що максимума навантажень перевищать їх значення за стандартною величиною t , а також число днів у році, коли навантаження перевищать розрахункові навантаження у нормальному режимі. Із даних таблиці 3.15 видно, що при нормуванні розрахункових навантажень у різних системах електропостачання можна обмежитись величиною t , рівною 1,65 ... 2,5.

Таблиця 3.15 – Пояснення до вибору величини t

Стандарт, t	Імовірність перевищення	Число днів у році, коли навантаження перевищує розрахункове значення	
		180 днів	360 днів
0	0,5	90	180
+0,5	0,31	56	112
+1,0	0,16	29	58
+1,5	0,065	11	22
+1,65	0,05	9	18
+2,0	0,025	4,5	9
+2,5	0,005	0,9	1,8
+3,0	0,001	0,18	0,36

3.5 Вибір місця розташування підстанцій кількості й потужності трансформаторів

3.5.1 Визначення та вибір місця розташування підстанцій.

Проектування систем електропостачання сільськогосподарського району, населеного пункту, підприємства передбачає раціональне розташування на цих територіях як споживчих (ТП), так і районних (РТП) трансформаторних підстанцій. Одна з умов раціонального розташування підстанцій вимагає, щоб вони знаходилися поблизу центру їх електричних навантажень, що скорочує протяжність, а отже, вартість і витрати в живильних та розподільчих мережах. При проектуванні електропостачання місце розташування підстанції може бути визначено за допомогою метода координат. Цей спосіб використовує, у своїй основі, положення про центр тяжіння фігури. Проводячи аналогію між масами та електричними навантаженнями координати центру тяжіння знаходяться за виразом:

$$X_p = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p.i} x_i}{\sum_{i=1}^n P_{p.i}}; \quad Y_p = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p.i} y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p.i}}, \quad (3.30)$$

де X_p, Y_p - координати розрахункового центру навантажень, см;

$P_{p.i}$ - максимальні (розрахункові) денні (вечірні) навантаження i -го споживача, кВт;

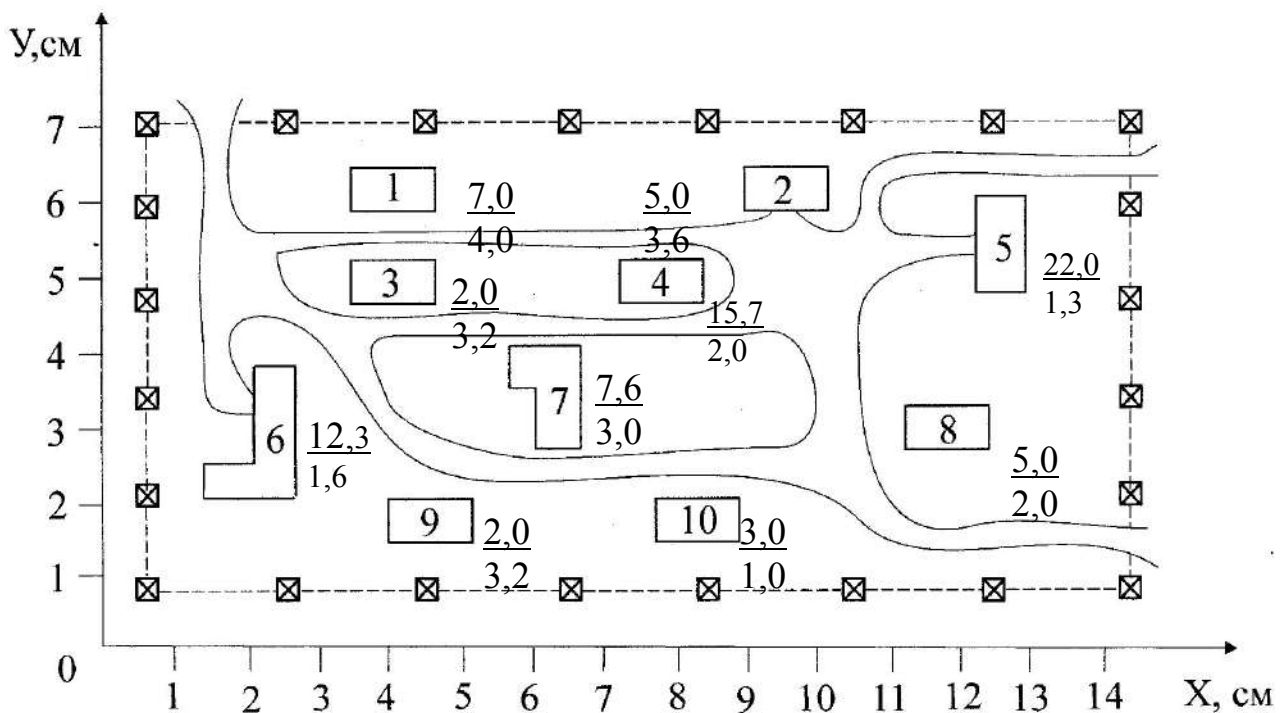
x_i, y_i - відстань на картограмі від координатних осей (x та y) до i -го споживача, см.

Розрахунок центру навантажень ведеться лише по одному максимуму навантаження споживачів (денному чи вечірньому).

Для визначення місця розташування ТП будують картограму (рисунок 3.7), яка являє собою генплан підприємства, населеного пункту, місцевості за нанесеними на ній місцями розташування споживачів із зазначенням навантажень.

Початок координат та координатні осі вибирають довільно. Якщо центр навантажень попадає в місце, несприятливе для будівництва та експлуатації, то його необхідно перемістити в найближче від центру навантажень координати і вибрати місце, що задовольняє вимогам норм технологічного проектування. Якщо передбачена реконструкція електропостачання сільськогосподарського об'єкту, то конфігурація розподільчих мереж та місце розташування підстанцій вже відомі. Тому будівництво нових ліній чи розукрупнення старих вирішується шляхом підключення їх до вже існуючих підстанцій.

Алгоритм визначення та вибору місця розташування підстанцій представлений на рисунку 3.8.



1-10 – номери споживачів електричного навантаження; у чисельнику – денний, а в знаменнику – вечірній максимуми, кВт

Рисунок 3.7 – Картограма об'єкту електропостачання для розрахунку центру навантажень і визначення місця розташування ТП

3.5.2 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів

Кількість трансформаторів знижуючих підстанцій вибирають з урахуванням вимог щодо забезпечення необхідного ступеня надійності електропостачання споживачів, викладених в п. 23, 24, 27, 30-35 п.п. 2.3.3.4 розділу 2 ПУЕ. На підстанціях сільськогосподарського призначення, як правило, встановлюють не більше двох трансформаторів.

Вибір установленної потужності трансформаторів одно- та двотрансформаторних підстанцій проводиться за умовами їх роботи в нормальному режимі по економічних інтервалах навантаження, виходячи з умови:

$$S_{ек.мин} \leq \frac{S_p}{n} \leq S_{ек.мах}, \quad (3.31)$$

де $S_{ек.мин}$, $S_{ек.мах}$ - відповідно мінімальна та максимальна межі економічного інтервалу навантаження трансформатора, прийнятої номінальної потужності (таблиці 3.17, 3.18).

S_p - розрахункове навантаження підстанції, кВА;

n – кількість трансформаторів проектованої підстанції

Прийняті номінальні потужності трансформаторів перевіряють за умовами їх роботи в нормальному режимі експлуатації – по допустимих систематичних навантаженнях та післяаварійному режимі – по допустимих аварійних перевантаженнях.

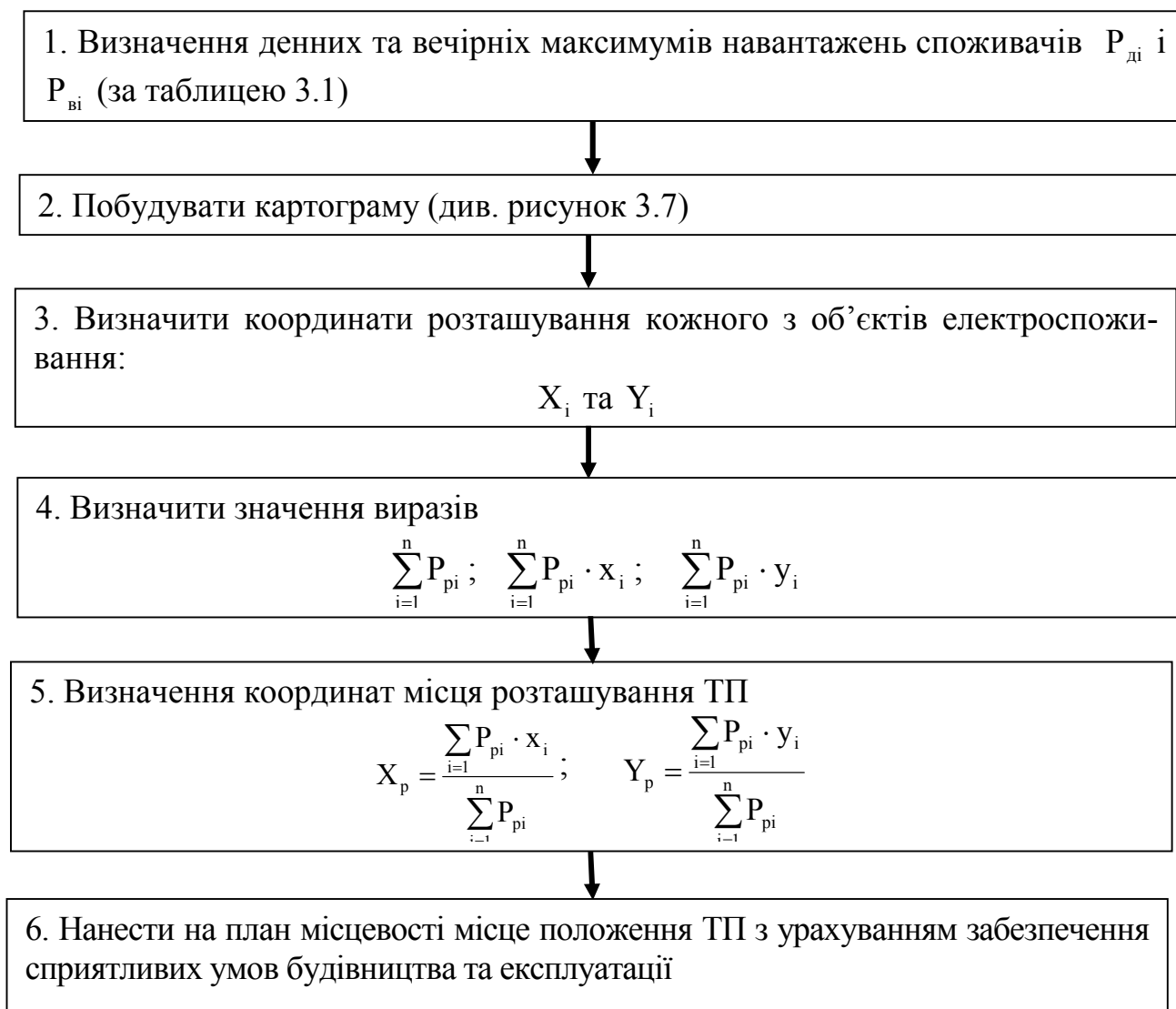


Рисунок 3.8 - Алгоритм визначення та вибору місця положення ТП

Основні характеристики графіків навантажень трансформаторних підстанцій сільськогосподарського призначення наведені в таблиці 3.16.

Таблиця 3.16 - Основні характеристики графіків навантаження підстанцій 110-35/10 кВ та 6-10/0,4 кВ сільськогосподарського призначення.

Шифр виду навантаження	Назва виду навантаження
1	2
	Підстанція 110-35/10 кВ
2.1	З переважаючим (більше 50%) навантаженням сільськогосподарських споживачів
2.2	З переважаючим (більше 50%) навантаженням тваринницьких комплексів та птахофабрик
2.3	З переважаючим (більше 50%) навантаженням промислових споживачів

продовження таблиці 3.16

1	2
2.4	З переважаючим (більше 50%) навантаженням парників та теплиць з електрообігрівом
2.5	З переважаючим (більше 50%) навантаженням зрошення
2.6	З переважаючим (більше 50%) навантаженням сільськогосподарських споживачів з використанням електроенергії для теплових потреб в години нічного провалу навантаження
	Підстанція 10/0,4 кВ
3.1	Виробничі споживачі
3.2	Комунально-побутові споживачі
3.3	Сільські житлові будинки, групи сільських житлових будинків (як правило одноповерхові забудови)
3.7	Зі змішаним навантаженням з перевагою (більше 60%) виробничих споживачів

Таблиця 3.17 – Економічні інтервали навантаження трансформаторів ТП 10/0,4 кВ

Вид навантаження	Номінальна потужність трансформатора, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
Виробничі	До 45	46-85	86-125	126-160	161-320	321-355	356-620	621-630
Комунально-побутові	До 45	46-75	76-120	121-150	151-315	316-345	346-630	631-840
Змішані	До 50	51-85	86-115	116-150	151-295	296-330	331-565	566-755

Таблиця 3.18 – Економічні інтервали навантаження трансформаторів підстанцій 35/10 кВ

Шифр навантаження	Номінальна потужність трансформатора, кВА					
	1000	1600	2500	4000	6300	10000
2.1	До 1100	1101-2300	2301-2960	2961-4180	4181-7840	7841-12690
2.2	До 1060	1061-2180	2181-2790	2791-3970	3971-7430	7431-12020
2.3	До 1020	1021-2110	2111-2710	2711-3840	3841-7200	7201-11650
2.4	До 1190	1191-2470	2471-3180	3181-4480	4481-8410	8411-13630
2.5	До 970	971-2030	2031-2610	2611-3750	3751-7090	7091-11550
2.6	До 1070	1071-2210	2211-2830	2831-4020	4021-7520	7521-12180

Для нормального режиму експлуатації підстанції номінальні потужності трансформаторів перевіряються, виходячи з умов:

$$\frac{S_p}{n \cdot S_n} \leq k_c, \quad (3.32)$$

де k_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора (визначається за таблицею 3.19) в залежності від виду навантаження підстанції та номінальної потужності трансформатора для наведених у таблиці значень середньодобових температур розрахункового сезону та номінальних потужностей трансформаторів.

Середньодобова температура повітря розрахункового сезону навантаження підстанції t_{θ} визначається для району установки трансформатора (береться за даними гідрометеослужби). Для значень середньодобової температури повітря розрахункового сезону $t_{\theta m}$, відмінних від t_{θ} , прийнятих у таблиці 3.19 значення коефіцієнтів допустимих систематичних навантажень трансформаторів перераховуються за формулою:

$$k_c = k_{cm} - a(t_B - t_{BT}), \quad (3.33)$$

де a – розрахунковий температурний градієнт, 1°C ; наведені в таблиці 3.19;

k_{cm} – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження, що відповідає середньодобовій температурі розрахункового сезону.

При установці проектованої підстанції в кліматичній зоні зі середньодобовою температурою зимового сезону меншою за мінус 15°C та зимовим розрахунковим максимумом навантаження коефіцієнти допустимого навантаження визначаються для середньодобової температури, що дорівнює мінус 15°C .

Таблиця 3.19 – Коефіцієнти допустимих систематичних навантажень та аварійних перевантажень трансформаторних підстанцій.

Шифр навантаження	Номінальна потужність трансформатора, кВА	Розрахунковий сезон та розрахункова температура розрахункового сезону	Коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора k_{cm}	Температурний градієнт $a \cdot 10^{-2}$	Коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформатора k_{av}	Температурний градієнт $a \cdot 10^{-2}$
1	2	3	4	5	6	7
Підстанція 110-35/10 кВ						
2.1	до 2500 4000 і вище	зимовий -10	1,57 1,50	0,89	1,68 1,64	0,73
2.2	до 2500 4000 і вище	зимовий -10	1,41 1,32	0,83	1,56 1,53	0,63

Продовження таблиці 3.19

1	2	3	4	5	6	7
2.3	до 2500 4000 і вище	зимовий -10	1,53 1,47	0,85	1,60 1,55	0,65
2.4	до 2500 4000 і вище	весняний +5	1,50 1,45	1,22	1,57 1,53	0,94
2.5	до 2500 4000 і вище	літній +20	1,33 1,25	1,18	1,42 1,37	0,98
2.6	до 2500 4000 і вище	зимовий -10	1,55 1,47	0,63	1,65 1,57	0,67
Підстанції 10/0,4 кВ						
3.1	до 63 100 і ви- ще	зимовий -10	1,65 1,59	0,92	1,75 1,73	0,77
3.2	до 63 100 і ви- ще	зимовий -10	1,68 1,65	0,90	1,80 1,78	0,78
3.3	до 63 100 і ви- ще	зимовий -10	1,70 1,68	0,98	1,84 1,83	0,81
3.7	до 63 100 і ви- ще	зимовий -10	1,58 1,77	1,00	1,73 1,65	0,73

Середньодобові температури повітря для окремих міст, °С

	Зимова	Літня
Донецьк	-5,6	+20,4
Запоріжжя	-4,0	+21,6
Одеса	-1,8	+21,3
Сімферополь	0,0	+29,8

Номінальні потужності двотрансформаторних ТП, крім того, перевіряють за умовами роботи в післяаварійному режимі за методикою [3.1]

При відсутності можливості резервування або відключення в післяаварійному режимі частини навантаження підстанції, вибір установленної потужності двотрансформаторних підстанцій робиться по післяаварійному режиму із умови відключення одного із трансформаторів та забезпечення другим усього навантаження підстанції.

$$\frac{S_p}{S_n} \leq k_a, \quad (3.34)$$

де k_a - коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформатора, визначається за аналогією з коефіцієнтом допустимого систематичного навантаження;

$$k_a = k_{ae} - a(t_B - t_{BT}) \quad (3.35)$$

При наявності можливості резервування частини навантаження підстанції в післяаварійному режимі прийняті номінальні потужності трансформаторів одно- та двотрансформаторних підстанцій перевіряються за умовами їх роботи у двох після аварійних режимах експлуатації: перший режим - відключення одного з трансформаторів на проектованій двотрансформаторній підстанції; другий – відключення однієї з сусідніх підстанцій, пов'язаної з проектованою резервними перемичками.

$$\frac{S_{авр1}}{S_n} \leq k_a; \quad S_{авр1} = S_p - S_{рез1}; \quad (3.36)$$

$$\frac{S_{авр2}}{n \cdot S_n} \leq k_a; \quad S_{авр2} = S_p + S_{рез2}, \quad (3.37)$$

де $S_{авр1}$, $S_{авр2}$ - аварійні розрахункові навантаження відповідно для першого та другого післяаварійних режимів, що розглядаються, кВА;

$S_{рез1}$ - резервоване в розрахунковому році навантаження проекрованої двотрансформаторної підстанції при відключенні одного із трансформаторів, кВА;

$S_{рез2}$ - навантаження, що резервується в розрахунковому році трансформаторами проекрованої підстанції при відключенні на одній із споживчих підстанцій, кВА.

Навантаження нормального та післяаварійного режимів роботи трансформаторів повинні бути обмежені допустимими значеннями, наведеними в таблицях 3.17 та 3.18.

У разі необхідності робиться перевірка установленної потужності трансформаторів за умовами плавки ожеледиці та контроль можливості захисту асинхронних двигунів.

Алгоритм вибору кількості та потужності силових трансформаторів наведено на рисунку 3.9.



Рисунок 3.9 - Алгоритм вибору числа та потужності силових трансформаторів

3.6 Приклади розрахунку електричних навантажень

Приклад 3.1 – Визначити електричні навантаження ліній 0,38/ 0,22 та 10 кВ, а також розрахункову потужність на шинах 0,38 і 10 кВ споживчих підстанцій 10/ 0,4 кВ і районної трансформаторної підстанції РТП-35/10 кВ згідно плану розвитку електричних мереж, який розглянуто в прикладі 2.1 (глава 2). До розгляду прийняті лінії 0,38/0,22 кВ населеного пункту Д (рисунок 3.10), а також розподільчі мережі 10 кВ, які живлять II зону (рисунок 3.11) від проектованої районної підстанції РТП₀₂-35/10 кВ (рисунок 2.13а). Навантаження на вводі споживачів та координати їх розташування на плані місцевості наведено в таблиці 3.20. Додаткові характеристики споживачів наведено в таблиці 3.21.

Таблиця 3.20 – Характеристика споживачів

Номер споживача плані	Найменування споживача	Кількість одноквартирних домів	P_{∂} кВт	P_{ϵ} кВт	$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{\epsilon}$	Координати розташування	
							x_i , см	y_i , см
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,90	0,93	1,3	10,2
2	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,90	0,93	3,3	10,2
3	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,90	0,93	5,3	10,2
4	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,90	0,93	7,3	10,2
5	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,90	0,93	9,3	10,2
6	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,90	0,93	2,0	5,8
7	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,90	0,93	4,0	5,8
8	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,90	0,93	6,0	5,8
9	Житлові будинки	2	2,0	6,0	0,90	0,93	6,8	23,6
10	Житлові будинки	2	2,0	6,0	0,90	0,93	9,0	20,1
11	Житлові будинки	2	2,0	6,0	0,90	0,93	11,3	16,1
12	Житлові будинки	2	2,0	6,0	0,90	0,93	10,2	24,5
13	Житлові будинки	2	2,0	6,0	0,90	0,93	11,4	22,6
14	Житлові будинки	2	2,0	6,0	0,90	0,93	13,1	20,3
15	Житлові будинки	2	2,0	6,0	0,90	0,93	14,5	17,7
16	Житлові будинки	2	2,0	6,0	0,90	0,93	16,3	14,4
17	Крамниця	1	2	4	0,90	0,93	20,3	12,5

Продовження таблиці 3.19

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Школа	1	12	5	0,85	0,9	9,2	5,3
19	Котельня	1	15	10	0,85	0,9	9,5	2,2
20	Їдальня	1	12	6	0,85	0,9	22,5	14,4
21	Будинок правління	1	35	25	0,85	0,9	24,5	15,8
22	Парк для авто	1	5	3	0,70	0,75	17,7	18,0
23	Механічна майстерня	1	45	40	0,70	0,75	20,2	18,0
24	Сільська Рада	1	7	3	0,85	0,9	16,4	8,5
25	Свердловина	1	22	22	0,80	0,8	18,4	8,5
26	Тракторна бригада	1	5	3	0,70	0,75	21,3	8,5
27	Склад	1	50	1	0,70	0,75	21,3	4,3
28	Гелятник	1	7	12	0,75	0,85	25,5	22,4
29	гелятник	1	7	12	0,75	0,85	24,5	21,6
30	Зернохосовище	1	14	4	0,70	0,75	26,0	7,6
31	Млин	1	32	1	0,80	0,85	27,3	5,4
$\Sigma P_0=283,8$					$\Sigma P_e=207,4$			

Розрахунки здійснюємо згідно алгоритмів, які представлені на рисунках 3.2; 3.3; 3.5; 3.8. Так як споживча трансформаторна підстанція 10/0,38 кВ є проектною, то для підрахунку навантажень треба: по-перше, визначитися з місцем розташування ТП-10/0,4 кВ, а по-друге, - визначити траси ліній 0,38/0,22 кВ (п. 3.4 алгоритму).

3.6.1 Визначення та вибір місця розташування ТП-10/0,4 кВ (алгоритм рисунку 3.8)

1. Визначення денних та вечірніх максимумів навантажень споживачів P_{di} і P_{ei} . Денні та вечірні максимуми навантажень беремо з таблиці 3.2. Значення навантажень існуючих споживачів наведено в таблиці 3.21.

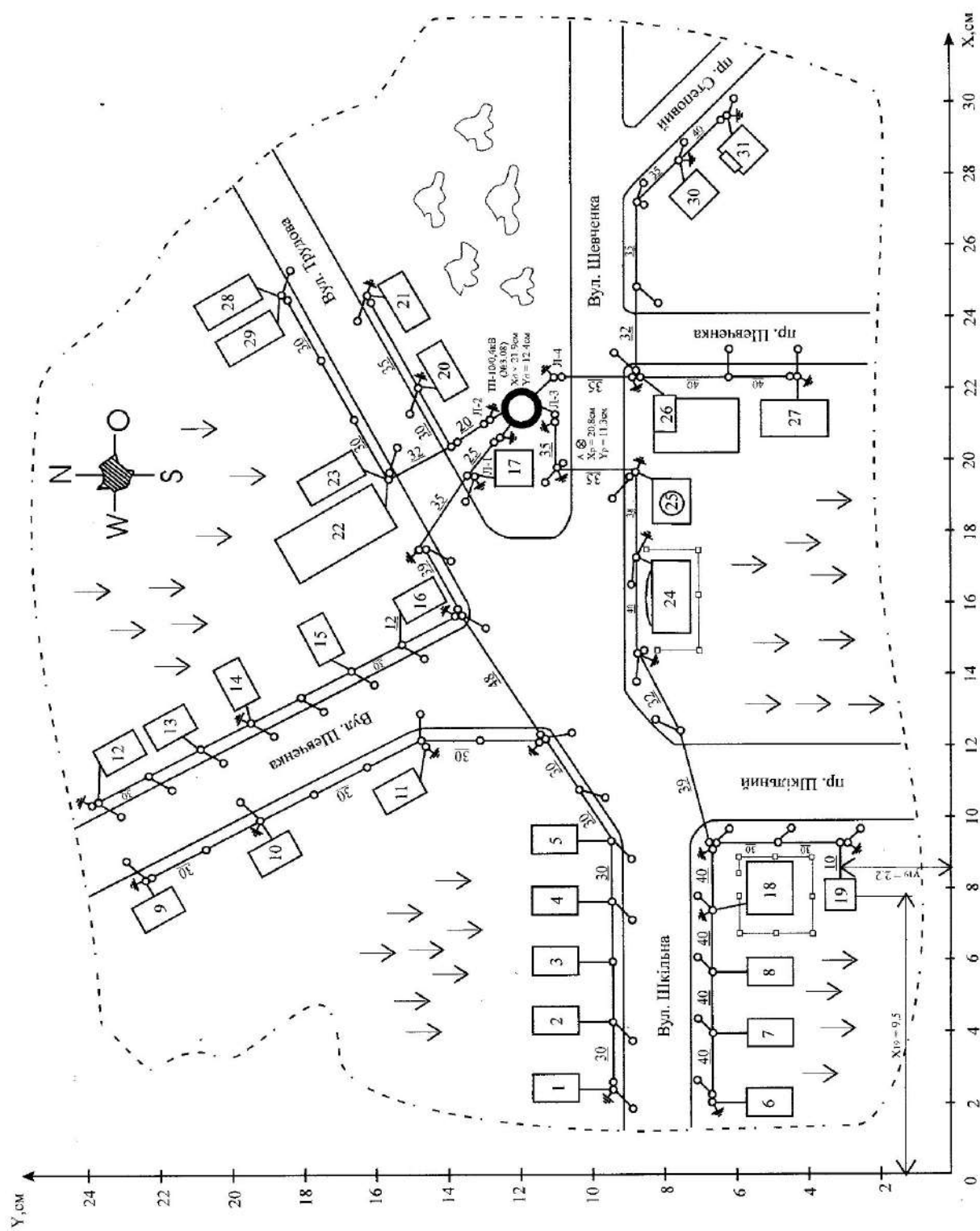


Рисунок 3.11 — План населеного пункту Д з розташуванням мереж 0,38 кВ

Таблиця 3.21 – Додаткова характеристика об'єктів споживання електроенергії

Номера споживачів на плані та їх характеристика	Додаткові відомості			
	Довжина периметру госпдвору P_i , м	Кількість приміщень на території госпдвора N_i , пр	Площа освітлення території громадських і торговельних центрів F_i , m^2	Довжина вулиць (в один кінець) L_i , м
1	2	3	4	5
1-8 Житлові будинки старої за- будови, негазифіковані	-	-	-	-
9-16 Двоквартирні благоустроєні газифіковані будинки	-	-	-	-
17 Крамниця	-	1	50 (5x10)	
18 Школа	400	4	10000 (100x100)	
19 Котельня	50	1		
20 Їдальня	22	1	30 (5x6)	
21 Будинок правління	40	1	100 (10x10)	
22 Парк для автотранспорту	200	6		
23 Механічна майстерня	120	6		
24 Сільська Рада	30	1	50 (10x5)	
25 Свердловина	12	1		
26 Тракторна бригада	300	4		
27 Склад	40	1	75 (15x5)	
28,29 Телятник	200	2		
30 Зерносховище	60	1		

Продовження таблиці 3.21

1	2	3	4	5
31 Млин	40	1		
Вулиці: - центральні з одноповерховою забудовою та шириною більше 20 м: 1) Шевченка				320
- центральні з одноповерховою забудовою шириною більше 20 м та шириною проїжджої частини біля 10 м 1) Трудова 2) Шкільна				290
				210
Інші вулиці без твердого покриття, відсутністю житлових будинків: 1) пр. Шевченка 2) пр. Шкільний 3) пр. Степовий				120
				80
				90

2 Побудова картограми. На плані населеного пункту Д (рисунок 3.11) позначаємо розташування об'єктів на плані місцевості та вісі координат Х та Y.

3 Визначення координат розташування. Виконуємо виміри відстані центру навантаження кожного споживача від вісей координат. Наприклад, до котельні (споживач №19) має наступні координати: $x_{19}=9,5$ см; $y_{19}=2,2$ см (рисунок 3.11). Ці дані заносимо до таблиці 3.20 (графи 8, 9).

4 Визначення значення виразів $\sum_{i=1}^n P_{pi}$; $\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i$; $\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i$. Значення виразу $\sum_{i=1}^n P_{pi}$ для денного і вечірнього максимумів наведено в кінці таблиці 3.20.

Відповідно $\sum_{i=1}^n P_d = 283,8 \text{ кВт}$; $\sum_{i=1}^n P_e = 201,4 \text{ кВт}$. Так як значення

$\sum_{i=1}^n P_d > \sum_{i=1}^n P_e$, то розрахунок останніх виразів здійснюємо для денних максимумів P_d . Тому $\sum_{i=1}^n P_d = 283,8 \text{ кВт}$.

$$\sum_{i=1}^{31} P_{di} \cdot x_i = 0,6 \cdot 1,3 + 0,6 \cdot 3,3 + 0,6 \cdot 5,3 + 0,6 \cdot 7,3 + 0,6 \cdot 9,3 + \\ + 0,6 \cdot 2,0 + 0,6 \cdot 4,0 + 0,6 \cdot 6,0 + 2,0 \cdot 6,8 + 2,0 \cdot 9,0 + 2,0 \cdot 11,3 + \\ + 2,0 \cdot 10,2 + 2,0 \cdot 11,4 + 2,0 \cdot 13,1 + 2,0 \cdot 14,5 + 2,0 \cdot 16,3 + 2,0 \cdot 20,3 + \\ + 12,0 \cdot 9,2 + 15,0 \cdot 9,5 + 12,0 \cdot 22,5 + 35,0 \cdot 24,5 + 5,0 \cdot 17,7 + \\ + 45,0 \cdot 20,2 + 7,0 \cdot 16,4 + 22,0 \cdot 18,4 + 5,0 \cdot 21,3 + 50,0 \cdot 21,3 + \\ + 7,0 \cdot 25,2 + 7,0 \cdot 24,5 + 14,0 \cdot 26,0 + 32,0 \cdot 27,3 = 5905 \text{ кВт} \cdot \text{см}$$

$$\sum_{i=1}^{31} P_{di} \cdot y_i = 0,6 \cdot 10,2 + 0,6 \cdot 10,2 + 0,6 \cdot 10,2 + 0,6 \cdot 10,2 + 0,6 \cdot 10,2 + \\ + 0,6 \cdot 5,8 + 0,6 \cdot 5,8 + 0,6 \cdot 5,8 + 2,0 \cdot 23,6 + 2,0 \cdot 20,1 + 2,0 \cdot 16,1 + \\ + 2,0 \cdot 24,5 + 2,0 \cdot 22,6 + 2,0 \cdot 20,3 + 2,0 \cdot 17,7 + 2,0 \cdot 14,4 + 2,0 \cdot 12,5 + \\ + 12,0 \cdot 5,3 + 15,0 \cdot 2,2 + 12,0 \cdot 14,4 + 35,0 \cdot 15,8 + 5,0 \cdot 18,0 + \\ + 45,0 \cdot 18,0 + 7,0 \cdot 8,5 + 22,0 \cdot 8,5 + 5,0 \cdot 8,5 + 50,0 \cdot 4,3 + \\ + 7,0 \cdot 22,4 + 7,0 \cdot 21,6 + 14,0 \cdot 7,6 + 32,0 \cdot 5,4 = 3198,2 \text{ кВт} \cdot \text{см}$$

5 Визначення координат місця розташування ТП. Координати місця розташування підстанції визначаємо за виразами (3.21):

$$X_p = \frac{5905,5}{283,8} = 20,8 \text{ см}; \quad Y_p = \frac{3198,2}{283,8} = 11,3 \text{ см}$$

Так як на цьому місці (рисунок 3.11, точка А⊗) розташована крамниця (17), а також припадає край дороги, то переносимо місце розташування ТП10/0,4 кВ в точку з координатами $X_n=21,9 \text{ см}$, $Y_n=12,4 \text{ см}$.

6 Нанесення на план місцевості місця розташування ТП-10/0,4 кВ та схеми ліній 0,38/0,22 кВ. На плані населеного пункту Д, згідно розрахунку по пункту 5, позначимо місце розташування ТП, а також з урахуванням вимог положень розділу 2, ПБЕ, ПТЕ та інших нормативних документів визначаються траси ПЛ-0,38/0,22 кВ. Схема розташування електричної мережі 0,38/0,22 кВ надана на рисунку 3.11.

3.6.2 Розрахунок навантажень ліній напругою 0,38/0,22 кВ (алгоритм рисунку 3.2). Для виконання розрахунків для кожної лінії складемо розрахункову схему, на якій позначаємо споживачів, їх денні та вечірні навантаження (P_d і P_e), нумерацію кінців ділянок та їх довжину (рисунок 3.12). Розрахунки виконуємо в слідуючій послідовності.

Лінія 1. Основним навантаженням даної лінії є житлові будинки. Тому розрахунки виконуємо згідно пунктів 2 алгоритму, який наведено на рисунку 3.2.

Згідно вихідним даним (таблиця 3.21), всі житлові будинки сформовані у дві групи:

- 1) житлові будинки старої забудови, негазифіковані (1-8);
- 2) житлові благоустроєні газифіковані двохквартирні одноповерхові буди-

нки (9-16).

Крім того, друга група будинків отримує живлення по двох гілках мережі 0,38 кВ (ділянки 16-8 і 7-2 (рисунок 3.12).

Для житлових двохквартирних благоустроєних газифікованих будинків *питоме навантаження* складає: $P_{у\text{жб}}=4,0 \text{ кВт/б\text{уд}}$ (таблиця 3.3). Тоді, для даного будинку $n_{кв}=2$ та коефіцієнті одночасності $k_o=0,75$ (таблиця 3.5), навантаження *вечірнього максимуму* на будинок буде складати (згідно формулі (3.3):

$$P_{в\text{жб}} = 0,75 \cdot 4,0 \cdot 2 = 6,0 \text{ кВт}$$

Повна потужність навантаження будинку за виразом (3.11) та $\cos \varphi_{в\text{жс}} = 0,93$ (таблиця 3.7):

$$S_{в\text{жб}} = \frac{6,0}{0,93} = 6,5 \text{ кВА}$$

Для житлових будинків першої групи (1-8) *питоме навантаження вечірнього максимуму* дорівнює $P_{в\text{жн}}=1,8 \text{ кВт/б\text{уд}}$ (таблиця 3.3).

Відповідно до виразу (3.4), денний максимум приймаємо рівним $0,35P_{в\text{жн}}$:

$$P_{д\text{жб}} = 0,35 \cdot 6,0 = 2,0 \text{ кВт} ; P_{д\text{жн}} = 0,35 \cdot 1,8 = 0,6 \text{ кВт} ;$$

$$S_{д\text{жб}} = \frac{2,0}{0,93} = 2,2 \text{ кВА} ; S_{д\text{жн}} = \frac{0,6}{0,9} = 0,7 \text{ кВА}$$

Ці результати відображені в таблиці 3.20.

Розрахунок навантаження ділянок починаємо з кінця лінії, тобто з ділянки 15-16.

$$P_{в\text{жс} 15-16} = P_{в\text{жб}} = 6,0 \text{ кВт} ; S_{в\text{жс} 15-16} = S_{в\text{жб}} = 6,5 \text{ кВА}$$

Для ділянки 14-15 навантаження складається вже з потужності двох двохквартирних будинків або чотирьох квартир. Коефіцієнт одночасності для даного випадку ($n_{кв}=4$; $P_{у\text{жс}} > 2 \text{ кВт/б\text{уд}}$) дорівнює $k_o=0,59$ (таблиця 3.5). Тоді:

$$P_{в\text{жс} 14-15} = 0,59 \cdot 4,0 \cdot 4 = 9,4 \text{ кВт} ; S_{в\text{жс} 14-15} = \frac{9,4}{0,93} = 10,1 \text{ кВА}$$

По аналогії на ділянці 8-14 при $n_{кв}=6$; $P_{у\text{жс}} > 2 \text{ кВт/б\text{уд}}$ $k_o=0,51$ (таблиця 3.5):

$$P_{в\text{жс} 8-14} = 0,51 \cdot 4,0 \cdot 6 = 12,2 \text{ кВт} ; S_{в\text{жс} 8-14} = \frac{12,2}{0,93} = 13,1 \text{ кВА}$$

Для гілок 13-8 і 7-2 лінії 1 розрахунки виконуються аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 3.22.

На ділянці 2-8 лінії буде передаватися сумарна потужність навантажень гілок 13-8 та 16-8. При цьому коефіцієнт одночасності береться з урахуванням сумарної кількості будинків двох гілок, тобто $n_{\Sigma б} = n_{13-8} + n_{16-8} = 5 + 6 = 11$; $k_o=0,43$ (таблиця 3.5).

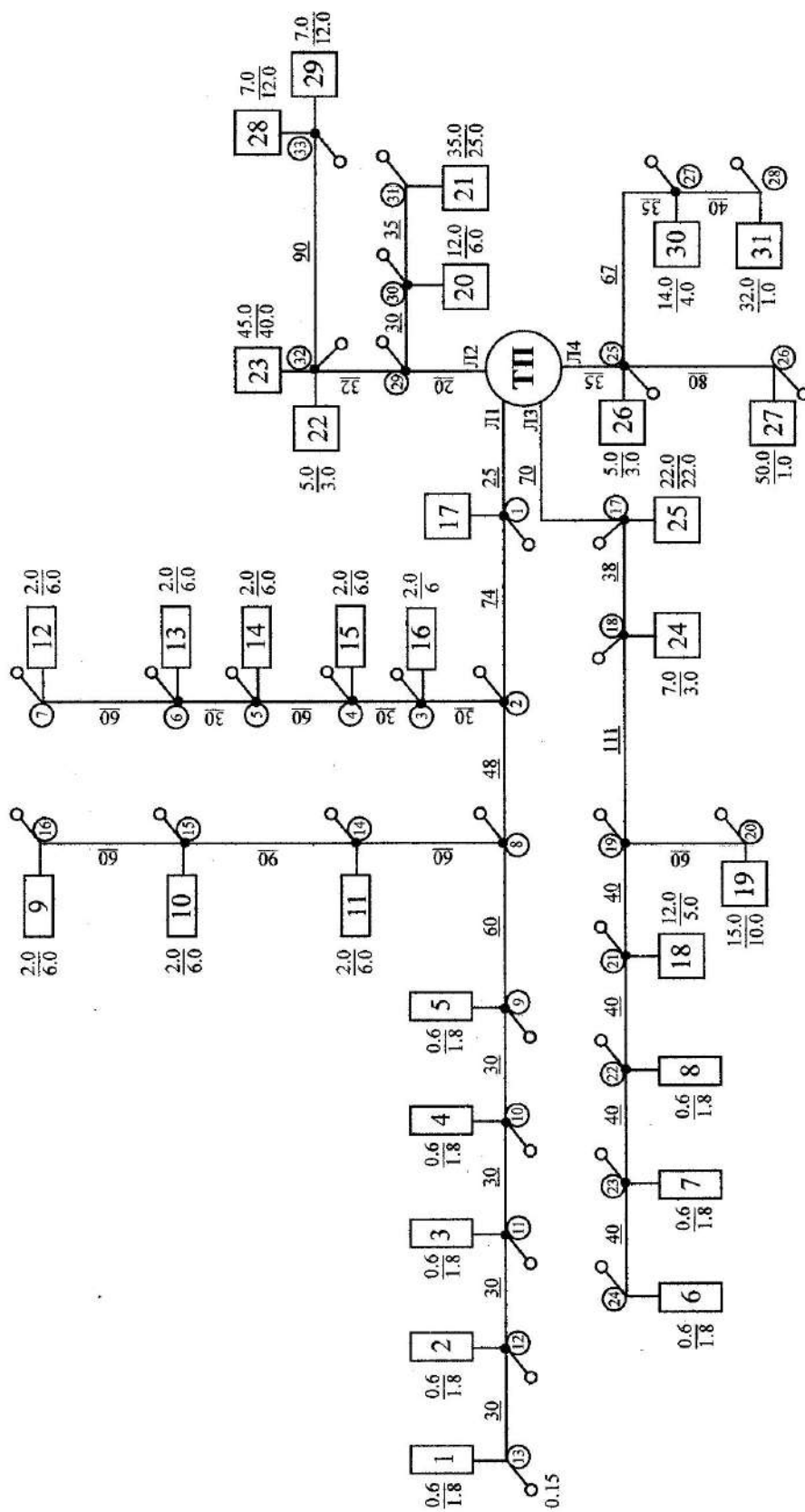


Рисунок 3.12 – Розрахункова схема ПЛІ-0,38/0,22кВ населеного пункту Д

$$P_{вжс\ 2-8} = 0,43 \cdot (1,8 \cdot 5 + 4,0 \cdot 6) = 14,2 \text{ кВт} ; S_{вжс\ 2-8} = \frac{14,2}{0,93} = 15,3 \text{ кВА}$$

По аналогії сумарне навантаження на ділянці 1-2 буде дорівнювати ($n_{\Sigma 6}=21$; $k_o=0,27$):

$$P_{вжс\ 1-2} = 0,27 \cdot (1,8 \cdot 5 + 4,0 \cdot 16) = 19,7 \text{ кВт} ; S_{вжс\ 1-2} = \frac{19,7}{0,93} = 21,2 \text{ кВА}$$

Навантаження на ділянці 1-ТП є неоднорідним. Тому розрахунок навантажень виконуємо методом надбавок за виразами (3.9) і (3.10). Найбільшим навантаженням на цій ділянці є навантаження $P_{вжс\ 1-2}$. Тому:

$$P_{\epsilon 1-ТП} = P_{\epsilon 1-2} + \Delta P_{17}, \quad (3.38)$$

де ΔP_{17} - надбавка від навантаження $P_{17}=4,0 \text{ кВт}$; $\Delta P_{17}=2,4 \text{ кВт}$ (таблиця 3.6).

$$P_{\epsilon 1-ТП} = 19,7 + 2,4 = 22,1 \text{ кВт} ; S_{\epsilon 1-ТП} = \frac{22,1}{0,93} = 23,8 \text{ кВА}$$

Денний максимум. Денне сумарне навантаження на ділянці 1-2 лінії 1, згідно (3.4) дорівнює:

$$P_{\delta 1-2} = 0,35 \cdot P_{вжс\ 1-2} \quad (3.39)$$

$$P_{\delta 1-2} = 0,35 \cdot 19,7 = 6,9 \text{ кВт} ; S_{\delta 1-2} = \frac{6,9}{0,90} = 7,7 \text{ кВА}, \cos \varphi_{\delta} = 0,9 \text{ (таблиця 3.19).}$$

На ділянці 1-ТП $P_{\delta 17}=2,0 \text{ кВт}$ та $P_{\delta 1-2}=6,9 \text{ кВт}$. Тому сумарне навантаження складає:

$$\begin{aligned} P_{\delta 1-ТП} &= P_{\delta 1-2} + \Delta P_{\delta 17} \\ P_{\delta 1-ТП} &= 6,9 + 1,2 = 8,1 \text{ кВт} ; \\ S_{\delta 1-ТП} &= \frac{8,1}{0,90} = 9,0 \text{ кВА} \end{aligned}$$

Крім розрахованих навантажень на лінії 1 існує вуличне освітлення та зовнішнє освітлення крамниці (17).

Вуличне освітлення розраховується згідно з формулою (3.5) та алгоритмом рисунку 3.2.

Згідно характеристик вулиць, наведених в таблиці 3.21, питомі навантаження складають, відповідно:

- для вулиці Шевченка $P_{ууш}=5,0 \text{ кВт/м}$ (таблиця 3.4);
- для вулиць Трудова та Шкільна $P_{уутш}=3,5 \text{ кВт/м}$.

З урахуванням того, що освітлення вулиць виконується двостороннім, сумарне навантаження вуличного освітлення за формулою (3.5) буде складати:

$$P_{\Sigma y 1} = P_{ууш} \cdot 2L_{8-16} + P_{уутш} \cdot L_{8-13} + P_{уутш} \cdot L_{2-ТП}, \quad (3.40)$$

де $L_{2-ТП}$ - довжина ділянки лінії 1, яка проходить (частково) по вулиці Трудовій;

$$L_{2-ТП} = 74 \text{ м (згідно рисунку 3.11)}$$

$$P_{\Sigma_{\text{вул}}} = 5,0 \cdot 2 \cdot 320 + 3,5 \cdot 210 + 3,5 \cdot 74 = 4,1 \text{ кВт}$$

$$S_{\Sigma_{\text{вул}}} = \frac{4,1}{0,93} = 4,4 \text{ кВА}$$

Вважаючи, що довжина прольотів між опорами дорівнює $L_{\text{ср}} \approx 35 \text{ м}$, а також те, що джерела освітлення приймаються однотипними з установкою на кожній опорі, потужність одного джерела буде дорівнювати:

$$P_{\text{удж}} = \frac{P_{\Sigma_{\text{вул}}}}{n_{\text{он}}}, \quad (3.41)$$

де $n_{\text{он}}$ - кількість опор в лінії 1 мережі 0,38 кВ; $n_{\text{он}} = \frac{L_{\Sigma_{\text{вул}}}}{35}$; $n_{\text{он}} = \frac{924}{35} = 26$.

$$P_{\text{удж}} = \frac{4,1 \cdot 10^3}{26} = 157,6 \text{ Вт}$$

Приймаємо потужність одного джерела освітлення $P_{\text{удж}} = 150 \text{ Вт}$. Тоді навантаження вуличного освітлення по ділянкам лінії 1 буде складати ($k_{\text{во}} = 1,0$):

$$P_{\text{вул}15-16} = 0,30 \text{ кВт}; \quad S_{\text{вул}15-16} = \frac{0,30}{0,92} = 0,33 \text{ кВА}$$

$$P_{\text{вул}14-15} = 0,45 \text{ кВт}; \quad S_{\text{вул}14-15} = \frac{0,45}{0,92} = 0,49 \text{ кВА і т. д.}$$

$$P_{\text{вул}2-8} = P_{\text{вул}8-14} + P_{\text{вул}8-9}; \quad P_{\text{вул}2-8} = 0,15 \cdot 8 + 0,15 \cdot 6 = 2,1 \text{ кВт};$$

$$S_{\text{вул}2-8} = \frac{2,1}{0,92} = 2,3 \text{ кВА}$$

На ділянці 1-ТП до вуличного освітлення додається зовнішнє освітлення крамниці (17), площа території якої дорівнює $F_{17} = 50 \text{ м}^2$ (таблиця 3.21), а питоме навантаження $P_{\text{ун}17} = 0,5 \text{ Вт/м}^2$. По виразу (3.5):

$$P_{\text{ун}17} = 0,5 \cdot 50 = 25 \text{ Вт}; \quad S_{\text{ун}17} = \frac{25}{0,92} = 27,2 \text{ ВА}$$

Сумарне навантаження від вуличного освітлення та освітлення території торговельних центрів для лінії 1 складає:

$$P_{\Sigma_{\text{вс}}\text{в}} = P_{\Sigma_{\text{вул}}} + P_{\Sigma_{\text{ун}17}} \quad (3.42)$$

$$P_{\Sigma_{\text{вс}}\text{в}} = 4,1 + 0,25 = 4,35 \text{ кВА};$$

$$S_{\Sigma_{\text{вс}}\text{в}} = \frac{4,35}{0,92} = 4,7 \text{ кВА}$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.21.

Лінія 2. Вечірній максимум. На ділянці 32-33 навантаження є однорідним та сумірним, тому розрахунок виконуємо методом коефіцієнту одночасності. На всіх

інших ділянках навантаження є неоднорідним. На цих ділянках застосовуємо метод надбавок.

$$P_{\epsilon 32-33} = k_o (P_{\epsilon 29} + P_{\epsilon 28}), \quad (3.43)$$

де $k_o = 0,85$ (таблиця 3.5)

$$P_{\epsilon 32-33} = 0,85(12,0 + 12,0) = 20,4 \text{ кВт};$$

$$S_{\epsilon 32-33} = \frac{4,35}{0,92} = 24,0 \text{ кВА}$$

На ділянці 29-32 найбільший вечірній максимум має споживач 23 (механічна майстерня $P_{\epsilon 23}=40,0 \text{ кВт}$). Тому сумарне навантаження буде складатися з суми $P_{\epsilon 23}$ і надбавок від споживачів з меншим навантаженням ($P_{32-33}=20,4 \text{ кВт}$ і $P_{\epsilon 22}=3,0 \text{ кВт}$). Згідно таблиці 3.6: $\Delta P_{\epsilon 32-33}=12,8 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\epsilon 22}=1,8 \text{ кВт}$. Тоді:

$$P_{\epsilon 29-32} = P_{\epsilon 23} + \Delta P_{\epsilon 32-33} + \Delta P_{\epsilon 22} \quad (3.44)$$

$$P_{\epsilon 29-32} = 40,0 + 12,8 + 1,8 = 54,6 \text{ кВт}$$

Аналогічно розраховуємо сумарне навантаження ділянок 30 - 31; 29 - 30; 29 - ТП:

$$P_{\epsilon 30-31} = 25,0 \text{ кВт}$$

$$P_{\epsilon 29-30} = P_{\epsilon 21} + \Delta P_{\epsilon 20} \quad (3.45)$$

$$P_{\epsilon 29-30} = 25,0 + 3,6 = 28,6 \text{ кВт}$$

$$P_{\epsilon 29-ТП} = P_{\epsilon 29-32} + \Delta P_{\epsilon 29-30} \quad (3.46)$$

$$P_{\epsilon 29-ТП} = 54,6 + 18,1 = 72,7 \text{ кВт}$$

Так як на ділянках 29-32 та 29-ТП навантаження споживачів неоднорідне, то для розрахунку повної потужності S_i треба визначити середньозважений коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{\epsilon 33}$ згідно виразу (3.11а).

$$\cos \varphi_{29-ТП} = \frac{S_{32-33} \cdot \cos \varphi_{32-33} + S_{32-29} \cdot \cos \varphi_{32-29} + S_{29-30} \cdot \cos \varphi_{29-30}}{\sqrt{(S_{32-33} \cdot \cos \varphi_{32-33} + S_{32-29} \cdot \cos \varphi_{32-29} + S_{29-30} \cdot \cos \varphi_{29-30})^2 + (S_{32-33} \cdot \sin \varphi_{32-33} + S_{32-29} \cdot \sin \varphi_{32-29} + S_{29-30} \cdot \sin \varphi_{29-30})^2}}$$

$$\cos \varphi_{29-ТП} = \frac{24,0 \cdot 0,85 + 54,6 \cdot 0,79 + 28,6 \cdot 0,9}{\sqrt{(24,0 \cdot 0,85 + 54,6 \cdot 0,79 + 28,6 \cdot 0,9)^2 + (24,0 \cdot 0,515 + 54,6 \cdot 0,6 + 28,6 \cdot 0,42)^2}} = 0,842$$

Тоді сумарне повне навантаження на ділянці 29-ТП буде складати:

$$S_{\epsilon 29-ТП} = \frac{72,7}{0,842} = 86,3 \text{ кВА}$$

Денний максимум. Розрахунок виконується аналогічно розрахунку вечірнього максимуму.

$$P_{\delta 32-33} = 0,85(7,0 + 7,0) = 11,9 \text{ кВт}; \quad S_{\delta 32-33} = \frac{11,9}{0,75} = 15,9 \text{ кВА}$$

$$P_{\partial 29-32} = 45,0 + 6,7 + 3,0 = 54,7 \text{ кВт}; \quad S_{\partial 29-32} = \frac{54,7}{0,71} = 77,0 \text{ кВА}$$

$$P_{\partial 30-31} = 35,0 \text{ кВт}; \quad S_{\partial 30-31} = \frac{35,0}{0,85} = 41,2 \text{ кВА}$$

$$P_{\partial 29-30} = 35,0 + 7,3 = 43,3 \text{ кВт};$$

$$S_{\partial 29-30} = \frac{43,3}{0,85} = 50,9 \text{ кВА}$$

$$P_{\partial 29-ТП} = 54,7 + 28,9 = 83,6 \text{ кВт}; \quad S_{\partial 29-ТП} = \frac{83,6}{0,84} = 99,2 \text{ кВА}$$

Результати розрахунків занесено до таблиці 3.22.

Вуличне освітлення. Згідно вихідних даних (таблиця 3.21) сумарне вуличне навантаження лінії 2 дорівнює:

$$P_{\Sigma \text{в}2} = P_{\text{у}2\text{м}} \cdot L_{\Sigma \Gamma} \quad (3.47)$$

Згідно з планом населеного пункту (рисунок 3.11) довжина лінії з розташуванням джерел освітлення буде складати $L_{\Sigma \Gamma} = 90 + 32 + 30 + 35 + 20 = 207 \text{ м}$.

$$P_{\Sigma \text{в}2} = 3,5 \cdot 207 = 724,5 \text{ Вт}; \quad S_{\Sigma \text{в}2} = \frac{724,5}{0,92} = 787,5 \text{ ВА}$$

Потужність одного джерела освітлення:

$$P_{\text{дж}2} = \frac{724,5}{8} = 90,5 \text{ Вт}$$

Приймаємо $P_{\text{дж}2} = 100 \text{ Вт}$. Розрахунок навантаження на ділянках лінії 2 аналогічний розрахунку для лінії 1. Результати занесено до таблиці 3.22.

Зовнішнє освітлення території госпдворів та комунально-побутових підприємств. Дана лінія постачає такі об'єкти, як телятник, механічну майстерню, парк для автотранспорту, їдальню і будинок правління. У нічний період території таких об'єктів, згідно рекомендацій, повинні бути освітлені. Розрахунок виконується згідно алгоритму рисунку 3.2. Наприклад, для території об'єкта 23 (механічна майстерня) розрахунок виконується в наступній послідовності.

Довжина периметру Π_i території механічної майстерні дорівнює $\Pi_{\text{м}} = 120 \text{ м}$ (таблиця 3.21), а питоме навантаження на 1 м довжини периметра $P_{\text{упхм}} = 3,0 \text{ Вт/м}$ (таблиця 3.4). Згідно з виразом (3.5):

$$P_{\Sigma \text{упхм}} = 3,0 \cdot 12,0 = 360 \text{ Вт}; \quad S_{\Sigma \text{упхм}} = \frac{360}{0,92} = 390 \text{ ВА}$$

Зовнішнє освітлення приміщень (6 приміщень за таблицею 3.21) механічних майстерень при $P_{\text{упрм}} = 250 \text{ Вт/пр}$ (таблиця 3.4) буде дорівнювати:

$$P_{\Sigma \text{впрм}} = 250 \cdot 6 = 1500 \text{ Вт}; \quad S_{\Sigma \text{впрм}} = \frac{1500}{0,92} = 1630 \text{ ВА}$$

Сумарна потужність на зовнішнє освітлення території та приміщень меха-

нічної майстерні згідно (3.6):

$$P_{\Sigma \text{вхдм}} = 0,36 + 1,5 = 1,86 \text{ кВт}; \quad S_{\Sigma \text{вхдм}} = \frac{1,86}{0,92} = 2,02 \text{ кВА}$$

Зовнішнє освітлення території сільради (24), згідно (3.5) буде дорівнювати ($P_{\text{унс}}=0,5 \text{ Вт/м}^2$ (таблиця 3.4):

$$P_{\Sigma \text{внс}} = 0,5 \cdot 50 = 25 \text{ Вт};$$

$$S_{\Sigma \text{вхдм}} = \frac{0,025}{0,92} = 0,027 \text{ кВА}$$

Аналогічно виконується розрахунок інших територій.

З урахуванням цих розрахунків, зовнішнє освітлення на ділянках лінії 2 буде складатися з суми навантажень вуличного освітлення та освітлення території госпдворів, приміщень та територій торгівельних і комунально-побутових центрів. Наприклад, для ділянки 32-33:

$$P_{\text{взн} 32-33} = P_{\text{ву} 32-33} + P_{\text{вхд} 28} + P_{\text{впр} 28} + P_{\text{вхд} 29} + P_{\text{впр} 29} \quad (3.48)$$

$$P_{\text{взн} 32-33} = 0,15 \cdot 3 + 200 \cdot 0,003 + 2 \cdot 0,15 + 200 \cdot 0,003 + 2 \cdot 0,15 = 2,25 \text{ кВт}$$

Результати розрахунків занесено в таблицю 3.22.

Таблиця 3.22 – Розрахунок навантажень на ділянках ПЛ 380/220 В

Розрахункова ділянка	Розрахункова активна потужність, яка протікає на ділянці, кВт		Коефіцієнт потужності ділянки		Розрахункова повна потужність ділянки, кВА		Зовнішнє освітлення $S_{\text{вул}}$ кВА
	денного максимуму, $P_{p. \text{д}}$	Вечірнього максимуму, $P_{p. \text{в}}$	денного максимуму, $\cos \varphi_{\text{д}}$	Вечірнього максимуму, $\cos \varphi_{\text{в}}$	денного максимуму, $S_{\text{д}}$	Вечірнього максимуму, $S_{\text{в}}$	
1	2	3	4	5	6	7	8
Лінія 1							
15-16	2,0	6,0	0,90	0,93	2,2	6,5	0,3
14-15	3,3	9,4	0,90	0,93	3,7	10,1	0,75
8-14	4,3	12,2	0,90	0,93	4,7	13,1	1,05
12-13	0,6	1,8	0,90	0,93	0,6	1,9	0,15
11-12	0,9	2,7	0,90	0,93	1,1	2,9	0,30
10-11	1,3	3,6	0,90	0,93	1,4	3,8	0,45
9-10	1,5	4,4	0,90	0,93	1,7	4,7	0,60
8-9	1,7	4,9	0,90	0,93	1,9	5,3	0,9
2-8	5,0	14,2	0,90	0,93	5,5	15,3	2,10
6-7	2,0	6,0	0,90	0,93	2,2	6,5	0,30
5-6	3,3	9,4	0,90	0,93	3,7	10,1	0,45

Продовження таблиці 3.21

1	2	3	4	5	6	7	8
4-5	4,3	12,2	0,90	0,93	4,7	13,1	0,60
3-4	5,2	14,9	0,90	0,93	5,8	16,0	0,90
2-3	5,9	16,8	0,90	0,93	6,5	18,1	1,05
1-2	6,9	19,7	0,90	0,93	7,7	21,2	3,45
ТП-1	8,1	22,1	0,90	0,93	9,0	23,8	4,35
Лінія 2							
32-33	11,9	20,4	0,75	0,85	15,9	24,0	2,45
29-32	54,7	54,6	0,71	0,79	77,0	69,1	6,91
30-31	35,0	25,0	0,85	0,90	41,2	27,8	0,28
29-30	43,3	28,6	0,85	0,90	50,9	31,8	0,36
ТП-29	83,6	72,7	0,846	0,842	99,2	86,3	7,45
Лінія 3							
23-24	0,6	1,8	0,9	0,93	0,7	1,9	0,4
22-23	0,9	2,7	0,9	0,93	1,0	2,9	0,8
21-22	1,2	3,6	0,9	0,93	1,3	3,8	1,4
19-21	12,7	7,1	0,853	0,909	14,9	7,8	1,65
19-20	15	10	0,85	0,9	17,7	11,1	1,0
18-19	22,7	14,3	0,851	0,903	26,7	15,8	2,55
17-18	26,9	16,1	0,851	0,902	31,7	17,8	3,55
ТП-17	40,7	31,9	0,834	0,832	48,9	38,3	3,8
Лінія 4							
28-27	32	1	0,8	0,85	40,0	1,2	0,8
25-27	40,5	4,6	0,779	0,763	52,0	6,0	1,45
25-26	50	1	0,7	0,75	71,4	1,3	0,8
ТП-25	79,9	6,7	0,727	0,759	109,9	8,9	2,5

Примітка – Результати розрахунків в таблиці наведені з точністю до першого знака після коми

3.6.3 Визначення сумарного навантаження ТП-10/0,38 кВ.

Розрахунок виконуємо згідно до алгоритму рисунку 3.3. Так як навантаження головних ділянок ліній 0,38 кВ нам відомі (таблиця 3.21), то виконуємо розрахунок денного та вечірнього максимумів навантаження ТП-10/0,38 кВ. Навантаження головних ділянок ліній складає:

$$P_{\Sigma 01} = 8,1 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma 02} = 83,6 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma 03} = 40,7 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma 04} = 79,9 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma 61} = 22,1 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma 62} = 72,7 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma 63} = 31,9 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma 64} = 6,7 \text{ кВт}$$

Потужність зовнішнього освітлення вулиць, територій госпдворів, торговельних та культурно-побутових центрів дорівнює:

$$P_{\Sigma \text{взн}1} = 4,0 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma \text{взн}2} = 6,9 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma \text{взн}3} = 3,5 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma \text{взн}4} = 2,3 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma \text{взн}1-4} = 4,0 + 6,9 + 3,5 + 2,3 = 16,7 \text{ кВт}$$

Денний максимум складається з потужності найбільш навантаженої лінії 2 та суми надбавок $\Delta P_{\partial 1} - \Delta P_{\partial 3}$ ліній 1, 3, 4. Розрахунок виконуємо згідно виразів (3.9) та (3.10). Надбавки від навантажень ліній 1, 3, 4 відповідно дорівнюють (таблиця 3.6):

$$\Delta P_{\partial 1} = 5,4 \text{ кВт} \quad \Delta P_{\partial 3} = 27,0 \text{ кВт} \quad \Delta P_{\partial 4} = 48,6 \text{ кВт}$$

$$P_{\Sigma \text{ТП} \partial} = P_{\Sigma \partial 2} + \Delta P_{\partial 1} + \Delta P_{\partial 3} + \Delta P_{\partial 4} \quad (3.49)$$

$$P_{\Sigma \text{ТП} \partial} = 83,6 + 5,4 + 27,0 + 48,6 = 164,6 \text{ кВт}$$

Так як споживачі ліній не є однорідними, то для визначення повної сумарної потужності треба розрахувати середньозважений коефіцієнт потужності, який визначається за виразом (3.11а):

$$\cos \varphi_{\text{св} \partial} = \frac{9 \cdot 0,9 + 99,2 \cdot 0,843 + 48,9 \cdot 0,834 + 109,9 \cdot 0,727}{\sqrt{(9 \cdot 0,9 + 99,2 \cdot 0,843 + 48,9 \cdot 0,834 + 109,9 \cdot 0,727)^2 + (9 \cdot 0,436 + 99,2 \cdot 0,537 + 48,9 \cdot 0,552 + 109,9 \cdot 0,686)^2}} = 0,80$$

Тоді:

$$S_{\Sigma \text{ТП} \partial} = \frac{164,6}{0,8} = 206,0 \text{ кВА}$$

Для вечірнього максимуму розрахунок виконується аналогічно денному. Найбільше навантаженою є лінія 2, як і у випадку для денного максимуму. Крім надбавок від потужностей ліній 1, 3, 4 додається ще повне навантаження зовнішнього освітлення $P_{\text{взн}1-4}$:

$$P_{\Sigma \text{ТП} \text{в}} = P_{\Sigma \partial 2} + \Delta P_{\partial 1} + \Delta P_{\partial 3} + \Delta P_{\partial 4} + P_{\Sigma \text{взн}1-4} \quad (3.50)$$

$$P_{\Sigma \text{ТП} \text{в}} = 72,7 + 13,9 + 20,3 + 4,1 + 16,7 = 127,7 \text{ кВт}$$

$$\cos \varphi_{\text{св} \text{в}} = \frac{127,7}{\sqrt{(127,7)^2 + (23,8 \cdot 0,367 + 86,3 \cdot 0,54 + 38,3 \cdot 0,55 + 8,9 \cdot 0,647 + 16,7 \cdot 0,407)^2}} = 0,82$$

$$S_{\Sigma \text{ТП} \text{в}} = \frac{127,7}{0,82} = 155,7 \text{ кВА}$$

Так як $S_{\Sigma \text{ТП} \partial} > S_{\Sigma \text{ТП} \text{в}}$, то за розрахункове навантаження ТП-10/0,4 кВ приймаємо $S_{\Sigma \text{ТП} \partial} = 206,0 \text{ кВА}$.

3.6.4 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів ТП-10/0,38 кВ.

Кількість та потужність силових трансформаторів ТП-10/0,4 кВ визначається згідно п. 3.4.2 розділу 3 та алгоритму рисунку 3.9.

Так як для даної підстанції відсутні споживачі 1-ої категорії, то згідно п.30 і 33 пп. 2.3.3.4 розділу 2 на підстанції достатньо установки одного трансформатора. Вибір встановленої потужності трансформатора виконуємо по економічним інтервалам навантаження за виразом (3.22).

Тоді для даної підстанції зі змішаним навантаженням та $S_{pTP} = S_{\Sigma TP0} = 206,0 \text{ кВА}$ згідно таблиці 3.17:

$$S_{ек. min} = 151 \text{ кВА}; \quad S_{ек. max} = 295 \text{ кВА}, \text{ тобто}$$

$$S_{ек. min} = 151 < S_{pTP} = 206,0 < S_{ек. max} = 295,0$$

Номинальна потужність силового трансформатора дорівнює $S_{тр-р10/0,4} = 160 \text{ кВА}$.

Перевіряємо потужність трансформатора за *перевантажувальною здатністю* в нормальному режимі, згідно виразу (3.23). Для даного району середньодобова температура взимку дорівнює мінус 4 °C ($t_B = -4^\circ\text{C}$), а навантаження підстанції є змішаним. Тому для визначення коефіцієнту допустимого систематичного перевантаження трансформатора k_c використовуємо вираз (3.24):

$$k_c = k_{cm} - a(t_B - t_{BT})$$

Числові значення величин наведеного виразу беремо з таблиці 3.19 для пункту 3.7:

$$k_{cm} = 1,77; \quad a \cdot 10^{-2} = 1,0; \quad t_{BT} = -10^\circ\text{C}$$

$$k_c = 1,77 - 1,0(-4 - (-10)) = 1,71$$

Тоді:

$$\frac{S_{pTP}}{n \cdot S_n} = 1,23 < 1,71$$

Це свідчить про те, що потужність трансформатора визначена вірно.

3.6.5 Розрахунок навантажень ліній 10 кВ.

Для ПЛ-10 кВ, яка живить підстанцію №3.08 населеного пункту Д та інших споживачів, згідно рисунку 3.9, складаємо розрахункову схему (рисунок 3.13).

Навантаження ділянок розрахункової ПЛ-10 кВ є змішаними і відрізняються між собою значно менше, ніж в 4 рази. Тому сумарні потужності можна визначати підсумовуванням максимальних навантажень на вводах споживачів з урахуванням коефіцієнта одночасності. Окремо для денного $P_{\Sigma d}$ і вечірнього $P_{\Sigma в}$ максимумів (алгоритм рисунку 3.5). Навантаження денного та вечірнього максимумів вказане на розрахункових схемі та таблиці 3.23. Наприклад, для ділянки 5-6 розрахункові навантаження складають, відповідно $P_{\Sigma p d 5-6} = 119,2 \text{ кВт}$; $P_{\Sigma p в 5-6} = 95,2 \text{ кВт}$. Коефіцієнт одночасності $k_o = 1,0$. Значення коефіцієнтів потужності відомі по розрахункам (таблиця 3.7) $\cos\varphi_d = 0,80$; $\cos\varphi_в = 0,83$.

Тоді:

$$S_{p d 5-6} = \frac{119,0}{0,80} = 148,8 \text{ кВА}$$

$$S_{p в 5-6} = \frac{95}{0,83} = 114,5 \text{ кВА}$$

На ділянці 5-17 також одна підстанція, тому $k_o=1,0$ (таблиця 3.12), а останні величини визначені в пункті 3.5.4.

На ділянці 4-5 розрахункове навантаження складається з суми потужностей підстанцій ТПЗ.09 та ТПЗ.08 з урахуванням коефіцієнту одночасності $k_o=0,9$ (таблиця 3.12). Тоді:

$$P_{pd4-5} = (119,2 + 164,6) \cdot 0,9 = 255 \text{ кВт}$$

$$P_{pe4-5} = (95,2 + 127,7) \cdot 0,9 = 201 \text{ кВт}$$

Таблиця 3.23 – Розрахунок навантажень ділянок ПЛ-10 кВ (фідер Ф-3)

Ділянка	$\Sigma P_{pd\dot{i}}$ кВт	$\Sigma P_{pe\dot{i}}$ кВт	k_o	$P_{pd\dot{i}}$ кВт	$P_{pe\dot{i}}$ кВт	$\cos\varphi_d$	$\cos\varphi_e$	S_{pdi} , кВА	S_{pei} , кВА
5-6	119,2	95,2	1,0	119	95	0,80	0,83	148,8	114,5
5-17	164,6	127,7	1,0	165	128	0,80	0,82	206,0	155,7
4-5	283,8	222,9	0,9	225	201	0,799	0,823	319,2	244,2
4-16	107,8	122,4	1,0	108	122	0,80	0,83	135,0	147,0
3-4	391,6	345,3	0,85	333	294	0,798	0,826	417,3	355,9
13-14	300,6	240,9	1,0	301	241	0,80	0,83	376,3	290,4
13-15	310,2	305,6	1,0	310	306	0,80	0,83	387,5	368,7
3-13	610,8	546,5	0,9	550	492	0,799	0,829	688,4	593,5
2-3	1001,8	891,8	0,8	801	713	0,796	0,823	1006,3	866,3
2-12	117,8	90,4	1,0	118	90	0,80	0,83	147,5	108,4
1-2	1119,6	982,2	0,8	896	786	0,796	0,824	1125,6	953,9
8-9	121,3	120,7	1,0	121	121	0,80	0,83	151,3	145,8
8-10	178,9	162,5	1,0	179	163	0,70	0,75	255,7	217,3
7-8	300,2	283,2	0,9	270	255	0,734	0,780	367,9	326,9
7-11	188,8	156,2	1,0	189	156	0,8	0,83	236,3	188,0
1-7	489,0	439,4	0,85	416	374	0,809	0,853	514,2	438,5
РТП-1	1608,6	1421,6	0,75	1207	1066	0,736	0,766	1639,8	1392,4

Середньозважений коефіцієнт потужності в цьому випадку дорівнює:

$$\cos\varphi_{e4-5} = \frac{114,5 \cdot 0,83 + 155,7 \cdot 0,82}{\sqrt{(114,5 \cdot 0,83 + 155,7 \cdot 0,82)^2 + (114,5 \cdot 0,559 + 155,7 \cdot 0,574)^2}} = 0,823$$

$$\cos\varphi_{d4-5} = 0,820$$

Повна потужність на ділянці 4-5 буде складати:

$$S_{pd4-5} = \frac{255}{0,80} = 319,2 \text{ кВА}; \quad S_{pe4-5} = \frac{201}{0,823} = 244,2 \text{ кВА}$$

Аналогічно виконуємо розрахунки для інших ділянок. Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.22.

3.6.6 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів РТП-35/10 кВ.

Кількість трансформаторів на даній РТП₀₂-35/10 кВ визначена в прикладі розділу 2 (п. 4), де прийнято до установки один трансформатор. Згідно таблиці 3.15 навантаження цієї підстанції є з переважаючим (більше 50 %) навантаженням сільськогосподарських споживачів і має шифр 2.1. Середньодобова температура зимового періоду дорівнює мінус 4 °С (-4 °С), а літнього – плюс 21,6 °С (+21,6 °С).

Розрахункове сумарне навантаження на шинах 10 кВ РТП₀₂-35/10 кВ визначається за виразами (3.13) та (3.14). Найбільше навантаження має фідер Ф-3, тому:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma \text{РТП}} &= P_{\text{р}\delta\text{Ф}-3} + \Delta P_{\text{р}\delta\text{Ф}-1} + \Delta P_{\text{р}\delta\text{Ф}-2} + \Delta P_{\text{р}\delta\text{Ф}-4} \\ P_{\Sigma \text{вРТП}} &= P_{\text{рв}\text{Ф}-3} + \Delta P_{\text{рв}\text{Ф}-1} + \Delta P_{\text{рв}\text{Ф}-2} + \Delta P_{\text{рв}\text{Ф}-4} \end{aligned} \quad (3.51)$$

$\Delta P_{\text{рi}}$ беремо з таблиці 3.13.

$$P_{\Sigma \text{РТП}} = 1207 + 327,4 + 284,9 + 255,5 = 2074,8 \text{ кВт}$$

$$P_{\Sigma \text{вРТП}} = 1066 + 448,3 + 391,5 + 321,2 = 2227,0 \text{ кВт}$$

$$\cos \varphi_{\text{вз}} = 0,760; \quad \cos \varphi_{\text{вз}} = 0,784$$

Повна сумарна потужність на шинах 10 кВ РТП₀₂-35/10 кВ складає:

$$S_{\Sigma \text{рТП}} = \frac{2074,8}{0,760} = 2730 \text{ кВА}; \quad S_{\Sigma \text{врТП}} = \frac{2227,0}{0,784} = 2840,6 \text{ кВА}$$

За розрахункове навантаження РТП₀₂-35/10 кВ приймаємо більше, тобто $S_{\Sigma \text{врТП}} = 2840,6 \text{ кВА}$. Тоді, згідно таблиці 3.17:

$$\begin{aligned} S_{\text{ек. min}} &= 2301 \text{ кВА}; \quad S_{\text{ек. max}} = 2960 \text{ кВА}, \\ 2301 &< 2840,6 < 2960 \end{aligned}$$

Приймаємо за номінальну потужність трансформатора потужність, яка дорівнює $S_{\text{нтр}} = 2500 \text{ кВА}$.

Перевіряємо вибраний трансформатор на *перевантажувальну здатність*. Для цього розраховуємо значення коефіцієнтів допустимих систематичного навантаження k_c та аварійного перевантаження k_a за виразами (3.24) та (3.26).

$$k_c = 1,57 - 0,89 \cdot 10^{-2} (-4 - (-10)) = 1,52$$

$$k_a = 1,68 - 0,73 \cdot 10^{-2} (-4 - (-10)) = 1,64$$

В нормальному режимі:

$$\frac{2840,6}{2500} = 1,14 < 1,52 \text{ - умова виконується.}$$

В аварійному режимі 2 (відключення однієї з сусідніх підстанцій, наприклад, з РТП №1). Розрахунок аварійного режиму виконуємо за виразом (3.28)

$$S_{\text{авр2}} = S_{\Sigma \text{врТП}} + S_{\text{рез2}}, \quad (3.52)$$

де $S_{рез2}$ - навантаження, що резервується в розрахунковому році трансформатором проекрованої підстанції при відключенні на одній із споживчих підстанцій, що резервуються перемичками. $S_{рез2} = 670 \text{ кВА}$ (за планами розвитку району мереж).

$$S_{авр2} = 2840,6 + 670 = 3510,6 \text{ кВА}$$

$$\frac{S_{авр2}}{S_n} = \frac{3510,6}{2500} = 1,40 < 1,64,$$

тобто умова виконується. Тому можна вважати, що номінальна потужність силового трансформатора $S_n = 2500 \text{ кВА}$ буде достатня для забезпечення надійності електропостачання в режимі нормального та аварійного перенавантаження.

3.6.7 Розрахунок навантаження лінії 35 кВ

До розглядання прийнята гілка ДЖ1-ДЖ2 мережі 35 кВ проектового регіону електропостачання (рисунок 2.13), в якій розташована РТП₀₂-35/10 кВ (гілка ДЖ1 – 1 – 6 – ДЖ2).

Так як по даній мережі здійснюється двостороннє живлення споживачів, розрахунок навантажень ділянок, а також перерізи проводів повинні враховувати, що по кожній ділянці може перетинати сумарна потужність усіх споживачів цієї гілки, від ДЖ1 до ДЖ2. Розрахунок виконується аналогічно розрахунку ПЛ-10 кВ (алгоритм рисунку 3.5). Розрахункова схема наведена на рисунку 3.13. Вихідні та розрахункові дані наведені в таблиці 3.24.

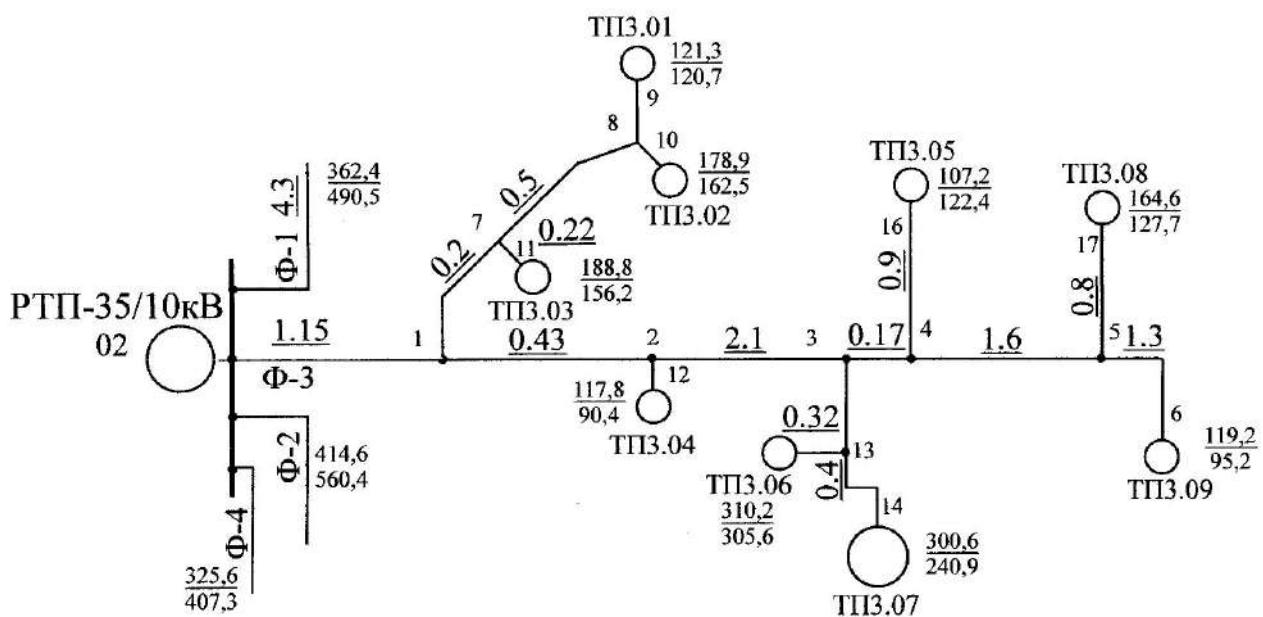


Рисунок 3.13 – Розрахункова схема ПЛ-10 кВ

Таблиця 3.24 – Розрахунок навантажень ділянок ПЛ-35 кВ (гілка ДЖ1-1-7-ДЖ2)

Ділянка	ΣP_{pdiv} кВт	ΣP_{pvi} кВт	k_o	P_{pdiv} кВт	P_{pvi} кВт	$\cos\varphi_{di}$	$\cos\varphi_{vi}$	S_{pdi} , кВА	S_{pvi} , кВА
5-7	1508,4	979,3	1,00	1508	979	0,79	0,81	1909,8	1208,6
3-5	3249,6	2873,9	0,97	3152	2788	0,78	0,87	4041,0	3204,6
3-4	1176,5	901,3	1,0	1177	901	0,76	0,82	1548,7	1098,8
2-3	4426,1	3775,2	0,95	4205	3586	0,76	0,82	5532,9	4373,2
1-2	6500,9	6002,3	0,90	5851	5402	0,78	0,87	7501,3	6209,2
ДЖ1-1	7888,2	7662,2	0,90	7099	6896	0,78	0,87	9101,3	7926,4

Наприклад, на ділянці 3-5 розрахункової схеми сумарне навантаження ΣP_{pdiv} складається із суми навантажень РТП₀₃ та РТП₀₄. При цьому коефіцієнт одночасності дорівнює $k_o=0,97$ (п. 3.2.2). Тоді:

$$P_{pdiv} = 0,97(1508,4 + 1741,2) = 3152 \text{ кВт}$$

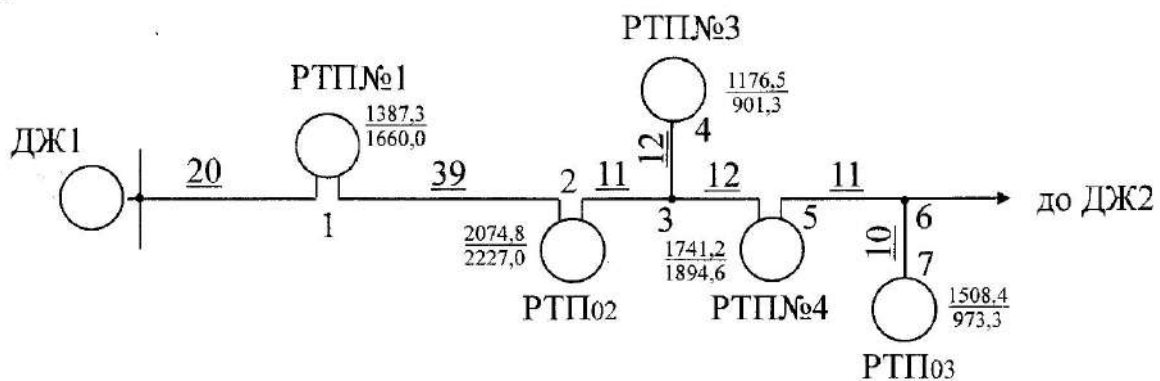


Рисунок 3.14 – Розрахункова схема ПЛ-35 кВ

$$P_{pvi} = 0,97(979,3 + 1894,6) = 2788 \text{ кВт}$$

$$\frac{S_{div}}{S_{vi}} = \frac{3152}{2788} = 1,13$$

$$\cos\varphi_{div} = 0,78, \quad \cos\varphi_{vi} = 0,87$$

$$S_{div} = \frac{3152}{0,78} = 4041,0 \text{ кВА}$$

$$S_{vi} = \frac{2788}{0,87} = 3204,6 \text{ кВА}$$

Аналогічно розраховуються навантаження на інших ділянках лінії ПЛ-35 кВ. Результати розрахунків занесено до таблиці 3.24.

4 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Вибір проводів слід проводити після того, як визначені всі основні параметри проєктованих мереж [4.1, 4.3].

Зокрема повинні бути вибрані:

- 1) район кліматичних умов;
- 2) оптимальний радіус мереж 10 кВ;
- 3) оптимальне число і потужність ТП в населених пунктах;
- 4) оптимальне число ліній, що відходять, і їх конфігурація;
- 5) вирішені питання резервування (місцеве або мережеве).

Підхід та вирішення питань, перерахованих в п.1, 2, 4, 5 розглянуті в розділі 2, в п. 3 – в розділі 3.

4.1 Визначення допустимої втрати напруги в мережах

Початковими даними для розрахунку повітряних мереж напругою до 35 кВ включно є норми відхилення напруги на затисках електроприймачів. Згідно ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» відхилення напруги у сільських споживачів при 100-процентному навантаженні не повинно бути більш плюс 5% і при 25-процентному навантаженні – повинне бути не нижчим мінус 5% від номінального. Допустимі втрати напруги визначаються на підставі табличних відхилень напруги з урахуванням впливу всіх елементів даної схеми мережі: генераторів, трансформаторів, ліній електропередач та ін., а також можливість регулювання напруги на окремих елементах (таблиця 4.1).

З метою економії металу проводів електричну мережу проєктують так, щоб відхилення напруги не перевищували допустимих, але, разом з тим, були максимально ближче до цих значень.

Необхідно відзначити, що в період максимуму навантаження в найгірших умовах знаходиться найбільш віддалений споживач, і тому мережу розраховують відносно цього споживача. Навпаки, при мінімумі навантаження більш висока напруга буде у споживача, ближче за всіх розташованого до джерела живлення, і перевірку відхилення напруги роблять відносно нього.

При складанні таблиці відхилень при живленні від шин підстанцій 110/35 кВ і 35/10 кВ визначальними є відхилення напруги в місцях приєднання мережі. Оскільки насправді відхилення напруги на шинах підстанції часто виходить за вказані межі, то перед проєктуванням ці дані беруть в енергопостачальних організаціях.

Відхилення напруги у споживачів визначають з формули:

– при 100-процентному навантаженні:

$$\delta U_{номп}^{100} = \sum_{i=1}^n \delta U_{нади}^{100} + \sum_{i=1}^n \Delta U_i^{100}, \quad (4.1)$$

- при 25-процентному навантаженні:

$$\delta U_{номп}^{25} = \sum_{i=1}^n \delta U_{нади}^{25} + \sum_{i=1}^n \Delta U_i^{25}, \quad (4.2)$$

Таблиця 4.1 – Способи регулювання і нормовані надбавки на елементах сільських електричних мереж

Елементи електричної мережі	Режим регулювання	Допустимі надбавки по елементах мережі	Умови по втраті напруги у споживачів і елементах схеми	Область застосування
1	2	3	4	5
1. Генератори електричних станцій	1.1 Постійної напруги	$\delta U_z^{100} = \delta U_z^{25} = +5\%$	$\Delta U_{\delta n}^{100} = \Delta U_{\delta n}^{25} = 0$	На потужних електростанціях, об'єднаних в районні енергетичні системи
	1.2 Стрічне регулювання	$\delta U_z^{100} = +10\%$ $\delta U_z^{25} = 0\%$	$\Delta U_{i\Sigma}^{100} = \sum \delta U_{над}^{100} - \sum \delta U_{пдон.уд.}^{100} = +5\%$ $\Delta U_{\delta n}^{25} = 0$	При одиночно працюючих електростанціях з однорідним складом навантаження. При відповідному запасі потужності.
2. Шини вторинної напруги живлячих підстанцій 110 і 35 кВ (шини 35 і 10 кВ)	2.1. Постійної напруги	$\delta U_{nc}^{100} = +5\%$ $\delta U_{nc}^{25} = 0\%$ (точніші значення визначаються за даними електропостачальних організацій)	$\Delta U_{\delta nc}^{25} = 0$	
3. Проводи повітряних ліній			$\Delta U_{np}^{25} = 0,25 \Delta U_{np}^{100}$	

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5
4. Трансформатори	4.1 Надбавки:		$\Delta U_{T\%} = \frac{S_{max}}{S_n} (u_{a\%} \cdot \cos \varphi + u_{p\%} \cdot \sin \varphi)$ $u_{a\%} = \frac{\Delta P_m}{S_n} \cdot 100$ $u_{p\%} = \sqrt{(u_{k\%})^2 - (u_{a\%})^2}$ $\Delta U_T = 4\%$	
	4.1.1 Постійні	$\delta U_{Tconst}^{100} = +5\%$		
	4.1.2 Змінні	$\delta U_{Tvar}^{100} = \pm 5\%$		
	4.1.3 Сумарні	$\delta U_{T\Sigma}^{100} = 0; +2,5; +5; +7,5; +10\%$		
5. Електрична мережа	5.1 Регулятори напруги мережі:			Можливе регулювання в будь-якій точці мережі за допомогою надбавок трансформаторів і додаткових трансформаторів
	5.1.1 Підтримкою постійної напруги			
	5.1.2 Зустрічне регулювання			Ефективно тільки при збігу графіків навантаження всіх споживачів
	5.2 Конденсаторне регулювання 5.2.1 Послідовне або подовжнє регулювання		$\Delta U = \sqrt{3} I [r \cdot \cos \varphi + (x_L - x_c) \cdot \sin \varphi]$ $Q_c = KS$ $K = \sin \varphi - \sqrt{\frac{1}{(1 + \Delta U_c)^2} - \cos^2 \varphi}$ $x_c > x_{c\text{ расч}}$	Із зростанням навантаження зростає компенсація втрати напруги. Ефективно при пуску електродвигунів великої потужності.
	5.2.2 Паралельне або поперечне регулювання		$\Delta U = \frac{Pr + (Q_L - Q_c)x}{U_n}$	

Продовження таблиці 4.1

де $\delta U_z^{100(25)}$, $\delta U_{\delta n}^{100(25)}$, $\delta U_{\text{над}}^{100(25)}$, $\delta U_{T \text{ const}}^{100(25)}$, $\delta U_{T \text{ var}}^{100(25)}$, $\delta U_{T \Sigma}^{100(25)}$	- надбавки напруги при 100 і 25-ти % навантаженню, відповідно генератора, найближчого споживача, видленого споживача, постійні, змінні і сумарні трансформатора;
$\Delta U_{\delta n}^{100(25)}$, ΔU_{Σ}^{100} , $\Delta U_{\delta n c}^{25}$, $\Delta U_{np}^{100(25)}$, ΔU_T , ΔU	- втрати напруги при 100 і 25-ти процентному навантаженню, відповідно найближчого споживача, сумарні, найближчої підстанції, проводів, трансформатора;
S_{max} , S_n	- максимальна і номінальна потужності, кВА;
$u_{\kappa\%}$, $u_{a\%}$, $u_{p\%}$	- відповідно, напруга к. з, активна і реактивна складові напруги к. з., %;
r , x	- активний і реактивний опір мережі, Ом;
P , Q_L	- відповідно, активна і індуктивна потужності навантаження, кВт, квар;
ΔU_c	- надбавка напруги, яку бажано одержати, відн. од.;
φ	- кут зрушення фаз навантаження при максимальному режимі;
S	- максимальна потужність, що проходить по лінії в місці встановлення конденсаторів, кВА;
K	- коефіцієнт, що враховує надбавку напруги і коефіцієнт потужності навантаження

де $\delta U_{\text{нотр}}^{100}, \delta U_{\text{нотр}}^{25}$ - відповідно відхилення напруги у споживачів при 100 і 25-ти процентних навантаженнях, %;

$\delta U_{\text{наді}}^{100}, \delta U_{\text{наді}}^{25}$ - надбавки напруги і-го елементу схеми при 100 і 25-ти процентних навантаженнях відповідно, %;

$\Delta U_i^{100}, \Delta U_i^{25}$ - втрати напруги в елементах схеми при 100 і 25-ти процентних навантаженнях відповідно, %.

У загальному випадку алгоритм складання таблиць відхилення напруги наступний:

- 1) визначають нормовані значення надбавок елементів схеми мережі і в точках приєднання елементів (таблиця 4.1);
- 2) визначають нормовані значення втрат напруги на елементах схеми мережі (таблиця 4.1);
- 3) визначають допустиму втрату напруги на повітряні лінії 35, 10 і 0,38 кВ;
- 4) розподіляють обчислене значення втрати напруги між ПЛ 35, 10 і 0,38 кВ;
- 5) визначають дійсне відхилення напруги у споживачів при 100 і 25-ти процентних навантаженнях для найбільш видаленого і найближчого споживачів; порівнюють дійсні відхилення напруги у споживачів з нормованими по ГОСТ 13109-97.

Приклад. Для електричної мережі (рисунок 4.1) скласти таблицю відхилень напруги і визначити з неї допустимі втрати напруги в лініях напругою 35, 10 і 0,38 кВ.

Як контрольну точку приймаємо видалену споживчу підстанцію. Складемо таблицю відхилень у загальному вигляді.

Приблизно можна вважати, що втрати напруги в трансформаторах при номінальній потужності складають 4% номінальної напруги (таблиця 4.2).

Сумарна допустима втрата напруги в електричних лініях всіх напруг до найбільш видаленого споживача при 100% навантаженні складе (підсумовуємо відомі нам лінії).

$$\Delta U_{\text{дон}\Sigma}^{100} = +5 + 5 - 4 + 3 + 7,5 - 4 - (-5) = 17,5\%$$

Розподіляємо допустимі втрати напруги по решті елементів. Вважаємо, що для ПЛ-35 кВ вони складають -5,5%, для ПЛ 10 і 0,38 кВ, відповідно -6% і -6%.

$$\Delta U_{\text{дон}\Sigma}^{25} = 0 - 1,38 + 5 - 1 - 3 - 1,5 + 7,5 - 1 = +4,62\%$$

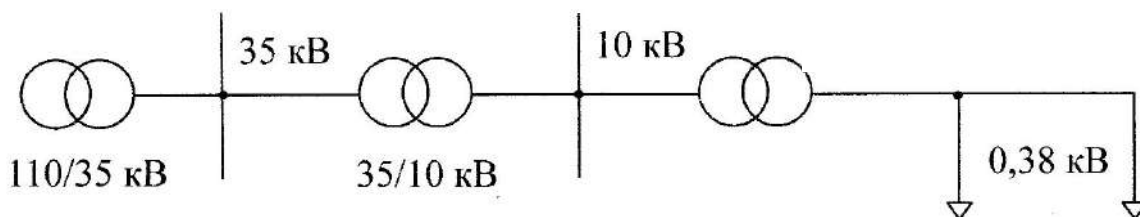


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема електричної мережі

Таблиця 4.2 – Таблиця відхилень напруги

Елементи електричної мережі	Найбільш видалена споживацька підстан- ція		Найближча трансформаторна підстанція	
	Навантаження, %		Навантаження, %	
	100	25	100	25
Шини підстанції 110/35 кВ	+5	0	+5	0
Мережа напругою 35 кВ	-5,5	-1,38	-2,5	-0,625
Трансформатор 35/10 кВ	+5	+5	+5	+5
надбавки				
втрати	-4	-1	-4	-1
Регулятор	+3	-3	+3	-3
Мережа напруги 10 кВ	-6	-1,5	-5	-1,25
Трансформатор 10/0,38 кВ	+7,5	+7,5	+2,5	+2,5
надбавки				
втрати	-4	-1	-4	-1
Мережа напругою 0,38 кВ	-6	0	-5	-1,25
Споживач	-5	+4,62	-5	-0,625

4.2 Розрахунок і вибір перетину проводів ПЛ 0,38 і 10 кВ

Вибір перетинів проводів виконується по мінімуму приведених розрахункових витрат (по економічних інтервалах потужності) з перевіркою по допустимій втраті напруги [3.1].

Оскільки електричні мережі в окремих випадках виконуються проводами одного перетину, то при проектуванні слід врахувати рекомендації експлуатуючих організацій, що на кожній живильній лінії бажано мати не більш 2-3 марок проводів і 3-4 перетинів.

Порядок розрахунку полягає в наступному.

1. Розрахунок ведеться по режиму максимального навантаження тільки денного або вечірнього (S_{dmax} або S_{vmax}).

2. Визначаються розрахункові навантаження по ділянках даної мережі S_{pmaxi} (згідно розділу 3).

3. Визначають довжини ділянок (по конфігурації проектованої мережі).

4. Визначають район по ожеледі і вітру по [2.5] (таблиці 4.3 і 4.4).

5. Визначаємо коефіцієнт динаміки зростання навантажень k_d , яке визначається залежно від розрахункового періоду T_p , протягом якого досягається проектне навантаження по кривих [4.1]. За відсутності даних про зростання навантажень рекомендується приймати наступні значення k_d :

- для знову споруджуваних ліній $k_d=0,7$;

- для знову споруджуваних ділянок реконструйованих ліній при очікуваному росту навантажень менш ніж в 1,5 рази $k_d=0,8$.

6. Визначають еквівалентну потужність на кожній ділянці лінії $S_{екв}$:

$$S_{екв.i} = S_{pi} \cdot k_d \quad (4.3)$$

де S_{pi} - розрахункова максимальна потужність (денна або вечірня) i -го ділянки, кВА;

k_d - коефіцієнт динаміки зростання навантажень, $k_d=0,7$ [3.1].

7. Визначають моменти на кожній ділянці і сумарний момент лінії

$$M_i = S_{pi} \cdot l_i, \quad (4.4)$$

$$M_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n S_{pi} \cdot l, \quad (4.5)$$

де M_i, M_{Σ} - відповідно, моменти i -го ділянки і сумарний момент лінії, кВА·км.

8. По [4.1] (таблиці 4.5 і 4.6) заздалегідь вибирають марку і перетин основного проводу на кожній ділянці $F_{осн.i}$ (мм²) за $S_{екв.i}$

Таблиця 4.3 – Нормативна товщина стінки ожеледі для висоти десять метрів над поверхнею землі

Район по ожеледі	Нормативна товщина стінки ожеледі, мм повторюваністю	
	1 раз в 5 років	1 раз в 10 років
I	5	5
II	5	10
III	10	15
IV	15	20
особливий	20 і більше	більше 20

Таблиця 4.4 – Максимальний нормативний швидкісний напір вітру на висоті до 15 м від землі

Район по вітру	Швидкісний напір вітру, даН/м ² , (швидкість вітру, м/с) з повторюваністю		
	1 раз в 5 років	1 раз в 10 років	1 раз в 15 років
I	27(21)	40(25)	55(30)
II	35(24)	40(25)	55(30)
III	45(27)	50(29)	55(30)
IV	55(30)	65(32)	80(36)
V	70(33)	80(36)	80(36)
VI	85(37)	100(40)	100(40)
VII	100(40)	125(45)	125(45)

Таблиця 4.5 – Інтервали економічних навантажень для основних і додаткових перетинів проводів 0,4 кВ (для всіх матеріалів опор з РУМ 10-1972)

Інтервал потужності, кВА	Перетин, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Перетин, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Перетин, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Перетин, мм ²
b=5 мм		b=10 мм		b=15 мм		b=20 мм	
0-3,1	2x16	0-3,1	2x16	0-6,6	2x25	0-4,4	2x25
3,1-5,6	3x16	3,1-5,8	3x16	6,6-11,8	3x25	4,4-13	3x25
5,6-8	4x16	5,8-13,5	4x16	11,8-25,1	4x25	13-17,7	4x25
8-20,5	4x25	13,5-24,5	4x25	25,1-28,4	4x35	17,7-26,4	4x35
20,5-26,4	4x35	понад 25,4	4x50	понад 28,4	4x50	понад 26,4	4x50
понад 26,4	4x50						

Таблиця 4.6 – Інтервали економічних навантажень для основних і додаткових проводів при довжині ПЛ-10 кВ до 25 км (з РУМ 10-1972)

Інтервал економічних навантажень (кВА)	Рекомендований провід для даного інтервалу	Інтервал економічних навантажень (кВА)	Рекомендований провід для даного інтервалу	Інтервал економічних навантажень (кВА)	Рекомендований провід для даного інтервалу
1	2	3	4	5	6
Дерев'яні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори	
(b=5 мм; q=27 Н/м ²)					
0-225	АС-16	0-385	АС-25	0-440	АС-25
225-400	А-25	385-485	А-35	440-750	А-50
400-525	А-35	485-800	А-50	750-1225	А-70
525-815	А-50	800-1075	А-70	понад 1225	А-95
815-1200	А-70	понад 1075	А-95		
понад 1200	А-95				
(b=10 мм; q=27 Н/м ²)					
0-270	АС-16	0-250	АС-25	0-270	АС-25
270-600	АС-35	250-640	АС-35	270-825	АС-50
700-780	А-50	640-750	А-50	825-980	А-70
780-1185	А-70	750-1185	А-70	понад 980	А-95
понад 1185	А-95	понад 1185	А-95		

Продовження таблиці 4.6

1	2	3	4	5	6
(b=10 мм; q=45 Н/м ²)					
0-250	АС-25	0-215	АС-25	0-525	АС-35
250-585	АС-35	215-585	АС-35	525-885	А-50
585-780	А-50	585-750	А-50	885-950	А-70
780-1200	А-70	750-1200	А-70	понад 950	А-95
понад 1200	А-95	понад 1200	А-95		
(b=15 мм; q=45 Н/м ²)					
210-550	АС-35	0-620	АС-35	0-380	АС-35
550-765	А-50	620-1350	А-70	380-740	А-50
765-1300	А-70	понад 1350	А-95	740-1000	А-70
понад 1300	А-95			понад 1000	А-95
(b=20 мм; q=45 Н/м ²)					
0-600	АС-35	0-325	АС-35		
600-785	А-50	325-805	А-50		
785-1175	А-70	805-1420	А-70		
понад 1175	А-95	понад 1420	А-95		

9. Проводиться перевірочний розрахунок лінії на допустиму втрату напруги за умови, що по лінії протікатиме розрахункове, а не еквівалентне навантаження

$$\Delta U_i = \beta_i \cdot S_{pi} \cdot l_i = \beta_i \cdot M_i, \quad (4.6)$$

де ΔU_i - втрата напруги на ділянці лінії, %;

β_i - питома втрата напруги для даного матеріалу, перетину проводу, характеру виконання лінії і коефіцієнта потужності, %/(кВА·км), береться по [4.6] (див. таблицю 4.7 і 4.8).

10. В результаті попереднього розрахунку лінії можливі два випадки:

1) втрата напруги в лінії відповідає або менше допустимій

$$\Delta U_{\Sigma\%} \leq \Delta U_{табл\%}; \quad (4.6a)$$

$$2) \text{ втрата в лінії більш допустимій } \Delta U_{\Sigma\%} > \Delta U_{табл\%} \quad (4.6b)$$

У першому випадку розрахунок можна вважати остаточним, в другому необхідно на деяких ділянках підвищити перетин проводів шляхом заміни «основних» проводів «додатковими», але більшого перетину. Рекомендується починати підвищення перетину в першу чергу на тих головних ділянках магістральної частини ПЛ, які мають найбільші втрати напруги і найменшу надбавку приведених витрат.

Таблиця 4.7 – Питома втрата напруги на повітряні лінії 0,38 кВ,
 $\% / (\text{кВА} \cdot 100\text{м})$ (визначена по номограмах з РУМ-7-72)

Характер ви- конання лінії		1 фаза – 0, 220 В				2 фази – 0, 220 В			
<i>cos φ</i> наванта- ження		1,0	0,95	0,9		0,95	0,9		
Марка і переріз проводу	A-16	0,40	0,82	0,780		0,310	0,300		
	A-25	0,27	0,55	0,535		0,205	0,195		
	A-35	0,19	0,40	0,390		0,152	0,148		
Характер ви- конання лінії		3 фази – 0, 380/220 В							
<i>cos φ</i> наванта- ження		0,98	0,95	0,92	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Марка і переріз проводу	A-16	0,139	0,1375	0,1365	0,1325	0,13	0,124	0,119	0,115
	A-25	0,0924	0,0915	0,091	0,0905	0,088	0,085	0,082	0,081
	A-35	0,0675	0,067	0,0665	0,0674	0,067	0,0595	0,059	0,082
	A-50	0,048	0,0495	0,05	0,049	0,049	0,049	0,048	0,0475
	A-70	0,036	0,0375	0,038	0,038	0,0385	0,039	0,0375	0,038
	A-95	0,0277	0,028	0,03	0,03	0,032	0,0315	0,0315	0,032
	A-120	0,0224	0,024	0,025	0,025	0,027	0,0265	0,0275	0,028

Таблиця 4.8 – Питомі втрати напруги на повітряні лінії 10 кВ,
 $10^{-2} \% / (\text{кВА} \cdot \text{км})$ (з РУМ-7-1972)

Марка проводу		А		АС	
$\cos \varphi$ навантаження		0,9	0,8	0,9	0,8
Переріз проводу	16	0,192	0,176	0,2	0,184
	25	0,130	0,124	0,17	0,130
	35	0,098	0,095	0,1	0,096
	50	0,074	0,074	0,074	0,074
	70	0,056	0,06	0,056	0,06
	95	0,045	0,05	0,045	0,05

4.3 Розрахунок і вибір перетину живлячих ліній 35-110 кВ

Перетини живлячих ліній 35-110 кВ і вище визначаються з умови мінімальних втрат електроенергії, тобто по економічній густині струму, що обирається за матеріалом проводів і часу використання максимального навантаження, по виразу [3.1]:

$$F_{iek} = \frac{S_{i \max}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot j_{ek}}, \quad (4.7)$$

де F_{iek} - економічний перетин проводу на ділянці, мм²;

$S_{i \max}$ - максимальне навантаження на ділянці, кВА;

U_n - номінальна напруга установки, кВ;

j_{ek} - економічна щільність струму, А/мм² (таблиця 4.9).

Таблиця 4.9 – Економічна щільність струму для проводів різних металів

Провідники	Економічна щільність струму (А/ мм ²) при тривалості максимального навантаження, год		
	Більше 1000 до 3000	Більше 3000 до 5000	Більше 5000
1.Неізольовані проводи і шини: - мідні - алюмінієві	2,5 1,3	2,1 1,1	1,3 1,0
2.Кабелі з паперовою і проводи з гумовою і полівінілхлоридною ізоляцією з жилами: - мідними - алюмінієвими	3,0 1,6	2,5 1,4	2,0 1,2
3.Кабелі з гумовою і пластмасовою ізоляцією з жилами: - мідними - алюмінієвими	3,5 1,9	3,1 1,7	2,7 1,6

За розрахунковим значенням $F_{ек}$ вибирають «основний» перетин проводу і перевіряють по припустимій втраті напруги:

$$\Delta U = \frac{\sum (P_i \cdot r_{oi} + Q_i \cdot x_{oi}) \cdot l_i}{U_n} \leq \Delta U_{\partial}, \quad (4.8)$$

де ΔU – дійсна втрата напруги, В;

r_{oi}, x_{oi} – параметри проводів на ділянці лінії, Ом/км;

P_i, Q_i – навантаження на ділянці, кВт і квар;

l_i – довжина ділянки, км.

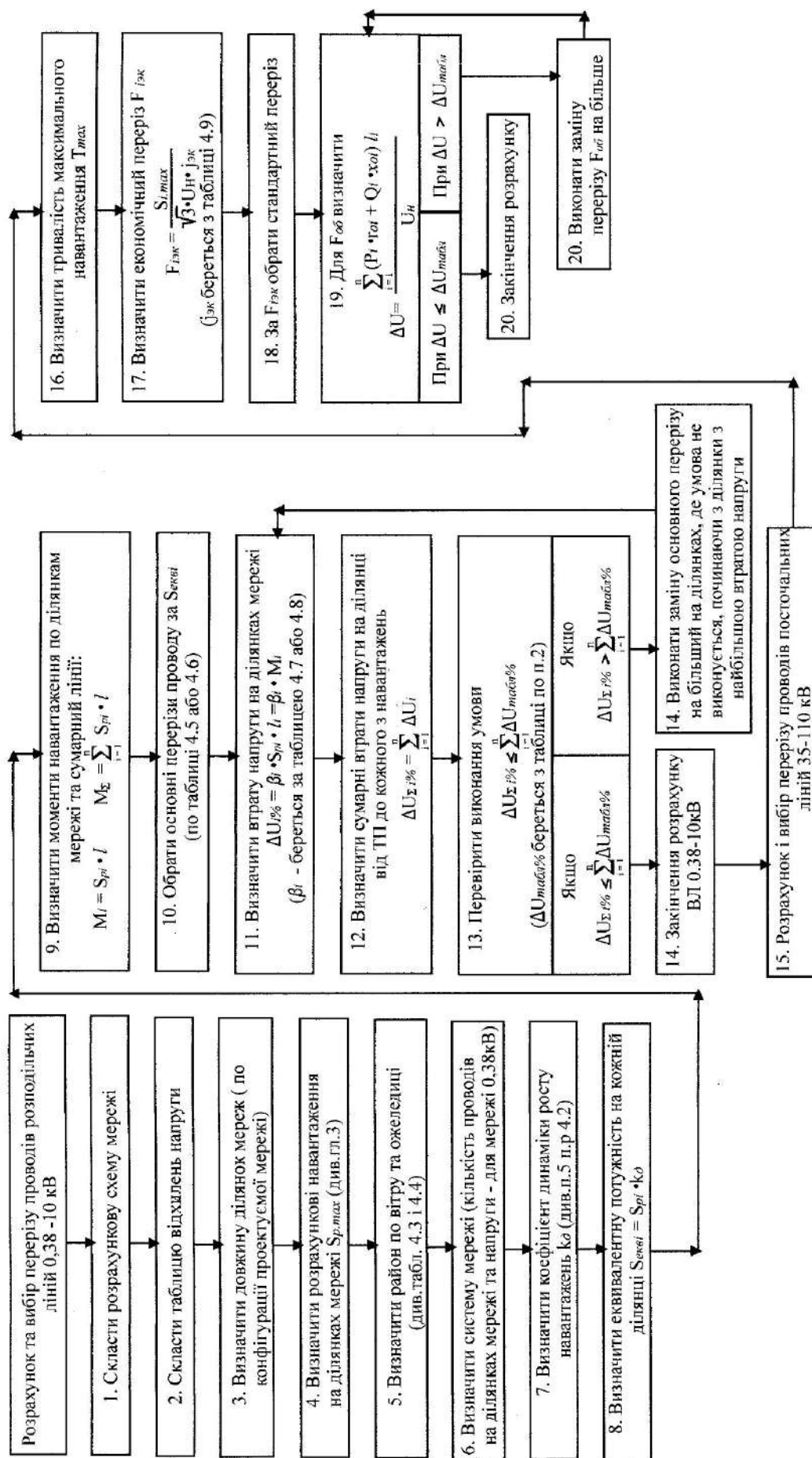


Рисунок 4.2 – Алгоритм розрахунку та вибору перерізу проводів для ліній 0,38 – 10 кВ та 35 – 110 кВ

Значення індуктивних опорів x_o проводів беруть по [4.7]. Для перетинів проводів, що найчастіше зустрічаються в практиці сільськогосподарського електропостачання, з урахуванням середньої геометричної відстані D_{cp} між проводами дані приведені в таблиці 4.10.

Таблиця 4.10 – Наближені значення індуктивних опорів повітряних ліній з проводами з міді, алюмінію і стали, Ом/км

D_{cp} , мм	Перетин проводів в мм ²						
	16	25	35	50	70	95	120
400	0,333	0,320	0,308	0,300	0,280	0,270	-
600	0,360	0,345	0,336	0,325	0,300	0,300	0,292
1000	0,391	0,380	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324
1250	0,405	0,391	0,38	0,369	0,355	0,346	0,338
1500	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,257	0,349
2000	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368

Активний опір проводу r_{oi} на одиницю довжини (1000 м) визначається з виразу:

$$r_{oi}=1000\rho/F_{ek} \quad (4.9)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу, Ом·м;

F_{ek} – прийнятий економічний перетин проводу, мм².

Алгоритм розрахунку і вибору перетинів проводів ліній 0,38 – 110 кВ приведений на рисунку 4.2.

4.4 Розрахунок і вибір перетину самонесучих ізолюваних проводів

4.4.1 Загальні положення

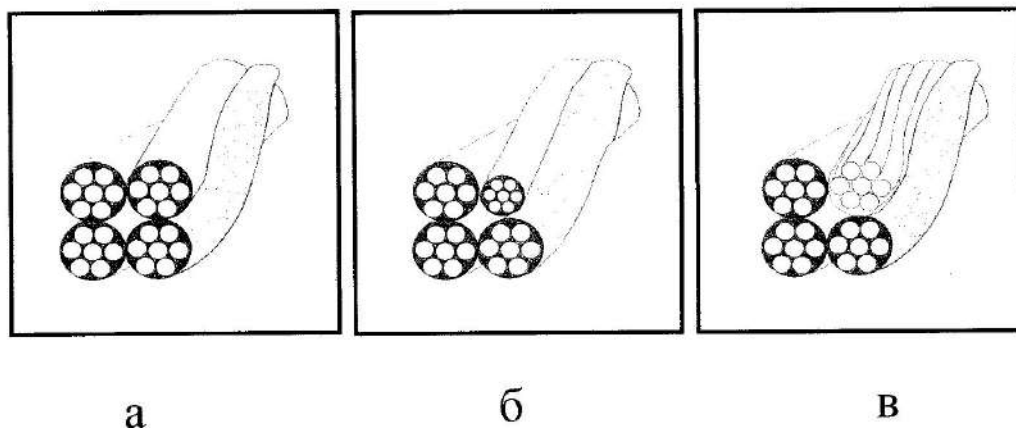
Задачу підтримки технічного стану на сучасному рівні неможливо вирішити без застосування на ПЛ нових, досконаліших конструкцій і технологій. У світовій практиці будівництва електромереж в останні десятиліття широке поширення набули повітряні лінії з ізолюваними проводами (ПЛІ).

Відповідно до діючих «Правил устроюства воздушных линий электропередач напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами (СИП) (ПУ ВЛИ до 1 кВ)» ПЛІ називається пристрій, призначений для передачі електроенергії по ізолюваних, скручених в джгут проводах, розташованих на відкритому повітрі і прикріплених за допомогою вузлів кріплення, крюків, кронштейнів і арматури до опор, стін будівель і споруд [4.8, 2.6].

По характеру розподілу механічного навантаження СИП підрозділяються на дві системи:

систему, в якій механічне навантаження рівномірно розподіляється на скручені в джгут фазні і нульову жилу. Додаткові жили в механічному

навантаженні участі не приймають. При цьому нульовий дріт таких СІП ізольований (рисунок 4.3 а);



а – самонесуча система проводів (усі чотири жили несучі); б – СІП з ізольованим нульовим несучим проводом; в – СІП з неізольованим нульовим несучим проводом

Рисунок 4.3 – Структура самонесучих ізольованих проводів

– систему, в якій механічне навантаження несе нульовий дріт, а фазні і додаткові жили скручені навколо нього і механічного навантаження не несуть. При цьому нульовий дріт може бути як ізольованим (рисунок 4.3б), так і неізольованим (рисунок 4.3в).

При виборі перетину СІП необхідно враховувати наступні основні положення [4.8].

1. На магістральних ділянках ПЛІ і відпаюваннях від ПЛІ необхідно застосовувати трифазні СІП. Кількість додаткових жил СІП визначаються проектом.

2. На відпаюваннях від ПЛІ до введення в будівлю (споруда) необхідно застосовувати СІП з ізольованою нульовою жилою.

3. На магістральних ділянках ПЛІ і відпаюваннях від ПЛІ, де застосовані СІП з однією несучою (нульовий) жилою, її перетин повинен бути не менше:

- у районах з розрахунковою стінкою ожеледі:

а) до 10 мм - 25 мм^2

б) 15 мм і більш – 35 мм^2 .

4. Магістраль ПЛІ, як правило, виконується СІП одного перетину. Перетин жил СІП на магістралі визначається електричним розрахунком, але, як правило, повинно бути не менше 50 мм^2 .

5. При економічному обґрунтуванні допускається виконувати магістраль СІП декількома перетинами.

6. На відпаюваннях до введення в будівлі і споруди, залежно від кількості фаз (одно- або трифазні) і величини електричного навантаження, застосовуються двох- або чотирижильні СІП. Перетин жил СІП не повинно бути менше 16 мм^2 . Довжина відпаювання повинна бути не більш 25 м.

7. При проходженні ПЛІ по території шкіл, дитячих будинків, технічних, оздоровчих таборів, дошкільних дитячих установ (ясель, садків, комбінатів) сумарний перетин утримуючих жил СІП повинний бути не менше 50 мм².

8. Для забезпечення нормальної роботи електроприймачів, нормованого рівня електробезпеки і захисту від атмосферних перенапружень на ПЛІ в електричних мережах з глухозаземленою нейтраллю, повинні бути заземлюючі пристрої, призначені для:

- повторного заземлення нульової жили СІП;
- захисту від атмосферних перенапружень;
- заземлення електроустаткування, встановленого на опорах ПЛІ;
- заземлення розрядників або обмежувачів перенапруження.

8.1 На ПЛІ металоконструкції залізобетонних і металевих опор повинні бути приєднані до нульового дроту на кожній опорі.

8.2 Крюки і штирі на дерев'яних опорах ПЛІ заземленню не підлягають, за винятком тих опор, на яких виконується повторне або грозозахисне заземлення.

8.3 У населеній місцевості з одно- і двоповерховою забудовою ПЛІ, не екрановані промисловими димовими і іншими трубами, високими деревами, будовами і т.п., повинні мати заземлюючі пристрої, призначені для захисту від грозових перенапружень. Опір заземлюючих пристроїв повинен бути не більш 30 Ом, а відстань між ними для районів з числом грозових годин на рік:

- а) до 40 годин - 200 м;
- б) більше 40 годин - 100 м.

8.4 Окрім вказаних в пункті 8.3 заземлюючі пристрої повинні бути:

а) на опорах з відпаюваннями від магістралі ПЛІ до введень будівель, в яких можливе перебування великої кількості людей (школи, дитсадки, лікарні, клуби і ін.) або таких, що представляють велику господарську цінність (тваринницькі і птахівничі приміщення, склади, гаражі і ін.);

б) на кінцевих опорах ПЛІ з відпаюваннями до введень. При цьому найбільша відстань від сусіднього захисного заземлення цієї ж ПЛІ повинна бути не більше ніж 50 м;

в) на введеннях від ПЛІ до електроустановок, які підлягають заземленню.

8.5 У місцях, вказаних в пунктах 8.4а і 8.4б рекомендується, крім того, установка вентильних розрядників або обмежувачів перенапруження.

4.4.2 Вимоги до виконання вуличного освітлення

1. Вуличне освітлення може бути виконане як окремими лініями, так і прокладкою окремого «ліхтарного» дроту в складі СІП. Варіант виконання вуличного освітлення указується замовником в завданні на проектування.

2. При проектуванні вуличного освітлення окрім виконання електротехнічного виробляється додатково світлотехнічний розрахунок.

3. Світильники вуличного освітлення, встановлювані на опорах ПЛІ вулиці, що йде з двох сторін, необхідно встановлювати в шаховому порядку.

4. Для приєднання світильників до «ліхтарної» жили застосовується ізольований провід з мідною багатодротною жилою перетином не менше $1,5 \text{ мм}^2$. Допускається застосування ізольованих одножильних, однопровідних алюмінієвих проводів перетином не менше $2,5 \text{ мм}^2$.

4.4.3 Вимоги до параметрів ПЛІ.

Проектна документація на будівництво ПЛІ розробляється спільними зусиллями виконавця (підрядчика) і замовника за формою стандартів підприємства (СТП), затверджується замовником і узгоджується з підрядчиком.

Параметри ПЛІ повинні відповідати наступним вимогам:

- пропускна здатність електричної мережі повинна задовольняти перспективний відносний приріст споживання електроенергії;
- схема електричної мережі повинна виключати можливість розвитку аварій і забезпечувати необхідну надійність роботи мережі, і постачання споживачів якісною електроенергією;
- вибір технічних рішень проводиться на основі порівняння варіантів по терміну окупності капітальних вкладень;
- струм однофазного к.з. на початку лінії 0,38 кВ повинен бути не менше струму спрацьовування пристроїв релейного захисту в межах всієї лінії;
- діапазон відхилення напруги (ДСТУ 3466) на клеммах електроприймачів згідно ГОСТ 13109-97 повинен бути в нормальному режимі не більш $\pm 5\%$, а в інших режимах - $\pm 10\%$. При цьому втрати напруги в лінії 0,38 кВ в максимальному режимі навантаження до місця приєднання найближчого споживача повинні бути не менше 0,5%, а у найбільш віддаленого - не більш 6%;
- однофазні споживачі повинні рівномірно розподілятися між всіма фазами мережі з коефіцієнтом нерівномірності навантаження не більш 0,1;
- для споживачів з максимальним навантаженням більше 4-5 кВт рекомендується трифазне введення;
- при проектуванні мережі застосовуються підстанції з трансформаторами потужністю до 100 кВА включно з схемою з'єднання обмоток  (зірка - зірка «зигзаг»), а для трансформаторів потужністю 160, 250 кВА - «трикутник - зірка» ... 

4.4.4 Електротехнічний розрахунок.

У проектуванні ПЛІ-0,38 кВ виконується наступний порядок розрахунку:

1. Визначається місце розташування підстанцій 10/0,4 кВ.
2. Вибирається оптимальна конфігурація мережі 0,38 кВ і визначається необхідна кількість проводів на магістральних ділянках і відпайках ПЛІ.
3. Складається розрахункова схема проекрованої мережі 0,38 кВ на підставі п.2
4. Визначаються розрахункові навантаження окремих споживачів і на ділянках мережі.
5. Визначаються робочі струми для тривалого режиму на ділянках мережі:
 - для однофазних споживачів:

$$I_{pi} = \frac{P_{pi} \cdot 10^3}{U_{nc} \cdot \cos \varphi_i} \quad (4.10)$$

- для трифазних споживачів:

$$I_{pi} = \frac{P_{pi} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{nc} \cdot \cos \varphi_i} \quad (4.11)$$

де I_{pi} - розрахунковий струм і-ої ділянки мережі, А;

P_{pi} - навантаження і-ої ділянки мережі, Вт;

U_{nc} - напруга мережі, В;

$\cos \varphi_i$ - коефіцієнт потужності.

6. Визначається розрахунковий тривало припустимий струм нагрівання проводів $I_{\partial.p.i}$:

$$I_{\partial.p.i} = \frac{I_{pi}}{K_{\theta}} \quad (4.12)$$

$$K_{\theta} = \sqrt{\frac{\theta_{тр.доп.} - \theta_{навк.}}{\theta_{тр.доп.} - \theta_{он}}}, \quad (4.13)$$

де K_{θ} - коефіцієнт, який враховує дійсну температуру навколишнього середовища;

$\theta_{тр.доп.}$ - тривало припустима температура нагрівання проводу, °С; (вибирається по таблиці 4.11);

$\theta_{навк.}$ - дійсна температура навколишнього середовища, °С; значення беруться з таблиці 4.12;

$\theta_{он}$ - нормована температура навколишнього середовища для провідників, °С; приймаються по таблиці 4.13

Таблиця 4.11 - Тривало допустимі (спостереженні) температури нагріву провідників і апаратів

Провідники і апарати	$\theta_{тр.доп.}, ^\circ\text{C}$
Неізольовані проводи і шини	70
Кабелі з паперовою ізоляцією напругою, кВ	
- до 3 включно	80
- 6	65
- 10	60
- 20 і 35	50
Проводи, шнури, кабелі з гумовою полівінілхлоридною або пластмасовою ізоляцією	65

7. Складається схема заміщення мережі і виконують розрахунок струмів короткого замикання $I_{кри}$

8. За таблицею 4.14 з урахуванням максимальної температури повітря $\theta_{навк}$ й інтенсивності сонячної радіації ($Вт/м^2$) обирають перетин жили проводу за умовою:

$$I_{тр.доп.пр} \geq I_{д.р}, \quad (4.12)$$

де $I_{тр.доп.пр}$ - тривало допустимий струм навантаження СІП, А.

Таблиця 4.12 - Максимальна температура повітря та інтенсивність літньої сонячної радіації на території України

Область	Максимальна температура, °С		Інтенсивність радіації, Вт/м ²
	літом	зимою	
Вінницька	40	9	776
Волинська	39	8	773
Дніпропетровська	41	9	776
Донецька	41	8	779
Житомирська	39	7	773
Закарпатська	41	11	779
Запорізька	42	13	786
Івано-Франківська	38	11	779
Київська	40	7	773
Кіровоградська	40	9	779
Луганська	41	8	779
Львівська	38	11	776
Миколаївська	40	13	786
Одеська	41	12	792
Полтавська	40	8	776
Автономна республіка Крим	41	17	805
Рівненська	38	8	770
Сумська	39	6	773
Тернопільська	39	8	776
Харківська	41	7	773
Херсонська	40	12	786
Хмельницька	39	8	776
Черкаська	40	8	776
Чернігівська	39	7	767
Чернівецька	38	9	779

Таблиця 4.13 - Нормована температура навколишнього середовища для провідників і апаратів

Провідники і апарати	Середовище	$\theta_{он}, ^\circ\text{C}$
Проводи, шини, кабелі	Повітря	25
	Земля	15
	Вода	15
Апарати	Повітря	35

Таблиця 4.14 - Тривало допустимі струми навантаження СІП з алюмінієвими жилами

Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм, А, за інтенсивності сонячної радіації, Вт/м ²					
	0		600		1125	
	При температурі навколишнього повітря, °С					
	25	40	25	40	25	40
10	90	80	80	65	65	50
16	110	95	95	80	75	55
25	150	130	125	105	100	70
35	180	155	150	120	120	80
50	235	205	195	160	150	100
70	290	255	240	190	180	115
95	350	305	280	225	210	125
120	410	360	330	265	240	140

9. Перевірити СІП на термічну стійкість при короткому замиканні. Тут можливі два випадки:

- за мінімально допустимим перерізом СІП:

9.1) визначити фіктивний час повного струму к. з. t_ϕ ;

9.2) визначити мінімально допустимий переріз СІП за умовою:

$$F_{\phi.min} = \frac{I_\infty \cdot \sqrt{t_\phi}}{C}, \quad (4.15)$$

де I_∞ - струм трифазного к.з., який встановився, А;

C - коефіцієнт, який враховує матеріал проводу та кількість тепла, що виділяється в одиниці довжини, та перерізу провідника за одиницю часу; береться з таблиці 4.15.

9.3) перевірити виконання умови:

$$F_{ж.р.} \geq F_{\phi.min}, \quad (4.16)$$

де $F_{ж.р.}$ - вибраний час за п. 8 переріз жили проводу, мм^2

- за допустимим струмом короткого замикання $I_{доп.к.з.}$:

9.4) визначити фіктивний час повного струму к. з. t_ϕ (п. 9.1);

9.5) перевірити вибраний переріз проводу за умовою:

$$I_{доп.к.з.} \geq I_{к.р} \quad (4.17)$$

$I_{\text{доп.к.з.}}$ береться із таблиці 4.16 з урахуванням $F_{\text{ж.р.}}$ та $t_{\text{ф}}$

Таблиця 4.15 - Значення коефіцієнта C

Вид провідника	C
Шини:	
- мідні	170
- алюмінієві	90
- сталеві при $\theta_{\text{к.доп.}} = 400^{\circ} \text{C}$	70
- сталеві при $\theta_{\text{к.доп.}} = 300^{\circ} \text{C}$	60
Кабелі до 10 кВ:	
- з мідними жилами	140
- з алюмінієвими жилами	90
Кабелі 20 - 35 кВ:	
- з мідними жилами	105
- з алюмінієвими жилами	70
Кабелі і ізолювані проводи з полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією:	
- з мідними жилами	120
- з алюмінієвими жилами	75
Кабелі і ізолювані проводи з поліетиленовою або гумовою ізоляцією:	
- з мідними жилами	103
- з алюмінієвими жилами	65

Таблиця 4.16 – Допустимий струм короткого замикання для СІП з алюмінієвими жилами

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, кА, при тривалості к. з., с	
10	0,9	0,5
16	1,4	0,8
25	2,3	1,3
35	3,2	1,8
50	4,6	2,6
70	6,4	3,7
95	7,6	4,4
120	7,6	4,4

10. Визначити моменти навантаження на кожній ділянці та сумарний момент лінії за формулами (4.4 і 4.5).

11. Визначити втрату напруги на ділянках мережі $\Delta U_i \%$:

$$\Delta U_i \% = \beta_i \cdot M_i, \quad (4.18)$$

де β_i - питома втрата напруги для даної ділянки матеріалу та перерізу СІП, %/кВА·км (за таблицею 4.5);

M_i - момент навантаження на i -ій ділянці, кВА·км

$$\text{чи} \quad \Delta U_i \% = \frac{\sqrt{3} I_{p,i} l_i (r_0 \cos \varphi_i + x_0 \sin \varphi_i)}{U_n} \cdot 100, \quad (4.19)$$

де r_0, x_0 - питомий активний та індуктивний опір проводів, Ом/км (береться з таблиці 4.17);

l_i - довжина i -тої ділянки, км.

12. Визначити сумарну втрату напруги в мережі від трансформаторної підстанції до кожного із споживачів:

$$\Delta U_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \Delta U_i \quad (4.20)$$

13. Порівняти сумарну втрату напруги в мережі з допустимим значенням, розрахованим при складанні таблиці відхилень напруги (за п. 4.1 таблиця 4.2) $\Delta U_{\text{табл}}$

$$\Delta U_{\Sigma} \leq \Delta U_{\text{табл}} \quad (4.21)$$

Якщо умова (4.21) не виконується, необхідно замінити переріз СІП на більший. Паспортні характеристики СІП наведені в додатку Г.

Алгоритм розрахунку мереж 0,38 кВ з самонесучими ізольованими проводами наведений на рисунку 4.4.

14. Перевіряють мережу за умовами спрацювання захисту при однофазних та міжфазних к. з.

15. Перевіряють мережу за умовами пуску та тривалості роботи асинхронних електродвигунів.

16. Вибирають технічні засоби захисту мережі, вибір засобів грозозахисту.

17. Розраховують заземлюючі пристрої.

Таблиця 4.17 - Активні і індуктивні опори дротів і кабелів з алюмінієвими і мідними жилами (для напруг до 500 В) при номінальному навантаженні

Перетин мм ²	Опір, Ом/км			
	активний r		індуктивний x	
	Алюміній	Мідь	Проводи відкрито прокладені	Проводи в трубах або кабелі
1	2	3	4	5
1,5	22,2	13,35	-	0,11
2,5	13,3	8,0	-	0,09
4	8,35	5,0	0,33	0,1
6	5,55	3,33	0,32	0,09
10	3,33	2,0	0,31	0,07
16	2,08	1,25	0,29	0,07
25	1,33	0,8	0,27	0,07
35	0,95	0,57	0,26	0,06
50	0,67	0,4	0,25	0,06
70	0,48	0,29	0,24	0,06

Продовження таблиці 4.17

1	2	3	4	5
95	0,35	0,21	0,23	0,06
120	0,28	0,17	0,22	0,06
150	0,22	0,13	0,21	0,06
185	0,18	0,11	0,21	0,06
240	-	0,08	0,20	-
300	0,12	0,07	0,19	0,06

4.5 Приклад розрахунку та вибору перерізу проводів

Приклад 4.1. Розрахувати переріз та вибрати марку проводів повітряних ліній 0, 38; 10 та 35 кВ проектуемого району електропостачання (рисунок 2.13а, 3.9, 3.10). Згідно даним РЕМ, який обслуговує даний район, відхилення напруги у місці приєднання сільської мережі напругою 35 кВ, тобто на шинах 35 кВ джерела живлення ДЖ1 складає: $\delta U_{нд35}^{100} = +5\%$ при 100 % навантаженні та $\delta U_{нд35}^{25} = 0\%$ - при 25% навантаженні.

Рішення. Розрахунок виконуємо згідно алгоритму (рисунок 4.2). Для виконання розрахунків складена *схема мережі* живлячої підстанції 110/35 кВ (ДЖ1), яка наведена на рисунку 4.5.

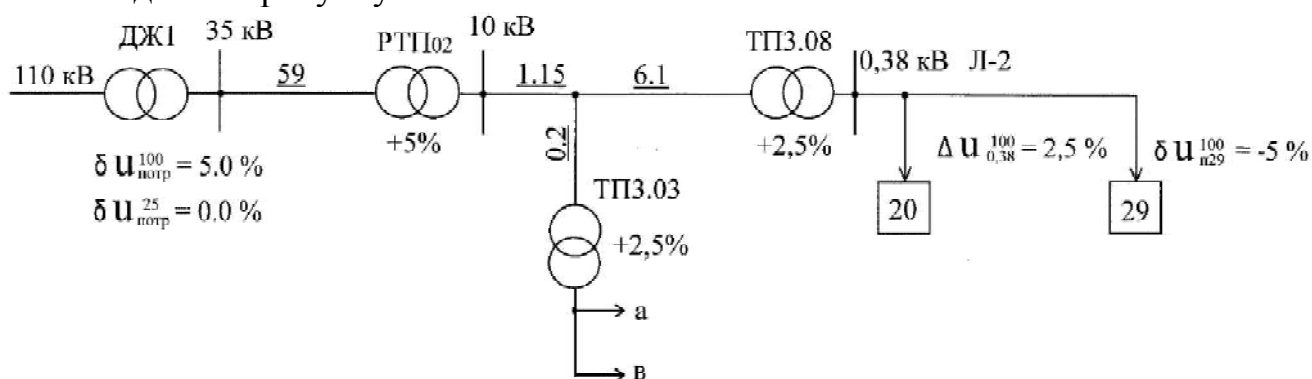


Рисунок 4.5 – Розрахункова схема мережі, яка живить розподільні (РТП) та споживчі (ТП) трансформаторні підстанції

Для складання таблиці відхилень напруги задаємось надбавками $\delta U_{ндi}$ у двох трансформаторів:

1) для РТП₀₂-35/10 кВ - $\delta U_{нд35/10}^{100} = +5\%$;

2) для найбільш віддаленої трансформаторної підстанції ТП3.08-10/0,4 кВ -

$$\delta U_{нд10/0,4}^{100} = +5\%$$

Крім того, приймаємо, що втрати напруги у трансформаторах ΔU_{Ti}^{100} при номінальній потужності складають 4% [4.2], а допустиме відхилення напруги у самого віддаленого споживача №29 приймаємо, згідно ПУЕ $\delta U_{П29}^{100} = -5\%$. Тоді вираз (4.1) відхилення напруги у найбільш віддаленого споживача №29 (рисунок 4.5), у даному випадку, буде мати вигляд:

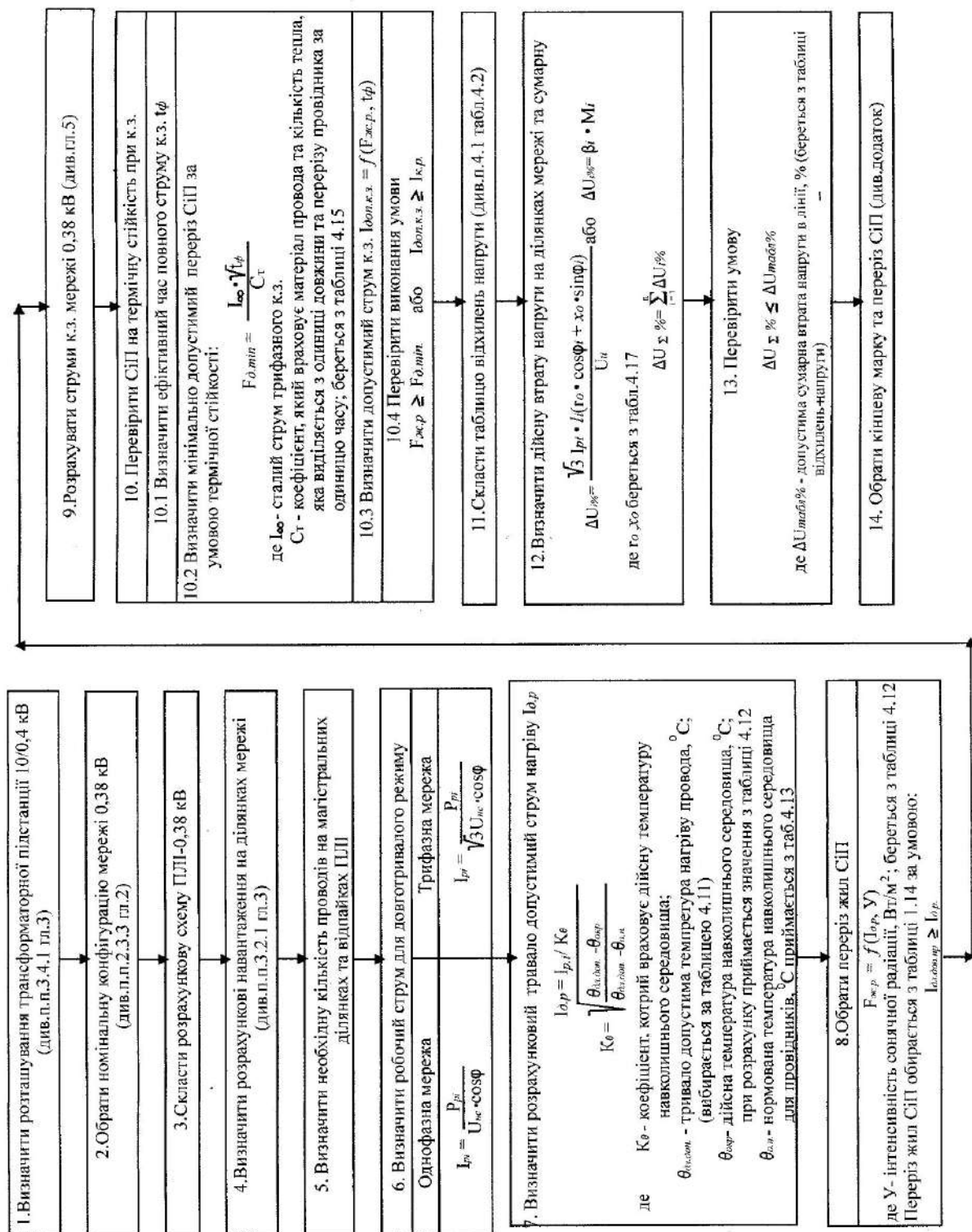


Рисунок 4.4 – Алгоритм розрахунку мереж 0,38 кВ з самонесучими ізольованими проводами

$$\delta U_{П29}^{100} = \delta U_{нд35}^{100} + \delta U_{нд35/10}^{100} + \delta U_{нд10/0,4}^{100} + \Delta U_{35/10}^{100} + \Delta U_{10/0,4}^{100} - \Delta U_{П29}^{100}, (4.22)$$

де $\delta U_{П29}^{100}, \delta U_{нд35}^{100}$ - відхилення напруги у найбільш віддаленого споживача, місці приєднання сільської мережі, надбавки трансформаторів 35/10 кВ та 10/0,38; кВ при 100% навантаженні, відповідно, %;

$\Delta U_{35/10}^{100}, \Delta U_{10/0,4}^{100}$ - втрати напруги в трансформаторах 35/10 кВ та 10/0,4 кВ при 100% навантаженні, %;

$\Delta U_{П29}^{100}$ - алгебраїчна сума втрат напруги від місця приєднання мережі (шини 35 кВ ДЖ1) до найбільш віддаленого споживача (в даному випадку споживача №29), %

$$\Delta U_{П29}^{100} = \Delta U_{35}^{100} + \Delta U_{10}^{100} + \Delta U_{0,38}^{100}, (4.23)$$

де $\Delta U_{35}^{100}; \Delta U_{10}^{100}; \Delta U_{0,38}^{100}$ - відповідно, втрати напруги в лініях 35, 10 та 0,38 кВ (змінні втрати), %

З (4.22) визначаємо $\Delta U_{П29}^{100}$:

$$\Delta U_{П29}^{100} = \delta U_{нд35}^{100} + \delta U_{нд35/10}^{100} + \delta U_{нд10/0,4}^{100} + \Delta U_{35/10}^{100} + \Delta U_{10/0,4}^{100} - \delta U_{П29}^{100} (4.24)$$

$$\Delta U_{П29}^{100} = +5 + 5 + 5 - 4,0 - 4,0 - (-5) = 12,0\%$$

Розподіляємо $\Delta U_{П29}^{100} = 12,0\%$ між мережами різних напруг таким чином:

$$\Delta U_{35}^{100} = -3\%; \Delta U_{10}^{100} = -3\%; \Delta U_{0,38}^{100} = -6,0\%$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 4.18.

Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача №20 $\delta U_{П20}^{25}$ при 25-% навантаженні для найбільш віддаленої ТПЗ.08-10/0,38 кВ:

$$\delta U_{П20}^{25} = \delta U_{нд35}^{25} + \delta U_{нд35/10}^{25} + \delta U_{нд10/0,4}^{25} + \Delta U_{35/10}^{25} + \Delta U_{10/0,4}^{25} - \Delta U_{П20}^{25}, (4.25)$$

де $\Delta U_{П20}^{25}$ - втрати напруги в лініях 35, 10 та 0,38 кВ при 25-% навантаженні, (до споживача №20), %, береться з таблиці 4.18.;

$$\Delta U_{П20}^{25} = \Delta U_{35}^{25} + \Delta U_{10}^{25} + \Delta U_{0,38}^{25} (4.26)$$

Так як втрати напруги від ТП 10/0,4 кВ до найближчого споживача в лінії 0,38 кВ повинні бути мінімальними, приймаємо $\Delta U_{0,38}^{25} = 1,5\%$. Тоді для (4.25):

$$\delta U_{П20}^{25} = +0 + 5 + 5 - 0,75 - 1,0 - 0,75 - 1,0 - 1,5 = +5\%$$

Таблиця 4.18 – Таблиця відхилень напруги при живленні від шин 35 кВ

Елементи електричної мережі	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена споживча підстанція		Найближча трансформаторна підстанція	
	Навантаження, %			
	100	25	100	25
Шини 35 кВ	+5	0	+5	0
Мережа напругою 35 кВ	-3	-0,75	-3	-0,75
Трансформатор 35/10 кВ:				
- надбавки	+5	+5	+5	+5
- втрати	-4	-1	-4	-1
Мережа напругою 10 кВ	-3	-0,75	-2	-0,75
Трансформатор 10/0,4 кВ				
- надбавки	+5	+5	+5	+5
- втрати	-4	-1	-4	-1
Мережа напругою 0,38 кВ	-6,0	-1,5	-7,0	-1,75
Споживач	-5,0	+5,0	-5,0	+5,0

До найближчої ТПЗ.03-10/0,4 кВ надбавки $\delta U_{10/0,4}^{100} = +5\%$ ті ж самі, що і в першому випадку. Тоді за аналогією з розрахунками для ТПЗ.08 сумарна втрата напруги до споживача у точці d при 100-% навантаженні (рисунк 4.5) буде складати:

$$\Delta U_d^{100} = \delta U_{нд35}^{100} + \delta U_{нд35/10}^{100} + \delta U_{нд10/0,4}^{100} + \Delta U_{35/10}^{100} + \Delta U_{10/0,4}^{100} - \delta U_{Пд}^{100} \quad (4.27)$$

Так як $\Delta U_{35}^{100} = -3\%$ відома і має те ж саме значення, що і в попередньому розрахунку, ΔU_d^{100} буде складати:

$$\Delta U_d^{100} = +5 + 5 + 5 - 3 - 4 - 4 - (-5) = 9,0\%$$

З урахуванням того, що найближча ТПЗ.03-10/0,4 кВ знаходиться на деякій відстані від РТП_{02-35/10} кВ ($L_{02-3,03}=1,35$ км), це значення ΔU_d^{100} буде розподілятися між ділянкою $L_{02-3,03}$ та мережею 0,38 кВ від ТПЗ.03. Точне значення втрати напруги на цій ділянці можна визначити тільки після розрахунку ПЛ-10 кВ та підрахунку дійсної втрати напруги.

Розрахунок перерізу та вибір марки проводів ПЛ-10 кВ (алгоритм рисунку 4.2).

Довжина ділянок мережі 10 кВ позначені на розрахунковій схемі (рисунк 3.12), а розрахункові навантаження на цих ділянках визначені в прикладі 3.1 (таблиця 3.24 для S_{pdi}). Тип опор – залізобетонні; район за ожелед-

до та швидкісним напором вітру – 3 (таблиці 4.3 і 4.4). Середньгеометрична відстань між проводами – 1000 мм. Допустима втрата напруги $\Delta U_{10}^{100} = 3\%$ (таблиця 4.18).

Коефіцієнт динаміки зростання навантажень для ліній, що будуються, дорівнює $k_d = 0,7$ (п. п.. 4.2). Ці дані занесені до таблиці 4.19.

Еквівалентну потужність на кожній ділянці визначаємо за виразом (4.3). Так, наприклад, для ділянки 5-6 та 5-17 еквівалентна потужність дорівнює відповідно:

$$S_{екв5-6} = 0,7 \cdot 148,8 = 104,2 \text{кВА}; S_{екв5-17} = 0,7 \cdot 206,0 = 144,2 \text{кВА}$$

За значеннями еквівалентних потужностей вибираємо основний переріз проводу, який дорівнює $F_{осн5-6} = 35 \text{мм}^2$, $F_{осн5-17} = 35 \text{мм}^2$, марка проводу АС (таблиця 4.6).

Визначаємо дійсну втрату напруги $\Delta U_{i\%}$ на цих ділянках за виразом (4.6):

$$\Delta U_{5-6\%} = \beta_{5-6} \cdot S_{p5-6} \cdot l_{5-6} \quad (4.28)$$

Питома втрата напруги β_i для даного матеріалу, перерізу проводу, характеру виконання лінії і коефіцієнта потужності береться з таблиці 4.8. Тоді

$$\Delta U_{5-6\%} = 0,096 \cdot 10^{-2} \cdot 148,8 \cdot 1,3 = 0,186\%$$

$$\Delta U_{5-6\%} = 0,096 \cdot 10^{-2} \cdot 206,0 \cdot 0,8 = 0,158\%$$

Аналогічно виконуємо розрахунки на інших ділянках. Результати розрахунків заносимо до таблиці 4.19.

Розраховуємо втрату напруги від РТП₀₂ до кінця кожної ділянки, тобто до кожного навантаження. Так сумарна втрата напруги від РТП₀₂ до ТП3.08 буде складати:

$$\Delta U_{РТП-3.08} = \Delta U_{РТП-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-4} + \Delta U_{4-5} + \Delta U_{5-17} \quad (4.29)$$

$$\Delta U_{РТП-3.08} = 0,943 + 0,290 + 1,270 + 0,160 + 0,490 + 0,356 = 3,51\%$$

Перевіряємо виконання умови:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\Sigma\%} &\leq \Delta U_{табл\%} \\ \Delta U_{РТП-3.08} &= 3,5 > \Delta U_{табл\%} = 3,0 \end{aligned} \quad (4.30)$$

Так як умова не виконується, тому для зменшення втрат збільшуємо переріз проводів на головних ділянках лінії, а саме 2-3; 4-5; 5-17 та повторюємо розрахунок цих ділянок на сумарну втрату напруги. Вибираємо на цих ділянках слідуючі перерізи та марку проводів, відповідно: 3хА95; 3хА50; 3хА50. Тоді

$$\Delta U_{РТП-3.08} = 0,943 + 0,290 + 0,951 + 0,160 + 0,378 + 0,274 = 2,996\%$$

Так як $\Delta U_{РТП-3.08} = 2,996 < \Delta U_{табл\%} = 3,0$, умова виконується. Тому переріз проводів вибрано вірно.

Як було вказано вище, для розрахунку перерізу проводів мереж, які живлять найближчу ТПЗ.03 та її відхідні мережі 0,38 кВ треба в таблицю відхилень підставити дійсну втрату напруги в ПЛ-10 кВ. Згідно розрахунків на ділянці РТП₀₂-4-7 $\Delta U_{ТП-1-7} = 1,99$ (таблиця 4.19). Тому це значення приймаємо за допустиму втрату $\Delta U_{10}^{100} = 2\%$. Тоді на ПЛ-0,38 кВ припадає $\Delta U_{0,38}^{100} = 9 - 2 = 7\%$.

Виконуємо перевірку при 25-% навантаженні (для ТПЗ.03):

$\delta U_c^{25} = 0 + 5 + 5 - 0,75 - 1,0 - 0,5 - 1,0 - 1,75 = +5\%$, що є допустимим. Результати заносимо до таблиці 4.18.

Таблиця 4.19 – Вибір проводів ПЛ-10 кВ

Ді- лянка	S_p , кВА	K_ϕ	$S_{екв}$, кВА	L , м	$F_{осн}$, мм ²	Втрата напруги, $\Delta U_i \cdot 10^{-2} \frac{\%}{\text{кВА} \cdot \text{км}}$			$F_{дон}$, мм ²	Втрата напруги, $\Delta U_i \cdot 10^{-2} \frac{\%}{\text{кВА} \cdot \text{км}}$		
						β_i	на ді- лянці	від РТП		β_i	на ді- лянці	від РТП ₀₂
5-6	148,8	0,7	104,2	1,30	3хАС35	0,096	0,186	3,34				3,34
5-17	206,0	0,7	144,2	1,80	3хАС35	0,096	0,356	3,51	3хА50	0,074	0,274	2,996
4-5	319,2	0,7	223,4	1,60	3хАС35	0,096	0,490	3,15	3хА50	0,074	0,378	2,722
4-16	135,0	0,7	94,5	0,90	3хАС35	0,096	0,117	2,78				2,78
3-4	417,3	0,7	292,1	0,40	3хАС35	0,096	0,160	2,66				2,66
13-14	376,3	0,7	263,4	0,40	3хАС35	0,096	0,144	2,76				2,76
13-15	387,5	0,7	271,3	0,32	3хАС35	0,096	0,119	2,74				2,74
3-13	688,4	0,7	481,9	0,17	3хАС35	0,096	0,112	2,62				2,62
2-3	1006,3	0,7	704,4	2,10	3хАС70	0,060	1,270	2,50	3хА95	0,045	0,951	2,184
2-12	147,5	0,7	103,3	0,26	3хАС35	0,096	0,036	1,27				1,27
1-2	1125,6	0,7	788,0	0,43	3хАС70	0,060	0,290	1,23				1,23
8-9	151,3	0,7	105,9	0,18	3хАС35	0,096	0,026	1,25				1,25
8-10	255,7	0,7	179,0	0,24	3хАС35	0,096	0,059	1,28				1,28
7-8	367,9	0,7	257,5	0,50	3хАС35	0,096	0,177	1,22				1,22
7-11	236,3	0,7	165,4	0,22	3хАС35	0,096	0,050	1,09				1,09
1-7	514,2	0,7	360,0	0,20	3хАС35	0,096	0,099	1,04				1,04
РТП ₀₂ -1	1639,8	0,7	1147,9	1,15	3хА95	0,050	0,943	0,94				0,94

Розрахунок перерізу та вибір марки проводів ПЛ-0,38 кВ (алгоритм рисунку 4.2).

Розрахунки виконуємо для домінуючого максимуму навантажень. Допустима втрата напруги визначена раніше (таблиця 4.18) і дорівнює $\Delta U_{0,38}^{100} = 2,5\%$. Вихідні дані наведені на розрахунковій схемі (рисунок 3.11) та в таблицях 3.21 – 3.23 прикладу 3.1. Кінематичні характеристики та динаміка зростання навантажень наведені вище. Необхідні вихідні дані S_p , k_ϕ , I наведені в таблиці 4.20.

Лінія 1. Еквівалентна потужність на ділянці 15-16:

$$S_{екв\ 15-16} = S_{p15-16} \cdot k_{\partial} \quad (4.31)$$

$$S_{екв\ 15-16} = 6,5 \cdot 0,7 = 4,6 \text{ кВА}$$

Згідно таблиці 4.5 для значення еквівалентної потужності $S_{екв\ 15-16} = 4,6 \text{ кВА}$ при $b = 10 \text{ мм}$ переріз алюмінієвого проводу $F_{осн} = 16 \text{ мм}^2$. Система мережі – трьохфазна з нулем, тобто 4хА25.

Втрата напруги на цій ділянці: при $\cos \varphi = 0,9$ та

$$\beta_{15-16} = 0,09 \frac{\%}{\text{кВА} \cdot 100 \text{ м}} \quad (\text{таблиця 4.7) буде складати:}$$

$$\Delta U_{15-16\%} = \beta_{15-16} \cdot S_{p15-16} \cdot l_{15-16} \quad (4.32)$$

$$\Delta U_{15-16\%} = 0,09 \cdot 6,5 \cdot 0,6 = 0,35\%$$

Аналогічно виконуємо розрахунки на інших ділянках мережі 0,38 кВ, а результати розрахунків заносимо до таблиці 4.20.

Підраховуємо загальну втрату напруги від ТП3.08-10/0,4 кВ до кінця кожної ділянки та перевіряємо за умовами (4.6а і 4.6б).

$$\Delta U_{ТП-16\%} = \Delta U_{ТП-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-8} + \Delta U_{8-14} + \Delta U_{14-15} + \Delta U_{15-16} \quad (4.33)$$

$$\Delta U_{ТП-16\%} = 1,50 + 1,41 + 0,66 + 0,71 + 0,82 + 0,35 = 5,45\%$$

$$\Delta U_{ТП-16\%} = 5,45 < \Delta U_{табл\%} = 7,0$$

Умова виконується. Ця умова виконується і для інших ділянок, зокрема лінії 3: 19-20; 21-22; 22-23; 23-24. Тому збільшуємо переріз проводу на головній ділянці, тобто на ділянці ТП-17. Приймаємо $F_{дон} = 70 \text{ мм}^2$ і виконуємо перерахунок (таблиця 4.20).

Таблиця 4.20 – Вибір проводів ПЛ-0,38 кВ

Ді- лянка	S_p , кВА	K_{∂}	$S_{екв}$, кВА	l , м	$F_{осн}$, мм ²	Втрата напруги, %			$F_{дон}$, мм ²	Втрата напруги, %		
						ΔU_i , %	β_i	на ді- лянці		ΔU_i , %	β_i	на ді- лянці
						від РТП				від РТП ₀₂		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Лінія 1												
15-16	6,5	0,70	4,6	60	4хА25	0,09	0,35	5,45				
14-15	10,1	0,70	7,1	90	4хА25	0,09	0,82	5,0				
8-14	13,1	0,70	9,2	60	4Ах25	0,09	0,71	4,28				
12-13	1,9	0,70	1,3	30	4Ах25	0,09	0,05	4,22				
11-12	2,9	0,70	2,0	30	4Ах25	0,09	0,08	4,17				
10-11	3,8	0,70	2,6	30	4Ах25	0,09	0,10	4,09				
9-10	4,7	0,70	3,2	30	4Ах25	0,09	0,13	3,99				
8-9	5,3	0,70	3,7	60	4Ах25	0,09	0,29	3,86				

Продовження таблиці 4.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2-8	15,3	0,70	10,7	48	4Ax25	0,09	0,66	3,57				
6-7	6,5	0,70	4,6	60	4Ax25	0,09	0,36	5,17				
5-6	10,1	0,70	7,1	30	4Ax25	0,09	0,27	4,81				
4-5	13,1	0,70	9,2	60	4Ax25	0,09	0,71	4,54				
3-4	16,0	0,70	11,2	30	4Ax25	0,09	0,43	3,83				
2-3	18,1	0,70	12,7	30	4Ax25	0,09	0,49	3,40				
1-2	24,2	0,70	14,8	74	4Ax25	0,09	1,41	2,91				
ТП-1	23,8	0,70	16,7	70	4Ax25	0,09	1,50	1,50				
Лінія 2												
32-33	15,9	0,70	11,1	90	4Ax25	0,082	1,17	3,35				
29-32	77,0	0,70	53,9	32	4Ax50	0,049	1,21	2,18				
30-31	41,2	0,70	28,8	35	4Ax50	0,04	0,71	2,43				
29-30	50,9	0,70	35,6	30	4Ax50	0,049	0,75	1,72				
ТП-29	99,2	0,70	69,4	20	4Ax50	0,049	0,97	0,97				
Лінія 3												
23-24	0,6	0,70	0,4	40	4Ax25	0,09	0,02	6,07				5,69
22-23	1,0	0,70	0,7	40	4Ax25	0,09	0,03	6,05				5,67
21-22	1,3	0,70	0,9	40	4Ax25	0,09	0,05	6,02				5,64
19-21	14,9	0,70	10,4	40	4Ax25	0,09	0,54	5,97				5,59
19-20	17,7	0,70	12,3	60	4Ax25	0,09	0,95	6,39				6,00
18-19	26,7	0,70	18,6	111	4Ax25	0,09	2,67	5,43				5,05
17-18	31,7	0,70	22,1	38	4Ax25	0,09	1,08	2,76				2,38
ТП-17	48,9	0,70	34,2	70	4Ax50	0,049	1,68	1,68	4xA70	0,038	1,3	1,3
Лінія 4												
28-27	40	0,70	28,0	40	4Ax50	0,049	0,78	4,84				
25-27	52	0,70	36,4	102	4Ax50	0,049	2,60	4,06				
25-26	71,4	0,70	50,0	80	4Ax70	0,038	2,17	3,63				
ТП-25	109,9	0,70	76,9	35	4Ax70	0,038	1,46	1,46				

Розрахунок перерізу та вибір марки проводів ПЛ-35 кВ (алгоритм рисунку 4.2).

Вихідні дані для виконання розрахунків наведені в таблиці 3.25 та розрахунковій схемі (рисунок 3.13). Допустима втрата напруги $\Delta U_{35}^{100} = -3\%$ (таблиця 4.18), район по ожеледі та швидкісному напору вітру –3 (таблиця 4.3 та 4.4).

Рішення. Переріз проводів ліній 35 кВ визначаємо з умови мінімальних втрат електроенергії, тобто по постійній щільності струму, яка вибирається за матеріалом проводів і часу використання максимального навантаження.

Для виконання лінії використовуємо сталевобалюмінієві проводи марки АС. Час використання максимальної потужності дорівнює $T=3400$ год (таблиця 3.10). Слід урахувати те, що лінія 35 кВ між джерелами живлення ДЖ1 – ДЖ2 повинна забезпечити транзит повної потужності в обох напрямках, тому переріз

проводів згідно ПУЕ необхідно вибирати максимальним на цій ділянці. Максимальна розрахункова потужність на ділянках 1-2 та 2-3 між РТП №1 - РТП₀₂ та РТП №3 - РТП₀₂ складає $S_{p\max} = S_{p0} = 5532,9 \text{ кВА}$, $\cos \varphi_{\text{avg}} = 0,76$ (таблиця 3.25).

Переріз проводу визначаємо за виразом (4.7). Щільність струму дорівнює $j_{\text{ек}} = 1,1 \text{ А / мм}^2$ (таблиця 4.9).

$$F_{\text{ек}1-2} = \frac{7501,3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1,1} = 112,6 \text{ мм}^2$$

Розрахунковий переріз округляємо до стандартного значення $F_{\text{ек}} = 120 \text{ мм}^2$ та перевіряємо по допустимій втраті напруги за виразом (4.8):

$$\Delta U_{1-2} \frac{(P_{1-2} \cdot r_{1-2} + Q_{1-2} \cdot x_{1-2}) I_{1-2}}{U_{\text{н}}}, \quad (4.34)$$

де індуктивний опір для АС-120 дорівнює $x_{1-2} = 0,324 \text{ Ом}$; активний опір визначаємо за виразом (4.9):

$$r_{1-2} = \frac{1000 \cdot 0,0299}{120} = 0,249 \text{ Ом}$$

Тоді:

$$\Delta U_{1-2} \frac{(5851 \cdot 0,249 + 4694 \cdot 0,324)}{35} = 85,1 \text{ В}$$

Допустима втрата напруги складає $\Delta U_{35} = 3\%$ (таблиця 4.18):

$$\Delta U_{\text{дон}35} = \frac{U_{\text{н}} \cdot \Delta U_{35}}{100} \quad (4.35)$$

$$\Delta U_{\text{дон}35} = \frac{35000 \cdot 3}{100} = 1050 \text{ В}$$

Так як розрахункова втрата напруги $\Delta U_{1-2} = 85,1 \text{ В}$ не перевищує $\Delta U_{\text{дон}35} = 1050 \text{ В}$, то умови вибору виконуються.

Аналогічно виконується розрахунок на інших ділянках ПЛ-35 кВ.

Приклад 4.2. Лінію №4 мережі 0,38 кВ, яка живиться від ТПЗ.08 (рисунок 3.11) виконати самонесучими ізольованими проводами (СПП). Виконати необхідні розрахунки, визначити переріз та вибрати марку і кількість проводів на ділянках мережі.

Рішення. Розрахунок виконуємо згідно алгоритму рисунка 4.4. Схема та необхідні дані (навантаження, довжина ділянок, трасировка лінії та інше) для розрахунків ПЛП-0,38 кВ наведено на рисунку 3.11 та в таблиці 3.23.

1. Розташування трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ визначено попередніми розрахунками (приклад 3.1).

2. Конфігурація мережі 0,38 кВ також визначена в прикладі 3.1 (рисунок 3.10).

3. Розрахункова схема наведена на рисунку 3.11.

4. Розрахункові навантаження на ділянках мережі представлені в таблиці 3.23.

5. Лінія 4 живить виробничі об'єкти, тому система мережі є *трифазною з нулем* (з глухозаземленою нейтраллю). Крім того, на цих ділянках передбачено влаштування вуличного освітлення. Тому до системи додається ще один провід – «ліхтарний». Згідно цього на всіх ділянках лінії № 4 0,38 кВ буде застосовано СІП з п'ятьма проводами.

6. Визначаємо *робочий струм* для довготривалого режиму за виразом (4.11). Розрахунок виконуємо для періода максимального навантаження, яким є денний максимум. Так, для ділянки 27-28:

$$I_{p27-28} = \frac{P_{p27-28}}{\sqrt{3}U_{0,38} \cdot \cos \varphi} \quad (4.36)$$

$$I_{p27-28} = \frac{32,0}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 60,9 A$$

Для зовнішнього освітлення за виразом (4.10):

$$I_{p27-28з} = \frac{P_{p27-28з}}{U_{зо} \cdot \cos \varphi} \quad (4.37)$$

$$I_{p27-28з} = \frac{0,8}{0,22 \cdot 0,92} = 4,0 A$$

7. Визначаємо *тривалий допустимий струм нагріву* за виразом (4.12):

$$I_{д.p27-28} = \frac{P_{p27-28}}{K_{\theta}} \quad (4.38)$$

Для розрахунку коефіцієнту, який враховує температуру навколишнього середовища K_{θ} визначаємо тривало допустиму температуру нагріву проводу $\theta_{д.д} = 65^{\circ} C$ (таблиця 4.11). Дійсна температура навколишнього середовища $\theta_{н.с}$ для найгіршого періоду в Запорізькій області дорівнює $\theta_{н.с} = 42^{\circ} C$ (літній період) (таблиця 4.12). Нормована температура навколишнього середовища для провідників $\theta_{нн} = 25^{\circ} C$ (таблиця 4.13). Тоді K_{θ} згідно (4.13) буде дорівнювати:

$$K_{\theta} = \sqrt{\frac{65 - 42}{65 - 25}} = 0,76$$

Тоді:

$$I_{д.p27-28} = \frac{60,9}{0,76} = 80,1 A; I_{д.p27-28з} = \frac{4,0}{0,76} = 5,3 A$$

Результати розрахунків занесені до таблиці 4.21.

8. *Вибір перерізу та марки проводів*. Вибір СІП виконуємо згідно умови (4.14) за $I_{дpi}$, а також з урахуванням інтенсивності сонячної радіації $У$. Для дано-

го регіону $Y=786 \text{ Вм/м}^2$ (таблиця 4.12). Наприклад, для $I_{\text{др}27-28} = 80,1 \text{ А}$; $Y=786 \text{ Вм/м}^2$ та температури навколишнього середовища $\theta_{\text{н.с}} = 42^\circ \text{ С}$ (40 °С за таблицею 4.14) вибираємо СІП з перерізом струмової жили $F_{\text{жрф}} = 50 \text{ мм}^2$.

Крім того, для вуличного освітлення при $I_{\text{др}27-28} = 5,3 \text{ А}$; $Y=786 \text{ Вм/м}^2$ та $\theta_{\text{н.с}} = 42^\circ \text{ С}$ переріз ліхтарного проводу буде складати $F_{\text{жро}} = 10 \text{ мм}^2$ (таблиця 4.14).

В нашому випадку вуличне освітлення будемо виконувати прокладкою “ліхтарного” проводу в складі СІП.

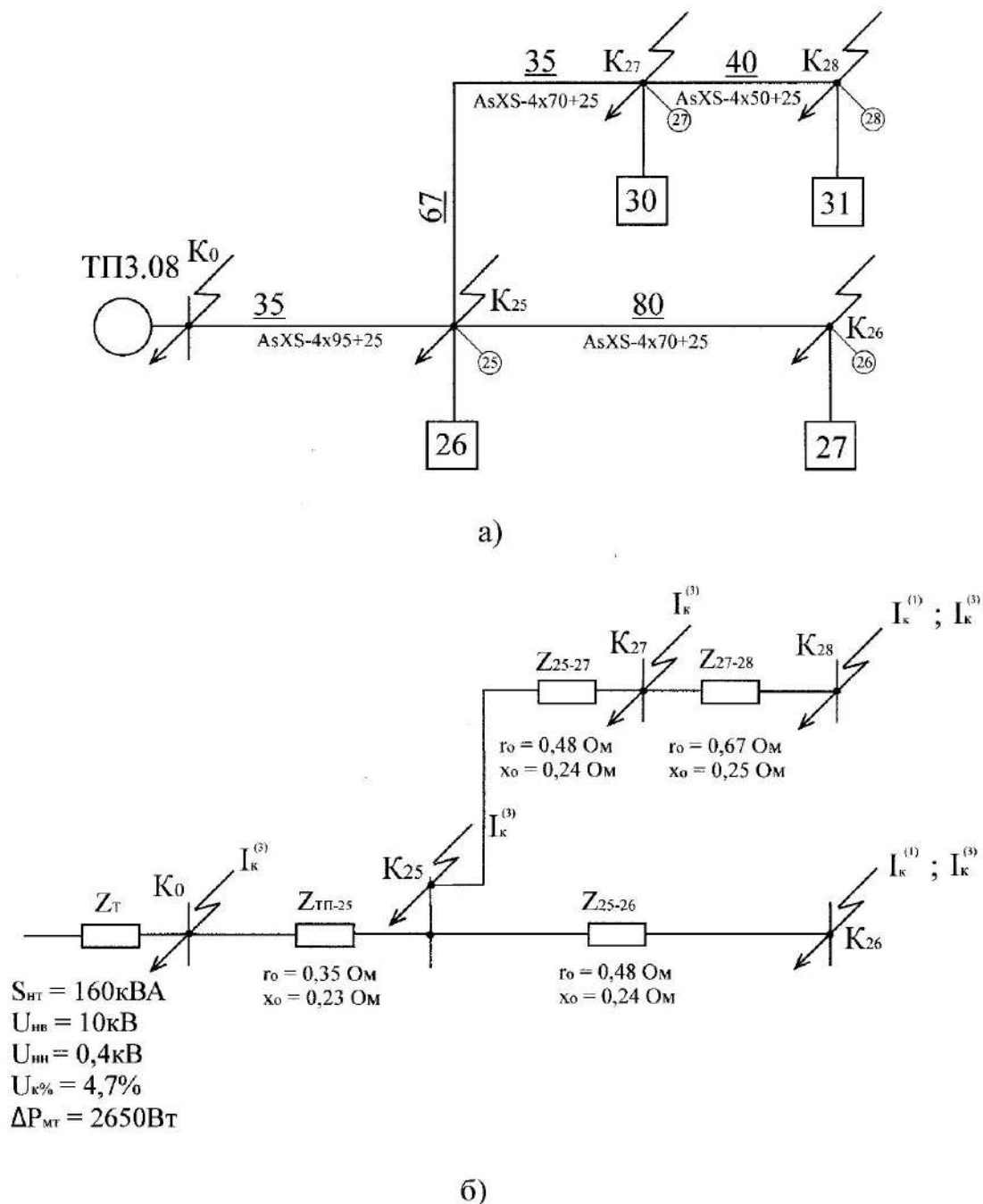
За таблицею Г1 додатку Г вибираємо СІП марки AsXS-4x50+25-ТУУ31.3-00113997.015-2001 – алюмінієвий з чотирма несучими фазними жилами перерізом 50 мм² та однією «ліхтарною» жилою перерізом 25 мм². $I_{\text{д.дон}} = 100 \text{ А}$ для перерізу 50 мм² та $I_{\text{д.дон}} = 70 \text{ А}$ для ліхтарного проводу (таблиця 4.14).

$$I_{\text{д.дон}} = 100 \text{ А} > I_{\text{др}27-28} = 80,1 \text{ А}; I_{\text{д.дон}} = 70 \text{ А} > I_{\text{дрз}} = 5,3 \text{ А}$$

9. Розрахунок струмів короткого замикання ПЛІ-0,38кВ. Згідно вимог до параметрів ПЛІ повинні бути розраховані струми однофазного к. з. з метою перевірки спрацювання пристроїв захисту та трифазного к.з. для перевірки вибраних проводів на термічну стійкість. Так як номінальна потужність трансформатора підстанції $S_{\text{н}} = 160 \text{ кВА}$, від якої живиться лінія 4 значно менше потужності живлячої системи (порядку більш ніж в 50 разів), то згідно [4.7] живлячу систему можна вважати джерелом живлення з незмінною е. р. с. та нульовим внутрішнім опором. Схема розрахункова та заміщення для визначення струмів к. з. наведена на рисунку 4.6.

Таблиця 4.21 – Вибір самонесучих ізольованих проводів (СІП) для ПЛІ-0,38 кВ

Розрахункова ділянка	Розрахункова активна потужність $P_{\text{рi}}$, кВт	Робочий струм на ділянці $I_{\text{рi}}$, А	Розрахунковий тривало допустимий струм $I_{\text{дрi}}$, А	Характеристика СІП			
				Марка та переріз жил $F_{\text{жр}}$	Тривало допустимий струм $I_{\text{оди}}$, А	Питомий опір, Ом/км	
						активний r_{oi} , Ом	індуктивний x_{oi} , Ом
27-28	32,0	60,9	80,1	AsXS-4x50+25	100	0,67	0,25
$P_{3.0}$	0,8	4,0	5,3		70	1,33	0,27
25-27	40,5	77,0	101,3	AsXS-4x70+25	115	0,48	0,24
$P_{3.0}$	1,5	7,4	9,8		70	1,33	0,27
25-26	50,0	108,7	143,0	AsXS-4x50+25	180	0,48	0,24
$P_{3.0}$	0,8	4,0	5,3		70	1,33	0,27
ТП-25	79,9	166,5	211	AsXS-4x95+25	225	0,35	0,23
$P_{3.0}$	2,5	12,4	16,3		70	1,33	0,27



а - розрахункова схема; б – схема заміщення

Рисунок 4.6 – Схеми до розрахунку струмів короткого замикання

Точки, в яких треба визначити струми к. з., позначені на схемі (рисунок 4.6). Однофазне к. з. розраховується у найбільш віддалених точках, тобто K_{28} та K_{26} . Трифазне к. з. розраховується в усіх точках, так як на термічну стійкість треба перевірити проводи усіх ділянок, особливо при зміні перерізу жил. Питомі опори вибраних проводів (СП) наведені в таблиці 4.21.

Згідно ПУЕ [2.2; 4.7], струм однофазного к. з. можна визначити за наближеним виразом:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{m.\kappa}}{3} + z_n}, \quad (4.39)$$

де U_{ϕ} - фазна напруга мережі, В;

$z_{m.\kappa}$ - повний опір трансформатора струму короткого замикання на корпус, Ом;

z_n - повний опір петлі “фазний провід – нульовий провід”, Ом.

Згідно [4.8] з достатньою для практичних розрахунків точністю справедливо:

$$\frac{z_{m.\kappa}}{3} \approx \frac{26}{S_{н.т}}, \quad (4.40)$$

де $S_{н.т}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА.

Опір петлі “фазний провід – нульовий провід” знаходимо за виразом:

$$z_n = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n r_{ni}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n x_{ni}\right)^2}, \quad (4.41)$$

де $\sum_{i=1}^n r_{ni}$ - сума активних опорів окремих елементів петлі, Ом;

$\sum_{i=1}^n x_{ni}$ - сума реактивних опорів окремих елементів петлі, Ом.

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n r_{ni} &= \sum_{i=1}^n l_i (r_{0\phi i} + r_{0ni}); \\ \sum_{i=1}^n x_{ni} &= \sum_{i=1}^n l_i (x_{0\phi i} + x_{0ni}), \end{aligned} \quad (4.42)$$

де l_i - довжина i -тої ділянки, км;

$r_{0\phi i}; r_{0ni}$ - питомий активний опір фазного та нульового проводу, прокладеного на i -ій ділянці відповідно, Ом/км;

$x_{0\phi i}; x_{0ni}$ - питомий реактивний опір фазного та нульового проводу на i -й ділянці відповідно, Ом/км.

Тоді:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n r_{n28-ТП} &= 0,035(0,35 + 0,35) + 0,102(0,48 + 0,48) + \\ &+ 0,04(0,67 + 0,67) = 0,176 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n x_{n28-ТП} &= 0,035(0,23 + 0,23) + 0,102(0,24 + 0,24) + \\ &+ 0,04(0,25 + 0,25) = 0,085 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$z_{n28-ТП} = \sqrt{0,176^2 + 0,085^2} = 0,195 \text{ Ом}$$

Аналогічно для $z_{n26-ТП}$:

$$\sum_{i=1}^n r_{n26-ТП} = 0,101 \text{ Ом}; \sum_{i=1}^n x_{n26-ТП} = 0,05 \text{ Ом}; z_{n26-ТП} = 0,115 \text{ Ом}$$

Струм однофазного короткого замикання у точках K_{28} та K_{26} буде дорівнювати:

$$I_{K28}^{(1)} = \frac{220}{\frac{26}{160} + 0,195} = 615 \text{ А}; I_{K26}^{(1)} = \frac{220}{\frac{26}{160} + 0,115} = 792,8 \text{ А}$$

Струм трифазного к. з. визначається за виразом [4.8]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_\pi}{\sqrt{3} \sqrt{(\sum_{i=1}^n r_K)^2 + (\sum_{i=1}^n x_K)^2}}, \quad (4.43)$$

де U_π - лінійна напруга, В;

$\sum_{i=1}^n r_K; \sum_{i=1}^n x_K$ - відповідно, сума активних та реактивних опорів кола трифазного короткого замикання, Ом.

$$\sum_{i=1}^n r_K = r_T + \sum_{i=n-1}^n r_{\phi i}; \quad \sum_{i=1}^n x_K = x_T + \sum_{i=n-1}^n x_{\phi i} \quad (4.44)$$

де $r_T; x_T$ - відповідно, активна та реактивна складові повного опору трансформатора при трифазному к. з., Ом;

$r_{\phi i}; x_{\phi i}$ - відповідно, активний та реактивний опори проводів до точки к. з., Ом

Розраховуємо параметри трансформатора $z_T; r_T; x_T$ за виразами [4.7]:

$$z_T = \frac{u_{K\%} \cdot U_\pi^2}{100 S_{HT}}; \quad r_T = \frac{\Delta P_{MT} \cdot U_\pi^2}{S_{HT}^2}; \quad x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}, \quad (4.45)$$

де $u_{K\%}$ - напруга короткого замикання трансформатора, %;

S_{HT} - номінальна потужність трансформатора, кВА;

ΔP_{MT} - втрати короткого замикання трансформатора, кВт

$$z_T = \frac{4,7 \cdot 400^2}{100 \cdot 160 \cdot 10^3} = 0,047 \text{ Ом}; \quad r_T = \frac{2650 \cdot 400^2}{(160 \cdot 10^3)^2} = 0,017 \text{ Ом};$$

$$x_T = \sqrt{0,047^2 - 0,017^2} = 0,044 \text{ Ом}$$

Опори лінії дорівнюють:

$$\sum_{i=n-1}^n r_{\phi TP-28} = 0,035 \cdot 0,35 + 0,102 \cdot 0,48 + 0,04 \cdot 0,67 = 0,088 \text{ Ом}$$

$$\sum_{i=n-1}^n r_{\phi TP-26} = 0,035 \cdot 0,35 + 0,08 \cdot 0,048 = 0,051 \text{ Ом}$$

$$\sum_{i=n-1}^n x_{\phi TP-28} = 0,035 \cdot 0,23 + 0,102 \cdot 0,24 + 0,04 \cdot 0,25 = 0,043 \text{ Ом}$$

$$\sum_{i=n-1}^n x_{\phi TP-26} = 0,035 \cdot 0,23 + 0,08 \cdot 0,24 = 0,027 \text{ Ом}$$

$$\sum_{i=1}^n r_{\kappa TP-28} = 0,047 + 0,088 = 0,135 \text{ Ом}$$

$$\sum_{i=1}^n r_{\kappa TP-26} = 0,047 + 0,051 = 0,098 \text{ Ом}$$

$$\sum_{i=1}^n x_{\kappa TP-28} = 0,044 + 0,043 = 0,087 \text{ Ом}$$

$$\sum_{i=1}^n x_{\kappa TP-26} = 0,044 + 0,027 = 0,071 \text{ Ом}$$

Тоді значення струмів трифазного к. з. у точках К₂₈ та К₂₆ будуть дорівнювати:

$$I_{\kappa 28}^{(3)} = \frac{400}{1,73 \sqrt{0,135^2 + 0,087^2}} = 1436,1 \text{ А}$$

$$I_{\kappa 26}^{(3)} = \frac{400}{1,73 \sqrt{0,098^2 + 0,071^2}} = 1910,9 \text{ А}$$

Розрахункові значення струмів к. з. цих та інших точок наведені в таблиці 4.22.

Таблиця 4.22 – Розрахунок струмів к. з.

Струми к. з. $I_{\kappa i}, \text{ А}$	Точки к. з.				
	К ₀	К ₂₅	К ₂₆	К ₂₇	К ₂₈
$I_{\kappa}^{(1)}$	-	-	792,8	-	615,0
$I_{\kappa}^{(3)}$	4919,4	2752,5	1910,9	1725,5	1436,1

Струм трифазного к. з. на шинах 0,4 кВ трансформатора, тобто в точці К₀ буде визначатися:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot z_T}, \quad (4.46)$$

$$I_{\kappa 0}^{(3)} = \frac{400}{1,73 \cdot 0,047} = 4919,4 \text{ А}$$

10. Перевіряємо СІП на термічну стійкість при к. з. Для перевірки СІП на термічну стійкість потрібно визначити *фіктивний час* повного струму к. з. t_{ϕ} . Для цього визначаємо дійсний час к. з. за виразом:

$$t_{\phi} = t_z + t_e, \quad (4.47)$$

де t_z - час спрацювання захисту, с; $t_z = 0,05$ с;

t_e - час відключення апарату, с; $t_e = 0,1$ с

$$t_{\phi} = 0,05 + 0,1 = 0,15 \text{ с}$$

Визначаємо коефіцієнт β'' співвідношення діючого значення періодичної складової струму к. з. I'' до усталеного струму к. з. I_{∞} . Так як живлення здійснюється від системи необмеженої потужності (сільські електричні мережі), то $I'' = I_{\infty}$ і $\beta'' = 1,0$.

Фіктивний час для періодичної складової $t_{\phi n}$ струму к. з. визначається з залежностей $t_{\phi n} = f(\beta'', t_{\phi})$ (рисунок 5.12). $t_{\phi n} = 0,1$ с.

Фіктивний час для аперіодичної складової $t_{\phi a}$ струму к. з. визначається за виразом:

$$t_{\phi a} = 0,05(\beta'')^2 \quad (4.48)$$

$$t_{\phi a} = 0,05 \cdot 1 = 0,05 \text{ с}$$

Фіктивний час повного струму t_{ϕ} дорівнює:

$$t_{\phi} = t_{\phi a} + t_{\phi n} \quad (4.49)$$

$$t_{\phi} = 0,05 + 0,1 = 0,15 \text{ с}$$

Визначаємо мінімально допустимий переріз СІП за умовою (4.15):

$$F_{\phi.min} = \frac{I_{\kappa}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\phi}}}{C_T}, \quad (4.50)$$

де C_T - коефіцієнт, який враховує матеріал проводу та кількість тепла, яке виділяється з одиниці довжини та перерізу провідника за одиницю часу;
 $C_T = 65$ (таблиця 4.15).

$$F_{\phi.min} = \frac{1436,1 \cdot \sqrt{0,15}}{65} = 8,6 \text{ мм}^2$$

Перевіряємо виконання умови:

$$F_{ж.р} \geq F_{\phi.min} \quad (4.51)$$

$$F_{ж.р} = 50 \text{ мм}^2 > F_{д.мин} = 8,6 \text{ мм}^2$$

Умова виконується, тобто переріз проводів за термічною стійкістю при к. з. проходить.

Аналогічно виконується перевірка для інших ділянок. Вибрані перерізи усіх СІП на всіх ділянках відповідають умовам термічної стійкості при к. з.

11. Таблиця відхилень напруги складена раніше (таблиця 4.18)

12. Визначаємо дійсну втрату напруги на ділянках мережі та сумарну за виразами (4.18 – 4.20).

Таблиця 4.23 – Результати розрахунку

Розрахункова ділянка	Робочий струм на ділянці I_{pi} , А	Довжина l_i , км	Основний переріз $F_{осн}$, мм ²	Питомий опір		Втрата напруги	
				активний r_0 , Ом/км	реактивний x_0 , Ом/км	на ділянці ΔU_i , %	від ТП ΔU_{Σ} , %
27-28	60,9	0,040	AsXS-4x50	0,67	0,25	0,008	0,038
25-27	77,0	0,102	AsXS-4x70	0,48	0,24	0,019	0,030
25-26	108,7	0,080	AsXS-4x70	0,48	0,24	0,020	0,031
ТП-25	166,5	0,035	AsXS-4x95	0,35	0,23	0,011	0,011

13. Перевірка умови (4.20) свідчить, що на всіх ділянках сумарна втрата напруги ΔU_{Σ} , % (таблиця 4.23) не перевищує значення допустимої втрати напруги $\Delta U_{\%}^{100} = 5,0\%$ (таблиця 4.18).

14. На підставі п. 13 робиться висновок, що на всіх ділянках лінії 4 марка та переріз СІП залишаються вибраними на початку розрахунку.

5 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЙ

Електропостачання споживачів, які розташовані на значній відстані від електричних станцій, часто не є можливим і завжди є неекономічним, якщо постачання здійснюється при тій же напрузі, яку виробляють генератори. Для економічної передачі і розподілу електричної енергії потрібно її перетворення (підвищення або зниження напруги).

Електроустановка, яка призначена для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії, і складається із силових трансформаторів, розподільчих пристроїв, пристроїв керування, релейного захисту і автоматики, а також допоміжних споруд, має назву **трансформаторної підстанції**.

При проектуванні і розробці проекту підстанції дуже важливими є:

- розробка проекту принципової схеми первинних кіл комутації;
- визначення параметрів і вибір техніки схеми первинних кіл комутації.

5.1 Розробка принципової схеми первинних кіл комутації

5.1.1 Класифікація підстанцій у системах електропостачання сільськогосподарських споживачів

Класифікацію підстанцій нормативними документами не встановлено. Виходячи з типів конфігурацій мереж, що застосовуються, можливих схем приєднання, класу напруги живильної мережі, місця знаходження, конструктивного виконання та інших ознак підстанції можна класифікувати наступним чином (рисунок 5.1.).

За функціональним призначенням розрізняють такі типи підстанцій:

- **районні трансформаторні підстанції (РТП)**, які призначені для трансформації електричної енергії з напруги 110-35 кВ на напругу 10-6 кВ і розподілу її по групах споживачів, що є віддаленими по повітряним та кабельним лініям. У сільській електрифікації застосовують районні підстанції, що знижують напругу з 35 до 10 кВ, рідше – 110/35/10 або 110/10 кВ.

- **центральні розподільчі пункти (ЦРП)** – розподільчі пристрої, які призначені для прийому і розподілу електроенергії на одній напрузі без перетворення і трансформації.

- **споживчі знижуючі підстанції (ТП)**, які отримують живлення від РТП або ЦРП, перетворюють енергію на знижену напругу та розподіляють її поміж групами споживачів. Сільські споживчі підстанції зазвичай будують для трансформації напруги з 10-6 кВ до 380 В. У багатьох випадках доцільним є застосування підстанцій з **глибоким вводом** 35/0,38 кВ (живлення на підвищеній напрузі), тобто обминаючи проміжну стадію трансформації.

- **перетворюючі підстанції (ПП)**, які призначені для перетворення електричного струму за частотою і числом фаз (наприклад, змінного струму на постійний) головним чином за допомогою вентильних перетворювачів (вентильні та інверторні)

За конструктивним виконанням підстанції бувають:

- **відкриті**, обладнання яких встановлюється на відкритому повітрі. До них належать відкриті розподільчі пристрої (ВРП) та трансформаторні підстанції;

– **закриті**, що розміщуються у будовах різної конструкції. До них належать:

- а) трансформаторні підстанції і закриті розподільчі пристрої (ЗРП) **стаціонарного** типу з монтажем обладнання на місці установки;

- б) трансформаторні підстанції і ЗРП **збірного** типу, окремі вузли і деталі яких виконують на заводі-виготовнику, але збирають у приміщенні установки.

- в) **комплектні трансформаторні підстанції (КТП)**, що складаються з трансформаторів і блоків, які виготовляються у заводських умовах і привозяться на місце установки у збірному або повністю підготовленому для збирання вигляді. КТП, що встановлюються у закритих приміщеннях, належать до внутрішніх установок, а ті, що встановлюються на відкритому повітрі – до зовнішніх установок.

– **комплектні розподільчі пристрої (КРУ)** – розподільчі пристрої, що складаються із шаф, які закриті повністю або частково, або блоків з вбудованими в них апаратами захисту і автоматики, вимірювальними приладами і допоміжними пристроями; ці пристрої доставляються у зібраному або повністю підготовленому для збирання вигляді і призначені для внутрішньої установки. Такий самий розподільчий пристрій, але призначений для зовнішньої установки називається **комплектним розподільчим пристроєм зовнішньої установки (КРПЗУ)**.

– **мачтові або стовпові підстанції** – це відкриті підстанції, обладнання яких встановлено на конструкціях або опорах ліній електропередачі на висоті, яка не потребує огороження підстанцій.

За способом приєднання до мережі високої напруги підстанції поділяються на **тупикові, проміжні та вузлові** (або опорні).

Тупикові – підстанції, що отримують живлення по одній або двом радіальним лініям від одного центру живлення (рисунок 2.3 а,б). Вони властиві схемам мережі Р1 та Р2 (таблиця 2.2) і розглядаються як перший етап розвитку мережі з наступним перетворенням на схему Р3 або Р4.

Проміжні, які в свою чергу поділяються на 2 види:

- а) **відгалужувальні**, які приєднуються до однієї або двох ліній на відгалуженнях від них (рисунок 2.3 в, г; схемі Р2А, Р2А таблиці 2.2);

- б) **прохідні**, які приєднуються шляхом заходу-виходу однієї лінії від одного центру живлення або двох ліній від двох центрів живлення (рисунок 2.3 д; схеми Р3, М1, М3, таблиці 2.2).

Вузлові (опорні) – підстанції, що приєднуються до мережі, як правило, не менш ніж по трьом живильним лініям електропередач високої напруги (рисунок 2.3 е, ж). До них належать схеми Р4, Р5, М4, К3 (таблиця 2.2).

Прохідні та вузлові підстанції, через шини яких здійснюються перетоки потужності, мають назву **транзитні**.

За місцем розташування на території сільськогосподарського підприємства розділяють такі види підстанцій:

- а) **внутрішньоцехові**, що розташовані всередині будівель виробничих цехів;

- б) **прибудовані** до будівлі цеху або вбудовані у цех таким чином, що три, два або один бік підстанції розташовані з зовнішнього боку будівлі;

- в) підстанції, що **стоять окремо**.

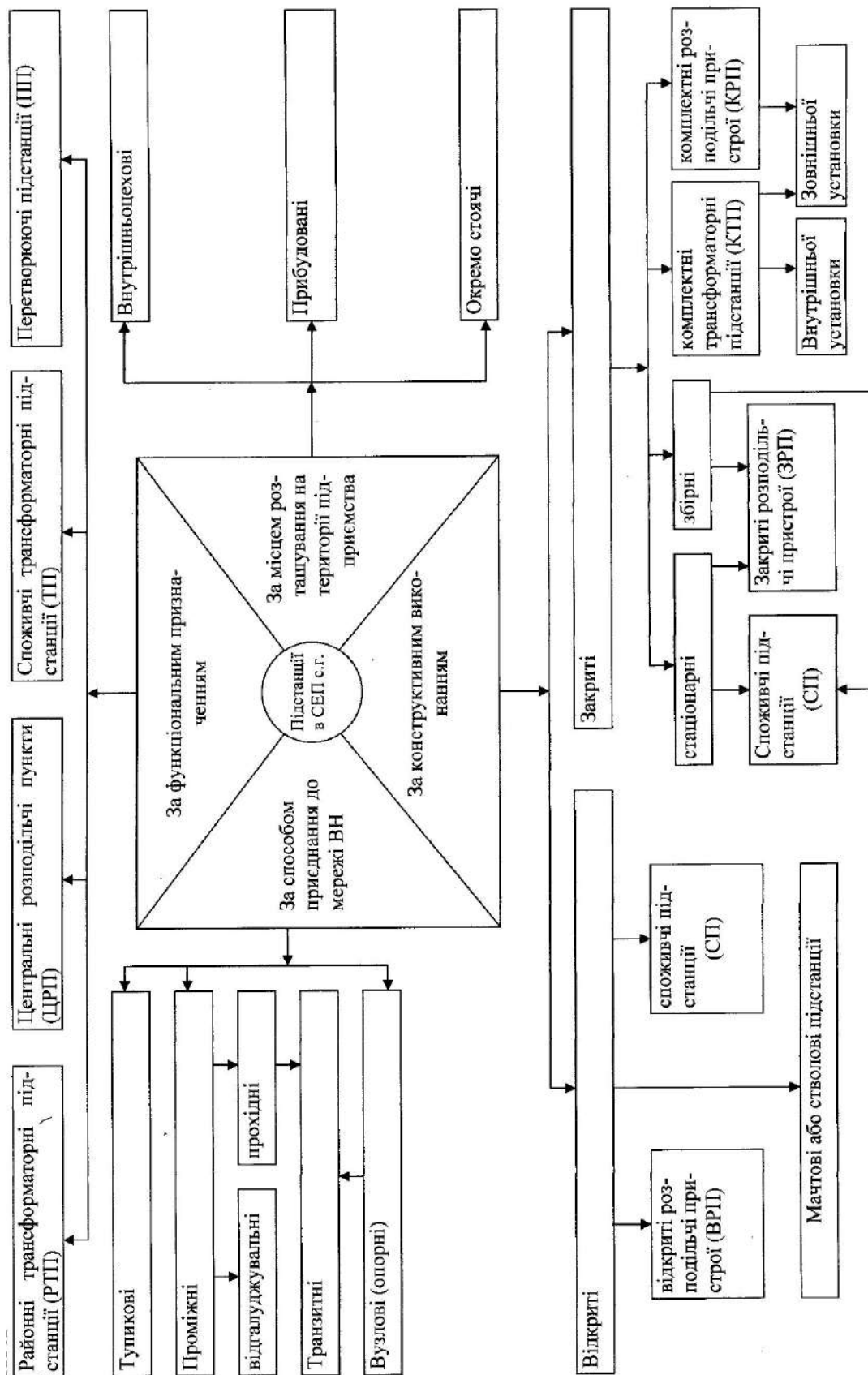


Рисунок 5.1 – Класифікація підстанцій, які застосовуються у системах сільського електропостачання

5.1.2 Типові схеми первинних кіл комутації підстанцій

Кожна підстанція має розподільчі пристрої (РП), які вміщують комутаційні апарати, пристрої керування і автоматики, вимірювальні прилади, збірні і з'єднувальні шини, допоміжні пристрої.

Графічне зображення з'єднаних між собою апаратів і приладів, з яких комплектується електрична частина підстанцій, називається **електричною схемою підстанції**. Всі елементи схеми зображують умовними символами у відповідності з вимогами ЕСКД та державних стандартів.

Окрім основного обладнання, трансформаторів та комутаційних апаратів, на електричних схемах показують зазвичай і захист електроустановок від аварій різного роду, контрольно-вимірювальні прилади, передбачені на окремих вузлах, прилади і пристрої телекерування, сигналізації тощо.

Поєднання усіх перерахованих елементів на одному кресленні можливе лише для підстанцій з небагато чисельним та нескладним обладнанням. Для більшості підстанцій виконання схем у такому вигляді викликає технічні труднощі через те, що у такому випадку схеми втрачають одну із своїх основних переваг – наочність. Тому у таких випадках розробляють схеми окремими частинами, відображуючи у кожній частині групу тих чи інших електричних з'єднань. Розрізняють два основних види схем електричних з'єднань: **первинних (головних) кіл та вторинних кіл**.

Схемою первинних кіл комутації (або головною схемою електричних з'єднань) підстанції називається сукупність основного силового обладнання – трансформаторів, збірних шин, комутаційної та іншої апаратури з усіма виконаними між ними з'єднаннями і лініями, що забезпечує передачу електричної енергії від джерела живлення до споживача.

На **схемах вторинних кіл** зображується прилади і апарати допоміжних кіл, куди входять контрольно-вимірювальні прилади, а також апарати релейного захисту, сигналізації і керування. Ці схеми розробляються не для всієї установки в цілому, а лише для окремих її вузлів (наприклад, для релейного захисту трансформаторів, ліній електропередачі, телекерування підстанцією тощо).

Основні вимоги до схем первинних кіл комутації полягають у наступному:

- схема повинна забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з категоріями навантаження з урахуванням присутності або відсутності незалежних резервних джерел живлення;
- схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з його значенням для ділячки мережі, що розглядається;
- схема повинна бути (по можливості) простою, наочною, економічною і забезпечувати за рахунок засобів автоматики відновлення живлення споживачів у післяаварійній ситуації без втручання персоналу;
- схема повинна допускати поетапний розвиток РП з переходом від одного етапу до іншого без значних робіт з реконструкції і перерв у живленні споживачів.

вачів;

- схема повинна передбачати застосування уніфікованих конструктивних рішень, тобто застосування типових схем первинних кіл комутації;
- застосування найпростіших схем первинних кіл комутації і техніко-економічне обґрунтування прийнятого варіанту.

Після вибору типової схеми підстанції для конкретного об'єкта або прийняття схеми, що відрізняється від типової, уточненню підлягають:

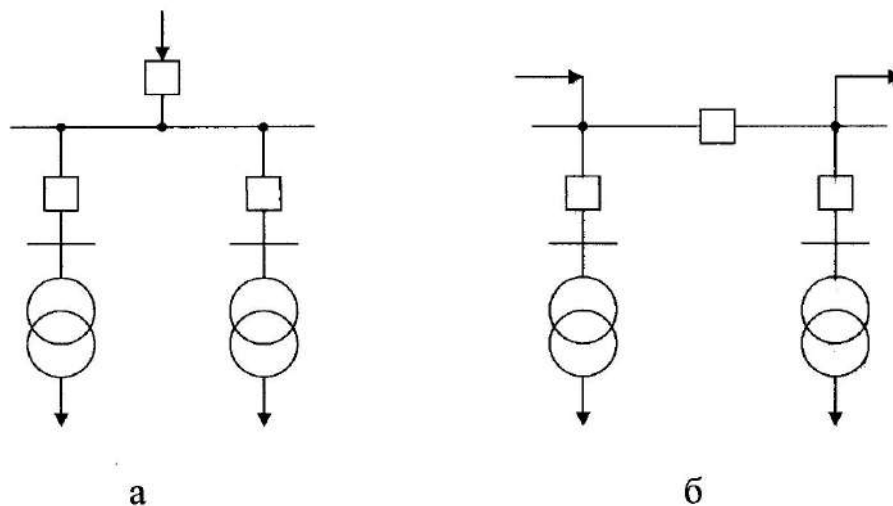
- типи і технічні параметри трансформаторів, включаючи трансформатори власних потреб, вимикачів, відокремлювачів, запобіжників, а також типи, технічні характеристики і місця установки розрядників, трансформаторів струму і напруги та інших електричних апаратів;
- кількість повітряних і кабельних ліній;
- режими нейтралей усіх трансформаторів;
- доцільність використання високочастотного зв'язку; необхідність виконання пристроїв для плавлення ожеледі на проводах і тросах ПЛ;
- вимоги до релейного захисту і автоматики.

Схеми з'єднання шин. З розвитком будівництва і досягнення необхідної надійності РП історично виникла чарунка з подвійною системою збірних шин. Схеми підстанцій з двома системами збірних шин дозволяють ремонтувати збірні шини без переривання живлення споживачів, виділяти одну систему шин для випробування обладнання і ліній, здійснювати різноманітні групування кіл і приєднань і швидко відновлювати живлення споживачів при пошкодженні однієї системи шин.

Але РП з двома системами шин коштують дорого, вони є складними в експлуатації і потребують складного блокування. Саме тому РП з двома системами збірних шин застосовуються на великих підстанціях з великою кількістю приєднань, присутністю зв'язків і транспортних ліній, а також у тих випадках, коли це потрібно за режимом експлуатації або відсутності можливості забезпечити резервування живлення споживачів 1-ої категорії при одній секціонованій системі шин. При цьому застосування подвійної системи шин необхідно ретельно обґрунтовувати, оцінювати з економічного боку і узгоджувати у кожному конкретному випадку. Тому у системах електропостачання застосовуються зазвичай схеми з однією системою шин.

Для електропостачання сільських районів і споживачів застосовують комплектні трансформаторні підстанції (КТП і КРП), головні переваги яких: скорочення обсягів і термінів проектування і будівельно-монтажних робіт, економія трудових витрат, підвищення надійності праці і безпеки обслуговування, зручність і швидкість розширення або реконструкції.

На комплектних трансформаторних підстанціях застосовуються дві схеми з'єднання шин: **одинарна несекціонована** (рисунок 5.2 а) та **одинарна секціонована** (рисунок 5.2 б). Одинарна несекціонована система шин є простою, економічною і наочною, але при коротких замиканнях на шинах, ревізії і ремонті шин, шинних роз'єднувачів усі споживачі втрачають живлення на весь період обслуговування або ремонту, аварії. Вона застосовується на тупикових і розгалужувальних підстанціях.



а – одинарна несекціонована; б – одинарна секціонована

Рисунок 5.2 – Схеми з'єднання шин підстанцій

Одинарна секціонована система шин є більш надійною, тому що під час аварій або ремонту на одній секції шин друга залишається у роботі. Така система шин застосовується на прохідних підстанціях.

В основі всіх типових схем первинної комутації сільських КТП напругою 6-35/0,38 кВ і 35-110/6-10 кВ на вищій напрузі лежать дві принципово різні схеми: „**блок лінія-трансформатор**” для тупикових та розгалужувальних підстанцій і „**місток**” для прохідних. Основна принципова відмінність цих схем – це те, що шини вищої напруги у схемі „блок лінія - трансформатор” несекціоновані, а у схемі „місток” – секціоновані.

Трансформаторні підстанції 110/10 кВ та 110/35/10 кВ. Для сільських трансформаторних підстанцій намагаються використовувати найпростіші схеми, що підвищують техніко-економічні показники. Наприклад, для РП 35 кВ (і особливо 110 кВ) використовують спрощені схеми без вимикачів з установкою короткозамикачів і відокремлювачів.

Проектування і будівництво підстанцій ведеться зазвичай з використанням блокових КТП типу КТПБ-110/10 та КТПБ-110/35/10 і одним чи двома трансформаторами потужністю від 2500 до 16000 кВА. На рисунках 5.3 та 5.4 наведені типові схеми первинних кіл комутації ОРП 110 кВ КТПБ напругою 110/10 та 110/35/10 кВ.

Блокові схеми використовуються на тупикових або розгалужувальних підстанціях, приєднаних до однієї або двох ліній з одностороннім або двостороннім живленням.

Схема блоку “лінія-трансформатор” (рисунок 5.3, схема 110-3) застосовується для автоматичного відключення ушкодженого трансформатора від лінії, яка живить декілька підстанцій. Застосування у схемі короткозамикачів і відокремлювачів дозволяє значно знизити вартість ОРП у порівнянні зі схемами, де використовуються вимикачі.

Схема 110-5 (рисунок 5.3) являє собою два блоки “лінія-трансформатор” з неавтоматичною перемичкою з боку живильної лінії. Застосовується при спорудженні у першу чергу однієї лінії і установці двох трансформаторів або коли можливою є робота одного трансформатора на час, необхідний для виконання персоналом перемикачів при

аварійному відключенні однієї з живильних ліній. Наявність ремонтної перемички з роз'єднувачів забезпечує можливість приєднання обох трансформаторів до однієї лінії, якщо другу ремонтують. Транзит потужності через підстанцію не допускається.

При необхідності автоматичного відновлення живлення трансформатора після автоматичного відключення лінії 110 кВ, яка його живить, застосовується схема 110-6 (рисунк 5.3).

Допускається застосування двох відокремлювачів – один на відключення, другий – на включення, при відсутності відокремлювача з приводом двобічної дії. Транзит потужності через підстанцію не допускається (так само, як і для схеми 110-5).

Місткова схема 110-8 застосовується при секціонуванні підстанції з одностороннім та двостороннім живленням і дозволяє здійснювати транзит потужності через підстанцію. Трансформатори у даному випадку приєднують до лінії з обох боків вимикача. При цьому, якщо з одного або іншого боку від підстанції ушкоджується лінія, то вона чи її ушкоджена ділянка вимикаються разом з трансформатором. Але трансформатор можна швидко включити після відключення на підстанції роз'єднувача пошкодженої лінії і повторного включення секційного вимикача. Пошкоджений трансформатор автоматично відключається відокремлювачем у його колі, а другий трансформатор, при двосторонньому живленні, буде отримувати живлення від двох ліній. Як правило, ці схеми застосовуються з ремонтною перемичкою, що дозволяє виводити у ремонт секційний вимикач.

Технічна характеристика КТПБ-110/35/10 наведена у таблиці 5.1, а типу КТПБР-110/35/10 – у додатку Д1.

Таблиця 5.1 - Технічна характеристика КТПБ-100/10 та КТПБ-100/35/10.

Найменування показника	Значення показника	
	КТПБ-110/10	КТПБ-110/35/10
Номінальна напруга, кВ:		
- вища	110	110
		35
- нижча	6 і 10	6 і 10
Кількість трансформаторів	Один і два	
Потужність трансформаторів	2500, 6300, 10000, 16000	6300, 10000, 16000
Виконання і категорія згідно Держ-стандарту 15150-69 та 15543-70	У1	У1
Граничний крізний струм короткого замикання (амплітудне значення), кА		
ВРП 110 кВ	42	42
ВРП 35 кВ	-	26
КРПН 10 кВ	52	52
Серія шаф КРПН 10 кВ	К-37	

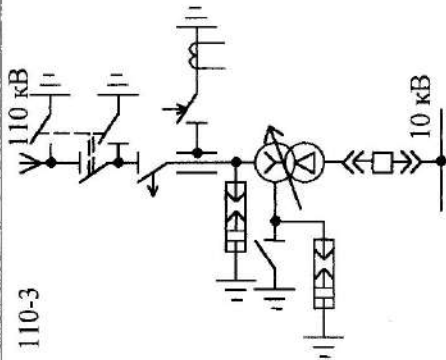
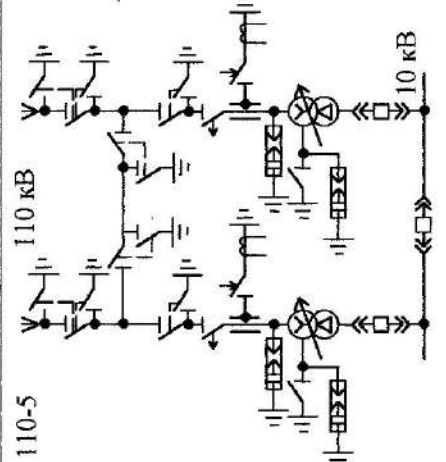
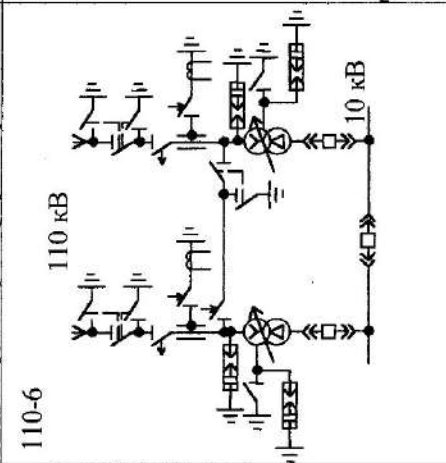
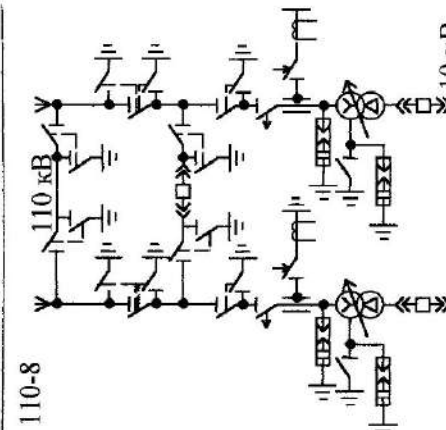
Типи підстанцій			
Тупикові та відгалужувальні		Прохідні	
Одотрансформаторні	Двотрансформаторні		
Схема зі сторони вищої напруги та номер схеми			
Блок „лінія-трансформатор”	Два блоки „лінія трансформатор” з неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії	Два блоки „лінія трансформатор” з автоматичною перемичкою зі сторони трансформатора	„Місток” з вимикачем у перемичці
110-3 	110-5 	110-6 	110-8 
3 відокремлювачем та короткозамикачем в мережі трансформатора			

Рисунок 5.3 – Сітка схем первинної комутації ВРП 110 кВ КТПБ – 110/10

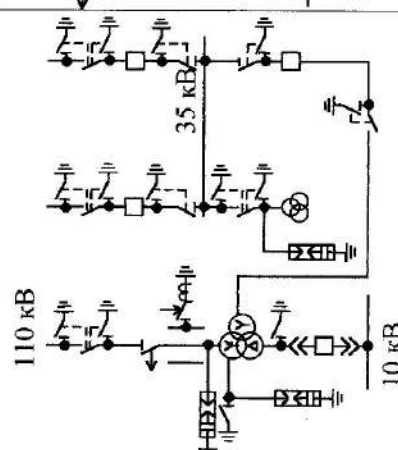
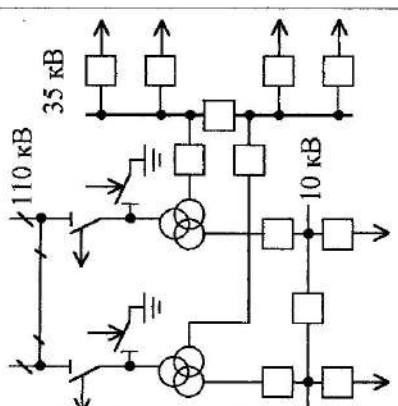
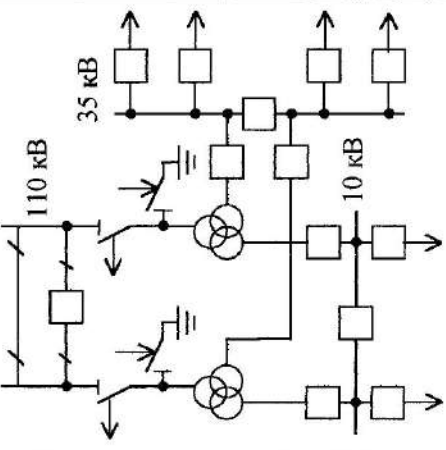
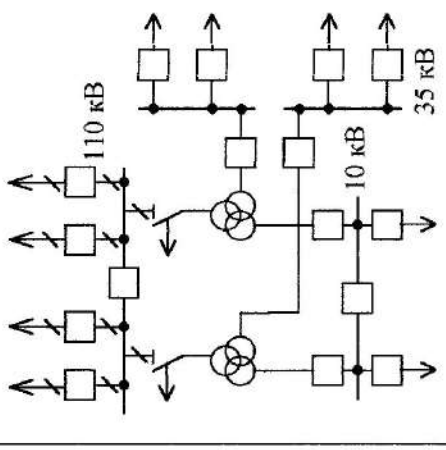
Типи підстанцій			
Виконання	Тупикові та відгалужувальні		Вузлові
	Однотрансформаторні	Двухтрансформаторні	Двухтрансформаторні
	Прохідні		
	Двухтрансформаторні		
3 відокремлювачем та короткозамикачем в мережі трансформатора	Схема зі сторони вищої напруги та номер схеми		
	Блок „лінія-трансформатор”	Два блоки „лінія трансформатор” з неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії	„Місток” з вимикачем перемичці
	110-1	110-4	110-5
	110-10		
Одна система шин, секціонована вимикачем			
   			

Рисунок 5.4 – Сітка схем первинної комутації ВРП 110 кВ підстанцій 110/ 35/ 10 кВ

Комплектні трансформаторні підстанції КТПБ-110/35/10 кВ виготовляються зі схемами ВРП 110 кВ, які наведені на рисунку 5.4. Переваги, недоліки схем і область застосування первинних кіл комутації ті самі, що і для ВРП 110 кВ КТПБ-110/10 кВ.

КТПБ включає в себе ВРП 110 кВ та РП 35 кВ, що складаються з просторових блоків, та КРП 10 кВ, який виконано із шаф зовнішньої установки К-37. Технічні характеристики КТПБ-110/35/10 кВ наведені у таблиці 5.1.

Відкриті РП 110 та 35 кВ компонуються з окремих блоків, на яких змонтовані і відрегульовані апарати відповідної напруги і елементи вторинних з'єднань, підготованих до монтажу і збірки.

Комплектні трансформаторні підстанції блокового типу КТПБР-110/35/10 кВ призначені для транзиту, прийому, трансформування і розподілу електричної енергії.

З боку ВН та СН використовуються металеві блоки-модулі з необхідним обладнанням, повністю укомплектовані, відрегульовані, випробувані у заводських умовах, мають максимальний ступінь готовності до монтажу.

З боку НН встановлюються КРП типу КРПЗ-10 з шафами КП-10.

КТПБР виготовляються і поставляються згідно схем: 110-1 - два блока „лінія-трансформатор” з роз'єднувачем; 110-2 - два блока „лінія-трансформатор” з вимикачем і неавтоматичною перемичкою з боку лінії 110 кВ; 110-4-місток з вимикачами у колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів у відповідності зі схемами типового проекту 7444ТМ „Схеми принципіальні електричні розподільчих пристроїв 6-750 кВ”, розробленого інститутом „Енергомережпроект”.

Трансформаторні підстанції 35/10-6 кВ. Проектування підстанцій такого типу виконується зазвичай за типовими схемами первинних кіл комутації, які складаються з РП 35 та 10 кВ. Типова сітка РП 35 кВ наведена на рисунку 5.5.

З рисунка 5.5 виходить, що блокові схеми застосовуються на тупикових і відгалужувальних підстанціях, які приєднуються до ліній з одностороннім і двостороннім живленням. Схема 35-2 блок „лінія-трансформатор” із запобіжниками застосовувалась раніше на напругу 35 кВ і зараз її використовувати не рекомендують. Схеми 35-7-35-9 застосовуються замість схем 35-2-35-4 відповідно, коли заміна ушкодженого трансформатора потребує більше часу, аніж це допустимо за умовами надійності електропостачання споживачів. При цьому схема 35-7 із запобіжниками у колах трансформатора використовується, якщо запобіжники забезпечують надійний і селективний захист трансформаторів і, як правило, використовуються на підстанціях з трансформаторами потужністю 630-1600 кВА.

Схеми з відокремлювачами і короткозамикачами 35-3 та 35-8 використовуються, коли за умовами захисту трансформаторів неможливо використовувати запобіжники.

Блокові схеми з вимикачами у колі трансформаторів 35-4-35-9 застосовуються, якщо неможливо використати зазначені вище схеми, з відповідним обґрунтуванням у проекті.

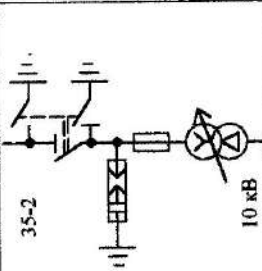
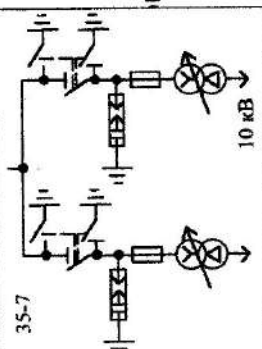
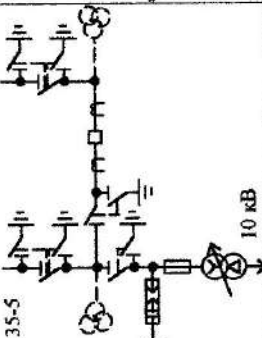
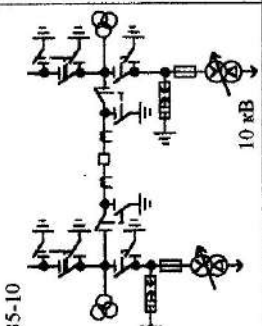
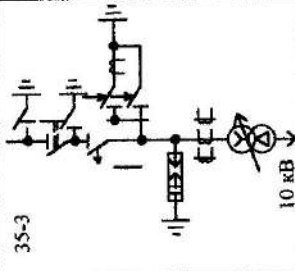
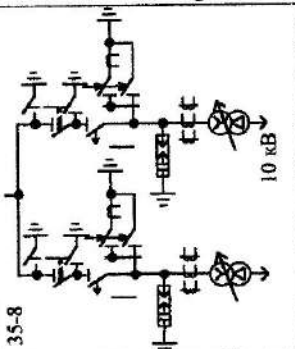
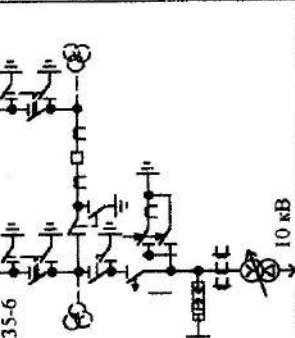
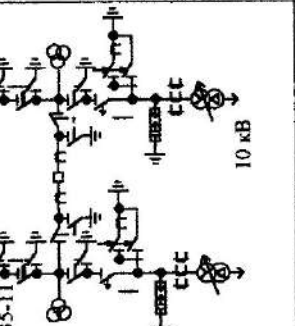
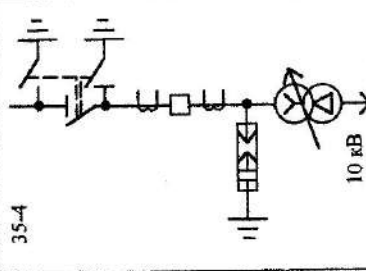
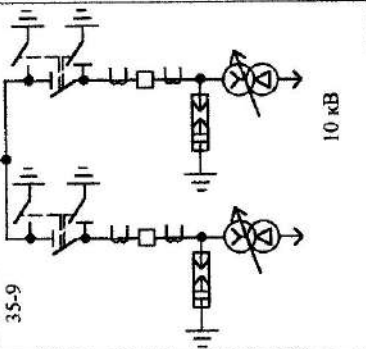
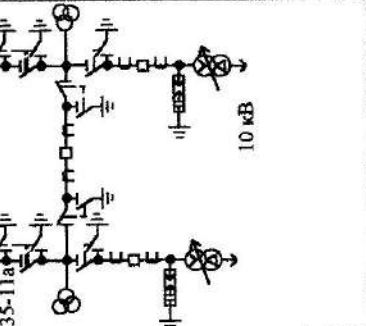
Типи підстанцій				
Виконання	Тупикові та відгалужені		Прохідні з одностороннім живленням	Вузлові
	Двотрансформаторні		Двотрансформаторні	Двотрансформаторні
	Схема зі сторони вищої напруги та номер схеми		„Місток” з вимикачем у перемичці	Одна система шин, секціонована вимикачем
	Блок „ліній-трансформатор” 35-2	Укрупнений блок „ліній-два трансформатора” 35-7	35-5	35-10
3 запобіжниками 35 кВ в колі трансформатора				
3 відокремлювачем та короткозамикачем в колі трансформатора				
3 вимикачем 35 кВ в колі трансформатора				

Рисунок 5.5 – Сітка схем первинної комутації РП 35 кВ підстанцій 35/ 10 кВ по типовому проекту 407-0-96

Місткові схеми 35-5-35-11а застосовуються при здійсненні секціювання лінії 35 кВ для підстанції з одностороннім чи двостороннім живленням на одното двотрансформаторних підстанціях.

Вибір відповідної місткової схеми первинних кіл комутації із запобіжниками, відокремлювачами або вимикачами у колі трансформаторів ведеться аналогічно рекомендаціям, наведеним вище для підстанцій з блоковими схемами РП 35 кВ.

Схеми первинних кіл комутації комплектних підстанцій, які випускаються, 35/110 кВ відповідають схемам типового проекту 7444ТМ „Схеми принципові електричні розподільчих пристроїв 6-750 кВ”, розробленого інститутом „Енергомережпроект”.

У теперішній час в Україні випускаються комплектні трансформаторні підстанції з блоків заводського виготовлення КТПБР-35/10(6), призначені для транзити, прийому, перетворення і розподілу електроенергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц при номінальних робочих напругах 35, 10 (6) кВ.

КТПБР-35/10/6 розраховані для прийому максимальних вітрових навантажень, що відповідає ІІІ кліматичному району за вітром та І-ІV районам за ожеледдю.

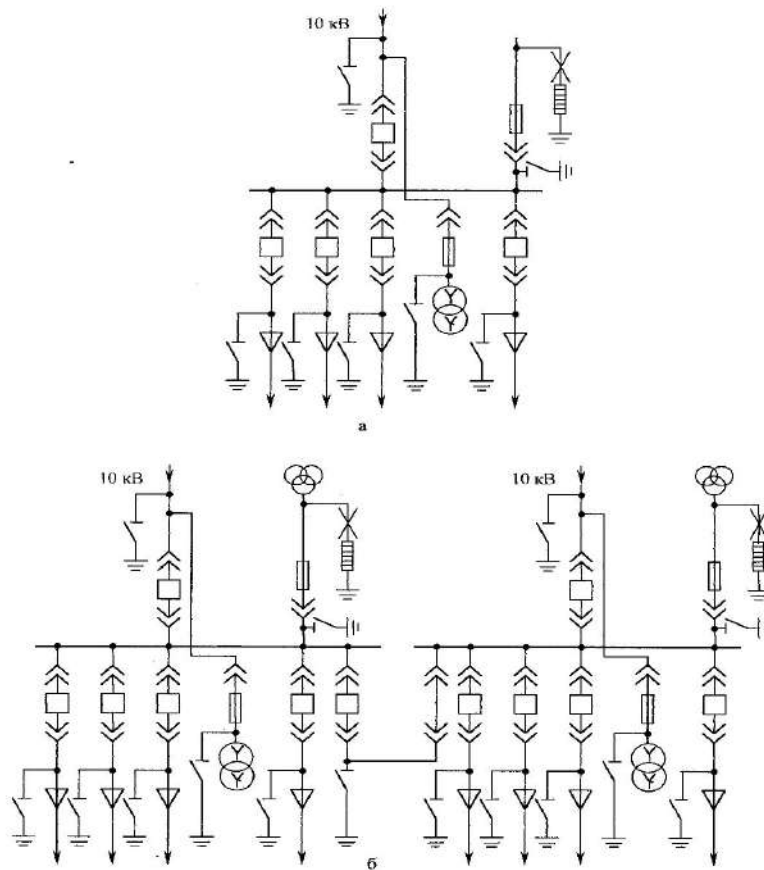
На боці ВН у КТПБР-35/10 (6) застосовуються транспортабельні металеві блоки заводського виготовлення з обладнанням РП 35 кВ. Блоки повністю укомплектовані усім необхідним обладнанням і апаратурою керування. Водночас заводвиготовник передбачив випуск комплектних трансформаторних підстанцій типу КТПР-35/10(6) (малоблокове виконання).

На боці НН використані КРП зовнішньої установки серії КРЗ-10 з вакуумними або мало масляними вимикачами.

Апаратура релейного захисту, керування, сигналізації і автоматики ВРП-35 кВ, допоміжних кіл і загальнопідстанційного призначення розміщені у релейних шафах зовнішньої або внутрішньої установки.

Схеми первинних кіл комутації РП 35 кВ КТПБР 35/10(6) виконані за типовим проектом 7444ТМ таких чотирьох типів: 35-ЗН (що відповідає схемі 35-2 типового проекту 407-0-96), 35-5АН (35-10); 35-9 (35-12); 35-4Н. Технічні характеристики КТПБР-35/10(6) кВ наведені у додатку Д2.

Розподільчі пристрої РП 10 кВ, які входять до складу КТП 35/10 (6) кВ комплектуються з набору стандартних шаф в залежності від проекту підстанції (одно- або двохтрансформаторна, числа ліній, що відходять, зовнішньої або внутрішньої установки, з кабельним і повітряним вводом, з викотними чи стаціонарними елементами). Принципові електричні схеми РП виконуються за уніфікованими сітками первинних кіл комутації КРП різних серій. На рисунку 5.6 представлені приклади схем первинних кіл комутації РП 10 кВ підстанцій 35-110/10 кВ з викотними елементами для одно- (рисунок 5.6а) і двох трансформаторної підстанції виконаний з одинарною секціонованою системою збірних шин. Секціонований вимикач забезпечує АВР при аварійному відключенні одного з трансформаторів або лінії 35 кВ, яка його живить. У цьому випадку обидві секції шин отримують живлення від другого трансформатора.



а – підстанція з одним трансформатором; б – двотрансформаторна підстанція
Рисунок 5.6 – Схеми кіл первинних комутацій РП 10 кВ підстанцій 35-110/ 10 кВ з викатними елементами

До комплекту поставки КТПБР-35/10 (6) кВ, як було зазначено вище, входять КРП 10 кВ серії КРЗ-10. Шафи КРЗ можуть доставлятися і окремо для розширення уже діючих РП з шафами інших серій, з'єднуватися з якими вони можуть через перехідні шафи, що входять до серії КРЗ.

Шафи КРЗ-10 виконуються за схемами головних з'єднань, наведених на рисунку 5.7.

Допоміжні кола КРЗ-10 виконуються за схемами №8316 1994р. інституту „Укрпівденсільенергопроект” (м. Одеса). За узгодженням з заводом-виробником допускається виготовлення шаф КРЗ-10 за нетиповими схемами допоміжних кіл.

В шафах КРЗ-10 можуть встановлюватися також вакуумні або маломасляні вимикачі типу ВВ-10У і ВМК-10 відповідно. З 1997 р. виконуються також шафи з елегазовими вимикачами типу ВГ-10. Привід вимикачів – пружинний. Всі відсіки шаф обладнані клапанами розвантаження, які разом з вимикачами типу ВП-19 виконують дуговий захист. В шафах виконані необхідні блокування, в тому числі і оперативні блокування зовнішніх з'єднань. Шафи з заводу-виробника поставляються, як правило, повністю змонтованими блоками до 4-х шаф на одній рамі. В шафах з вакуумними вимикачами встановлюються обмежувачі перенапруг типу ОПН. Основні технічні дані шаф КРЗ-10 наведені у таблиці 5.3. Технічні дані інших серій КРУ 10 кВ наведені у відповідній додатковій літературі та додатку ДЗ.

Номер схеми	01	02	03	03
Схема головних з'єднань				
Номинальн. струм шафи, А	630-1000	630-1000	630-1000	630-1000
Номер схеми	05	06	07	08
Схема головних з'єднань				
Номинальн. струм шафи, А	630-1000	630-1000	630-1000	630-1000
Номер схеми		10		15
Схема головних з'єднань				
Номинальн. струм шафи, А		630-1000		400
Номер схеми	16	17	18	19
Схема головних з'єднань				
Номинальн. струм шафи, А	400	400	400	400
Номер схеми	20	21		25
Схема головних з'єднань				
Номинальн. струм шафи, А	400	400		400
Номер схеми	26		30	31
Схема головних з'єднань				
Номинальн. струм шафи, А	400		630-1000	630-1000
Номер схеми	32		35	
Схема головних з'єднань				
Номинальн. струм шафи, А	630-1000		630-1000	

Рисунок 5.7 – Сітка схем кіл первинних комутацій шаф КРЗ-10

Таблиця 5.3 – Основні технічні дані шаф КРЗ-10

Найменування параметрів	Значення параметру, тип- виконання
1.Номінальна напруга, кВ	6; 10
2.Номінальний струм головних кіл шаф, А	630; 1000
3.Номінальний струм збірних шин, А	630; 1000
4.Номінальний первинний струм трансформаторів струму, А	50; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000
5.Номінальний струм вимикання комутаційного апарату, вмонтованого в шафу, кА	20
6.Струм термічної стійкості, кА	20
7.Номінальний струм електродинамічної стійкості головних кіл шаф, кА	51,0
8.Час протікання струму термічної стійкості, с	3
9.Номінальна потужність трансформатора власних потреб, кВА	25; 40
10.Рівень ізоляції	норм. по ГОСТ 1516.1
11.Вид ізоляції	повітряна
12.Наявність висувних елементів	З висувним елементом
13.Вид лінійних високовольтних підключень	кабельні, повітряні
14.Ступінь захисту по ГОСТ 14254	IP44(при закр. двер.)
15.Наявність закритого коридору обслуговування	без коридору
16.Наявність теплоізоляції шаф	без теплоізоляції
17.Кліматичне виконання по ГОСТ 15150	VI для атмосф. I і II
18.Габаритні розміри, мм:	
19. – ширина	800; 900 – з трансформатором власних потреб
20. – глибина	1500
21. – висота	2260; 2986 – для повітряних вводів і виводів

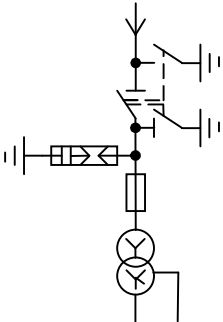
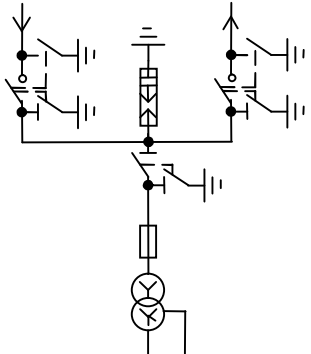
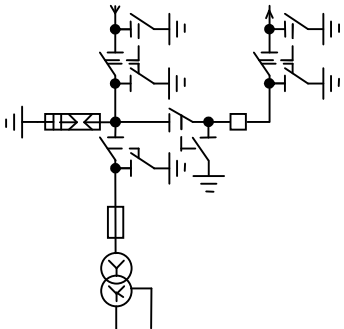
Трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ. Типові схеми первинних кіл комутації РП 10 кВ підстанцій 10/0,4 кВ і область їх застосування наведені у таблиці 5.4. Такі підстанції, як правило, проектуються на базі КТП зовнішньої установки. Застосування закритих підстанцій повинно бути ретельно обґрунтованим. Їх проектування виконується у тих випадках, коли виключається можливість використання КТП зовнішньої установки.

На практиці сільського електропостачання застосовуються серії КТП з одним і двома трансформаторами прохідного і тупикового типу потужністю 25-630 кВА з повітряними чи кабельними вводами і виводами ліній, що виходять. Кліматичні виконання КТП – У, категорія розміщення – 1. Розподільчі пристрої 0,38 кВ КТП-10/0,4 кВ у більшості випадків виконані у варіантах схем, що наведені на рисунку 5.8.

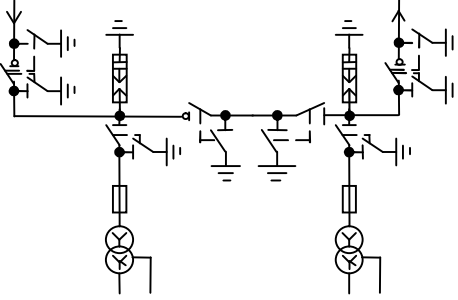
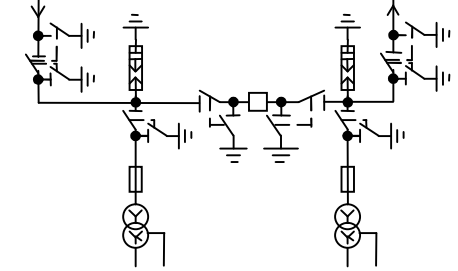
На схемі 1 (рисунок 5.8а), яка використовується для підстанцій потужністю 25 і 40 кВА, на вводі і лініях, що відходять, встановлюються автоматичні повітряні вимикачі. Теплові розчіплювачі вимикачів вводу здійснюють захист трансформатора від перевантаження. Лінії, що відходять (на схемах їхню кількість наведено умовно), від струмів перевантаження захищаються за допомогою теплових розчіплювачів вимикачів. У схемі передбачена одна лінія для централізованого вуличного освітлення.

На схемі 2 (рисунок 5.8а) на вводі встановлено рубильник, який забезпечує видимий розрив у відключеному стані.

Таблиця 5.4. – Схеми первинних кіл комутації РП 10 кВ підстанцій 10/0,4 кВ

Схема з боку ВН	Область застосування
1	2
1. 	Широко застосовується в КТП тупикового типу з одним трансформатором. Як правило, роз'єднувач встановлюється на кінцевій опорі ПЛ-10 кВ, а запобіжники – в КТП. Замість роз'єднувача у колі трансформатора при достатньому обґрунтуванні можна використовувати вимикач навантаження.
2. 	Застосовується в мережах 10 кВ з одностороннім та двостороннім живленням, коли за умовами надійності допускаються ручні після аварійні переключення. Трансформатор приєднують до шин через роз'єднувач і запобіжники. При ввімкнених вимикачах навантаження може здійснюватися живлення від одного джерела з транзитом потужності через шини підстанції.
3. 	Застосовується у мережах 10 кВ з одностороннім і двостороннім живленням, в яких за умовами надійності електропостачання потрібно автоматичне і ручне секціонування ліній 10 кВ. Схема поєднує однотрансформаторну підстанцію з автоматичним секціонуючим пунктом або пунктом АВР лінії 10 кВ.

Продовження таблиці 5.4

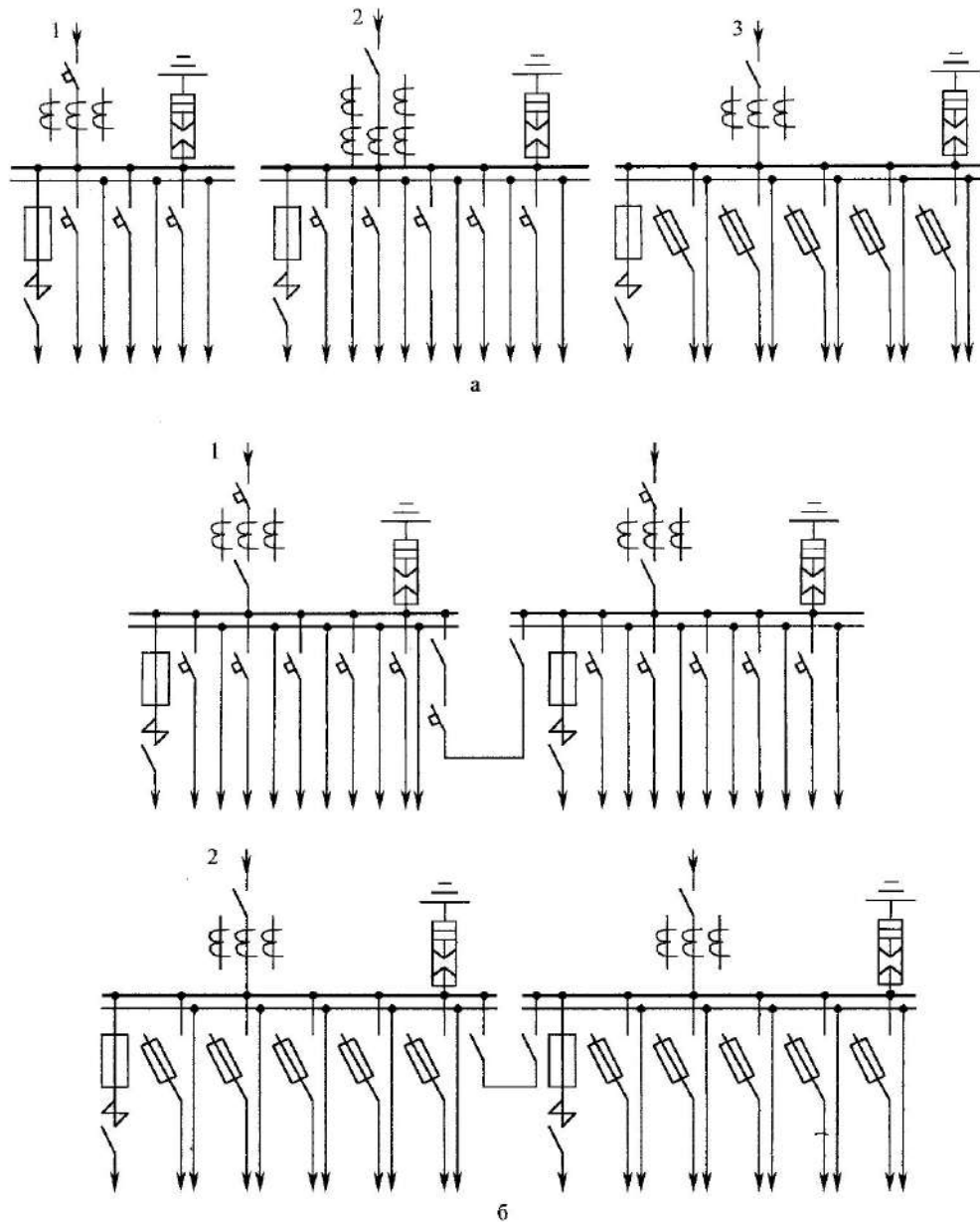
1	2
4. 	Схема з двома трансформаторами і шиною 10 кВ, секціонованим вимикачем навантаження і роз'єднувачем. Застосовується у мережах 10 кВ зазвичай з двостороннім живленням, де допускається ручне секціонування ліній 10 кВ. Основний режим роботи підстанції – живлення кожного трансформатора від незалежного джерела на лінії 10 кВ. При ввімкненому вимикачі навантаження можна здійснити живлення від одного джерела з транзитом потужності через шини ТП.
5. 	Схема з двома трансформаторами і шиною 10 кВ, секціонованим вимикачем (схема містка з одним вимикачем). Застосовується, як правило, у мережах з двостороннім живленням, у яких за умовами надійності електропостачання потрібне автоматичне і ручне секціонування ліній 10 кВ. Схема поєднує двохтрансформаторну підстанцію з автоматичним секціонуючим пунктом і пунктом АВР лінії 10 кВ.

Від багатозафазних к.з. лінії, що відходять, захищені автоматичними вимикачами, а від однофазних к.з. передбачений спеціальний захист. Від перевантаження трансформатор захищений тепловим реле, встановленим на вводі, з дією на відключення однієї чи двох ліній, що відходять, 0,38 кВ, саме так здійснюється розвантаження трансформатора. У схемі також передбачена лінія для централізованого вуличного освітлення. Така схема застосовується на підстанціях потужністю 63-630 кВА.

Схема 3 аналогічна схемі 2 (рисунк 5.8а). Різниця полягає в установці у колах ліній, що відходять, блоків „запобіжник-рубильник”. Використовується на підстанціях потужністю 160-630 кВА, якщо відсутні автоматичні вимикачі.

На рисунку 5.8б наведені схеми первинних кіл комутації РП 0,38 кВ двох трансформаторних підстанцій. В обох схемах (1 і 2) передбачені лінії для централізованого вуличного освітлення. У схемі 1 для секціонування використовується автоматичний вимикач. Рубильники, встановлені на вводах РП 0,38 кВ і для секціонування збірних шин, забезпечують видимий розрив при їх відключенні. В якості захисних апаратів на лініях, що відходять, в схемі 1 передбачені автоматичні вимикачі, а в схемі 2 – запобіжники, що потребує додаткових витрат часу на введення у дію відключеної лінії.

Використовують багато інших схем РП 0,38 кВ КТП-10/0,4 кВ. Технічні дані деяких типів КТП-10/0,4 кВ, які випускаються низкою підприємств України (м. Хмельницький, м. Запоріжжя, м. Рівне, м. Кривий Ріг та інші) наведені у додатку Д4.



а – одотрансформаторні підстанції; б - двотрансформаторні підстанції

Рисунок 5.8 – Схеми кіл первинних комутацій РП-0,38 кВ підстанцій 10/ 0,4 кВ

На практиці сільського електропостачання застосовуються (хоча і в невеликій кількості) мачтові (стовпові) комплектні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ. Ці підстанції встановлюються, як правило, на опорах П-подібної конструкції. На опорі висотою близько 6,5 м розміщені запобіжники, силовий трансформатор і шафа РП 0,38 кВ. Роз'єднувач встановлюється на кінцевій опорі лінії 10 кВ. Схеми первинних кіл комутації з боку ВН виконуються зазвичай за схемою 1 (таблиця 5.4), а з боку НН – за схемою 2 (рисунок 5.8а).

У додатку Д4 наведені технічні характеристики даного типу КТП 10-250/10/0,4 У1.

5.1.3 Вибір і побудова схем первинних кіл комутації підстанцій

Підстанції – вузлові точки сільського електропостачання, і від побудови схеми первинних кіл комутації (головної схеми з'єднань) залежить можливість живлення і розподілу електроенергії у відповідності з вимогами до потужності, якості і надійності. За основними функціями, що виконуються, все обладнання підстанції можна поділити на функціонально самостійні структурні блоки (ділянки, вузли, чарунки, елементи), що забезпечують прийом, перетворення і розподіл електричної енергії. Сукупність тих чи інших функціонально самостійних структурних блоків визначається вимогами до схем первинних кіл комутації (п.5.1.2.).

Для реалізації цих вимог і правильного вибору і побудови даних схем рекомендується дотримуватися алгоритму.

1. Визначити функціональне призначення підстанції (районна трансформаторна підстанція, центральний розподільчий пункт, підстанція споживачів). Вихідні дані визначаються у розділі 2.

2. Визначити район кліматичних умов за швидкісним напором вітру і ожеледдю (визначається у розділі 4).

3. Потрібно вирішити питання щодо необхідності транзиту потужності через підстанцію (вихідні дані беруться з розділів 2, 3).

4. З урахуванням пунктів 1 і 3, а також місця знаходження визначити тип підстанції за способом приєднання до мережі ВН (тупикова, прохідна, вузлова).

5. Сформувані групи споживачів за виробничо-технологічним і територіальним критеріями, за рівнем напруги, потужності, якістю електричної енергії (дані беремо з розділу 2).

6. Визначити число ступенів і рівнів напруги підстанції, тобто визначити різновид РП за класом напруги (розділи 2, 3).

7. Визначити категорії сформованих груп споживачів за надійністю електропостачання (визначається у розділі 2).

8. З урахуванням пунктів 5-7 визначити кількість ліній, що відходять (розділ 3).

9. На підставі пунктів 3, 5, 6, 7, 8 визначити:

- кількість і потужність силових трансформаторів (розділ 3)
- конфігурацію живильної мережі: однобічне чи двобічне живлення і число приєднань на ВН (розділ 2)
- необхідну кількість секцій і систем збірних шин
- необхідність секціонування шин і застосування АВР

10. Визначити наявність холодного режиму, тобто знаходження у резервному стані.

11. Забезпечити експлуатаційні зручності схеми, тобто забезпечити можливість проведення ревізій комутаційного та іншого обладнання без перерви в електропостачанні, уникнути недостатнього відпуску енергії і порушення транзиту потужності через збірні шини підстанції. Це досягається застосуванням і правильною розстановкою додаткової комутаційної апаратури

у схеми первинних кіл комутації.

12. З урахуванням пунктів 2, 7, 8, 9 визначити виконання вводів і приєднання (повітряні, кабельні) і конструктивне виконання підстанцій (закрита, відкрита).

13. З урахуванням пунктів 3, 6, 7, 9, 10, 11 визначити необхідні типи комутаційної апаратури (вимикачі, відокремлювачі, короткозамикачі, роз'єднувачі, тощо).

14. Обрати за уніфікованою сіткою схем можливі до застосування схеми первинних кіл комутації необхідних РП 0,38-110 кВ.

15. Визначити кількість необхідних збірних одиниць (модулів) обладнання підстанцій.

16. Обрати базову комплектну трансформаторну підстанцію (КТП)

17. Скласти можливі рівноцінні варіанти повних схем первинних кіл комутації підстанцій, що проектуються.

18. Навести техніко-економічну оцінку варіантів з урахуванням забезпечення потрібного рівня надійності.

5.2 Визначення параметрів і вибір обладнання електричної частини підстанції

5.2.1 Розрахунок струмів короткого замикання

5.2.1.1 Загальні відомості

Розрахунок струмів короткого замикання (к.з.) виконується для вирішення наступних практичних задач проектування і експлуатації систем електропостачання:

1) вибору апаратури і перевірки елементів електроустановок для визначення їхньої електродинамічної і термічної стійкості (шини, ізолятори, кабелі, комутаційні апарати тощо);

2) проектування і наладки релейного захисту, перевірки чутливості і надійності спрацьовування різноманітних пристроїв захисту і автоматики;

3) для узгодження дії захисних апаратів у часі;

4) вибору засобів і схем захисту від грози;

5) вибору і розрахунку струмообмежуючих і заземлюючих пристроїв.

В електричних мережах можуть виникати наступні види коротких замикань: **трифазне⁽³⁾, двофазне⁽²⁾, однофазне⁽¹⁾, двофазне на землю^(1.1)**.

У ході розрахунків вибирають відповідний розрахунковий режим системи, який забезпечує **мінімальні** (наприклад, при розрахунках за пунктом 2) або **максимальні** (наприклад, при розрахунках за пунктом 1) струми к.з., а також струми у схемі електропостачання.

Якщо електроенергія подається від джерела обмеженої потужності, то струми к.з. змінюються у часі у процесі короткого замикання. У цьому випадку попередньо вибирають **розрахунковий час**, який визначається дією захисних пристроїв.

Враховуючи, що сільські електричні мережі, як правило, віддалені від генеруючих джерел і величина результуючого опору зазвичай визначається як сумарний опір елементів самого відгалуження, де розглядається коротке замикання, то можна вважати, що таке відгалуження живиться від джерела необмеженої потужності. У

цьому випадку можна припустити, що періодична складова струмів к.з. не змінюється.

$$I_k^{(3)} = I_t^{(3)} = I_\infty^{(3)} = I_k^{(3)} = \frac{I_0}{Z_\Sigma^*}, \quad (5.1)$$

де $I_k^{(3)}$, $I_t^{(3)}$, $I_\infty^{(3)}$, $I_k^{(3)}$ - відповідно, діючі значення періодичної складової струму к.з. за перший період (надперехідний струм), струм к.з. через час t , сталий струм к.з., струм трифазного к.з.; відн. од.

Z_Σ^* - результуючий опір кола (до точки к.з.), відн. од.

Струми однофазних замикань на землю у мережах з незаземленою нейтраллю необхідно обчислювати для вибору і розрахунку компенсуючих і заземлюючих пристроїв.

В якості розрахункової схеми при визначенні струмів короткого замикання слід приймати схему нормального тривалого режиму електроустановки, не враховуючи можливі короткочасні видозміни цієї схеми при оперативних переключеннях.

Точку, де припускається коротке замикання, потрібно вибирати таким чином, щоб струм у апараті, який перевіряється або провіднику був найбільшим. Ця величина струму приймається у якості розрахункової.

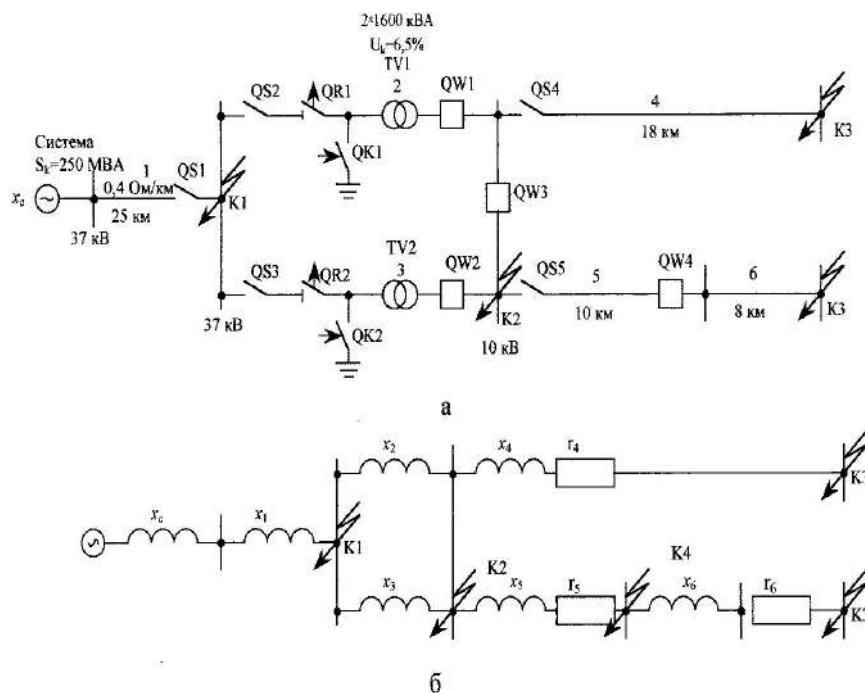
Для визначення максимальних к.з. припускають наступне:

- 1) всі джерела живлення включені і працюють з номінальним навантаженням;
- 2) всі синхронні генератори електростанції мають АРЗ і форсування збудження;
- 3) розрахункова напруга кожного ступеня на 5% більша за номінальну;
- 4) відсутнє насичення магнітних систем;
- 5) для всіх елементів системи враховують тільки індуктивний опір. Активний опір в установках більше 1000 В потрібно враховувати, якщо його значення перевищує 0,33 індуктивного. Тому він враховується тільки для проводів малих перерізів електричних ліній і особливо для сталених проводів і протягнених кабельних ліній малих перерізів;
- 6) струми намагнічування трансформатора не враховують, тобто їхня схема заміщення приймається як один індуктивний опір;
- 7) опір у місці к.з. приймають рівним нулю;
- 8) під час короткого замикання поблизу електростанцій частота обертання залишається незмінною.

Для сільських підстанцій 110/10 кВ і 35/10 кВ розрахунковими точками к.з. є: шини вищої напруги (K1), шини 10 кВ (K2), а також найбільш віддалена точка мережі 10 кВ (K3) (рисунки 5.9а).

У випадку секціонування мережі 10 кВ необхідно додатково провести розрахунок струмів короткого замикання у місці установки секціонуючого вимикача (СВ) для вибору апаратури секціонуючого пункту (K4).

Для перевірки чутливості захистів, що проектуються, необхідно знати мінімальні значення струмів к.з. у даних розрахункових точках.



а – розрахункова схема; б – схема заміщення

Рисунок 5.9 – Схема електричної мережі

Для кожної точки к.з. складаються еквівалентні схеми заміщення, в яких елементи схеми замінюються на опори.

Схему заміщення можна представити опорами у іменованих або відносних одиницях (рисунок 5.9б).

При розрахунку струмів к.з. в установках напругою нижче 1000 В схему заміщення зручніше представляти опорами у іменованих одиницях.

Приведення схеми до одного ступеня трансформації бажано здійснювати за дійсними коефіцієнтами трансформації, які повинні бути визначені при розрахунку мережі. Якщо трансформатор має регулювання напруги при навантаженні (РПН), то його коефіцієнт трансформації при складанні схеми заміщення слід визначати за напругою, що відповідає відгалуженню обмотки, яка регулюється і приймати значення опорів для трансформаторів 10 кВ $x_{min}=0,67x_{cp}$; $x_{max}=1,5x_{cp}$; для трансформаторів 35 кВ $x_{min}=0,57x_{cp}$; $x_{max}=1,35x_{cp}$.

При розрахунку у відносних одиницях базисна потужність може бути обрана довільно (наприклад, 100 або 1000 МВА). За базисну напругу приймається середня номінальна напруга ступеню, де знаходиться точка к.з. (шкала середніх номінальних напруг U_{cp} , кВ: 115; 37; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23 кВ)

5.2.1.2 Алгоритм розрахунку струмів короткого замикання у мережах напругою вище 1000 В

Алгоритм розрахунку наведено на рисунку 5.10.

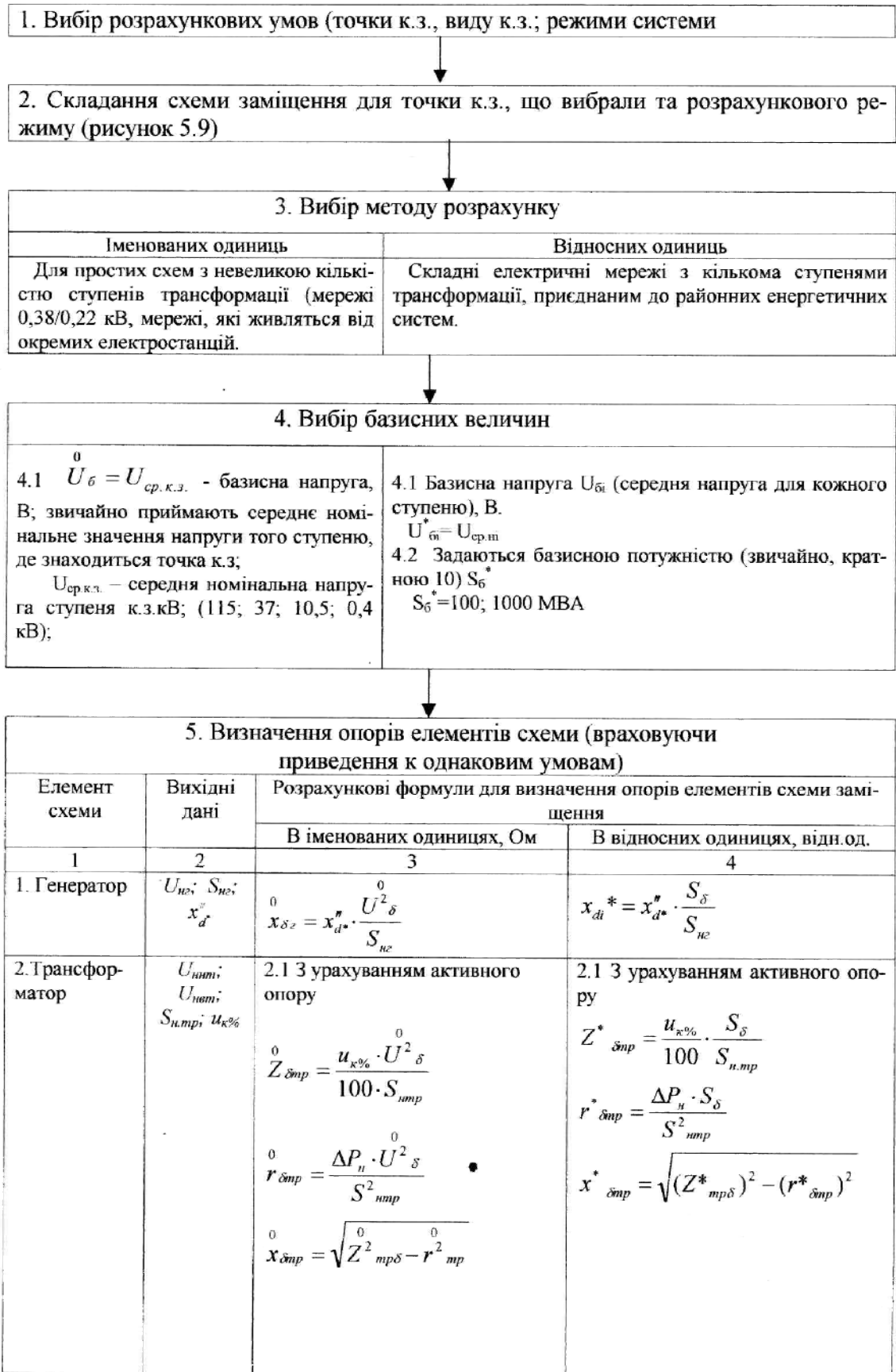


Рисунок 5.10.1 – Алгоритм розрахунку струмів к. з. у мережах напругою вище 1000 В

		2.2 Без урахування активного опору $x_{\delta np}^0 = Z_{np\delta}^0 = \frac{u_{к\%}^0 \cdot U_{\delta}^2}{100 \cdot S_{н.тр}}$ 2.3 Для трьохобмоточного трансформатора $x_{\delta трн}^0 = \frac{0,5}{100} (u_{квс} + u_{квн} + u_{кcn}) \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.тр}}$ $x_{\delta трс}^0 = \frac{0,5}{100} (u_{квс} + u_{кcn} + u_{квн}) \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.тр}}$ $x_{\delta трн}^0 = \frac{0,5}{100} (u_{квн} + u_{кcn} + u_{квс}) \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.тр}}$	2.2 Без урахування активного опору $x_{\delta np}^* = Z_{np\delta}^*$ 2.3 Для трьохобмоточного трансформатора $x_{\delta трн}^* = \frac{0,5}{100} (u_{квс} + u_{квн} + u_{кcn}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}}$ $x_{\delta трс}^* = \frac{0,5}{100} (u_{квс} + u_{кcn} + u_{квн}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}}$ $x_{\delta трн}^* = \frac{0,5}{100} (u_{квн} + u_{кcn} + u_{квс}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}}$
3. Реактор	$U_{np}; I_{np}; x_{p\%}$	$x_{\delta p}^0 = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{\sqrt{3} I_{np}}$	$x_{\delta p}^* = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{I_{\delta p}}{I_{np}} \cdot \frac{U_{np}}{U_{\delta p}}$
4. Лінія (повітряна або кабельна)	$U_{ли}; x_o; r_o; l$	$x_{\delta л}^0 = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{ли}} \right)^2$ $r_{\delta л}^0 = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{ли}} \right)^2$ $Z_{\delta л}^0 = \sqrt{r_{\delta л}^0{}^2 + x_{\delta л}^0{}^2}$	$x_{\delta л}^* = x_o \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}$ $r_{\delta л}^* = r_o \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}$ $Z_{\delta л}^* = \sqrt{(r_{\delta л}^*)^2 + (x_{\delta л}^*)^2}$
5. Система	$U_{нс}; S_{нс}; x_{нс}^*$	$x_{\delta с}^0 = x_{нс}^* \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{нс}}$	$x_{\delta с}^* = x_{нс}^* \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нс}}$
	$U_{нс}; I_{ск}^{(3)}; S_{нс}; S_{ск}^{(3)}$	$x_{\delta с}^0 = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} I_{ск}^{(3)}} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ск}^{(3)}}$	$x_{\delta с}^* = \frac{I_{\delta л}^{(3)}}{I_{ск}^{(3)}} = \frac{S_{\delta}}{S_{ск}^{(3)}} = \frac{1}{I_{ск}^{(3)*}} = \frac{1}{S_{ск}^{(3)*}}$
	$U_{нс}; S_{отк.в}$	$x_{\delta с}^0 = \frac{U_{\delta}^2}{S_{отк.в}}$	$x_{\delta с}^* = \frac{S_{\delta}}{S_{отк.в}}$
Позначення: $U_{нг}; U_{ннтл}; U_{нктл}; U_{нпр};$ - відповідно, номінальні напруги генератора, низької та високої сторін трансформатора, реактора, лінії та системи; $U_{ли}; U_{нс}$ $S_{нг}; S_{н.тр}; S_{нс}; S_{ск}^{(3)};$ - відповідно, потужності номінальні генератора, трансформатора, системи, потужність трьохфазного к.з. системи та потужність, яка вимикається вимикачем; $I_{нг}; I_{ск}^{(3)}$ - відповідно, номінальний струм реактора та струм трифазного к.з. системи; $u_{к\%}$ - напруга к.з. трансформатора, %; $x_{\delta}^0; x_{p\%}; x_o; x_{нс}^*$ - відповідно, індуктивний свехперехідний опір генератора (у відносних одиницях); реактора (%); питомий індуктивний опір (Ом/км), номінальний індуктивний опір системи (відн.од.); r_o - питомий активний опір, Ом/км;			

Рисунок 5.10.2 – Продовження алгоритму розрахунку струмів к. з. у мережах напругою вище 1000 В

l	- довжина розрахункової ділянки лінії, км;
$x_{\delta i}; r_{\delta i}; Z_{\delta i};$ $x_{\delta i}^*; r_{\delta i}^*; Z_{\delta i}^*$	- відповідно, індуктивний, активний та повний опори і-го елемента схеми в іменованих та відносних одиницях;
U_{δ}	- базисні напруги в іменованих одиницях;
$S_{\delta i}; U_{\delta i}; I_{\delta i}$	- базисні потужність, напруга та струм і-ої ступені, відповідно;
$u_{квс}; u_{ксп}; u_{кни}$	- напруги к.з. обмоток трансформатора (вищої та середньої, середньої та нижчої, вищої та нижчої напруг).

6. Перетворення схеми та визначення еквівалентних опорів		
Первинна схема	Спрощена або перетворена схема	Формули переходу
		$x_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n x_i$
		$\frac{1}{x_{\Sigma}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{x_i}$
		$x_1 = \frac{x_{12} \cdot x_{13}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}$ $x_2 = \frac{x_{12} \cdot x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}$ $x_3 = \frac{x_{13} \cdot x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}$
		$x_{12} = x_1 + x_2 + \frac{x_1 \cdot x_2}{x_3}$ $x_{23} = x_2 + x_3 + \frac{x_1 \cdot x_3}{x_1}$ $x_{13} = x_1 + x_3 + \frac{x_1 \cdot x_3}{x_2}$
Примітки: 1. S_1, S_2 та S_3 – джерела живлення. 2. При необхідності врахування активного опору в формулах замість x підставляємо величину $z = r + jx$.		

Рисунок 5.10.3 – Продовження алгоритму розрахунку струмів к. з. у мережах напругою вище 1000 В

7. Визначення струмів короткого замикання (розрахунок ведеться для максимального та мінімального режимів)		
Порядок розрахунку	Розрахункові формули	
	У іменованих одиницях	У відносних одиницях
1	2	3
7.1 Визначення сумарного опору	$\overset{0}{Z}_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n \overset{0}{r}_{\delta i}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n \overset{0}{x}_{\delta i}\right)^2}$	$Z_{\Sigma}^* = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n \overset{*}{r}_{\delta i}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n \overset{*}{x}_{\delta i}\right)^2}$
7.2 Струм трьохфазного к.з. 7.2.1 Якщо враховувати тільки активний опір. 7.2.2 Якщо враховувати тільки індуктивний опір.	$\overset{0}{I}_k^{(3)} = \frac{\overset{0}{U}_{\delta}}{\sqrt{3} \overset{0}{Z}_{\Sigma}}$ $\overset{0}{I}_k^{(3)} = \frac{\overset{0}{U}_{\delta}}{\sqrt{3} \overset{0}{x}_{\Sigma}}$	$I_k^{(3)} = \frac{I_{\delta}^*}{Z_{\Sigma}^*}$ $I_k^{(3)} = \frac{I_{\delta}^*}{x_{\Sigma}^*}$
7.3 Ударний струм трифазного к.з.	$i_y^{(3)} = k_y \sqrt{2} \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ $T_a = \frac{\overset{0}{x}_{\Sigma}}{2\pi f \overset{0}{r}_{\Sigma}}$	$i_y^{(3)} = k_y \sqrt{2} \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ $T_a = \frac{\overset{*}{x}_{\Sigma}}{2\pi f \overset{*}{r}_{\Sigma}}$
7.4 Діюче значення повного струму трифазного к.з.	$I_y^{(3)} = \overset{0}{I}_k^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = \overset{0}{I}_k^{(3)} \sqrt{1 + 2e^{-\frac{0,02}{T_a}}}$	$I_y^{(3)} = \overset{(3)}{I}_k \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = \overset{(3)}{I}_k \sqrt{1 + 2e^{-\frac{0,02}{T_a}}}$
7.5 Миттєве та діюче значення ударного струму. 7.5.1 При к.з. на шинах 6–35 кВ РТП-110/6-35 кВ, шинах генераторної напруги та шинах підвищуючи трансформаторів сільських електростанцій. 7.5.2 При к.з. на шинах 6-35 кВ РТП-35/6-20 кВ, які живляться від районних енергосистем; в мережах 6-35 кВ, які живляться від сільських електростанцій; на шинах підстанцій, відокремлених від генераторів сільських електростанцій однією ступенню трансформації. 7.5.3 При к.з. в мережах 6-10 кВ споживчих підстанцій, які живляться від районних енергосистем; в мережах 0,38/0,22 кВ.	$i_y^{(3)} = 2,55 \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $I_y^{(3)} = 1,52 \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $i_y^{(3)} = 2,1 \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $I_y^{(3)} = 1,21 \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $i_y^{(3)} = 1,41 \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $I_y^{(3)} = \overset{0}{I}_k^{(3)}$	$i_y^{(3)} = 2,55 \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $I_y^{(3)} = 1,52 \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $i_y^{(3)} = 2,1 \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $I_y^{(3)} = 1,21 \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $i_y^{(3)} = 1,41 \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $I_y^{(3)} = \overset{0}{I}_k^{(3)}$
7.6 Струми двофазного к.з.	$I_k^{(2)} = 0,87 \overset{0}{I}_k^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $i_y^{(2)} = 0,87 i_y^{(3)}$ $I_y^{(2)} = 0,87 \overset{0}{I}_y^{(3)}$	$I_k^{(2)} = 0,87 \overset{0}{I}_k^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \overset{0}{I}_k^{(3)}$ $i_y^{(2)} = 0,87 i_y^{(3)}$ $I_y^{(2)} = 0,87 \overset{0}{I}_y^{(3)}$

Рисунок 5.10.4 – Продовження алгоритму розрахунку струмів к. з. у мережах напругою вище 1000 В

	при $Z_{\Sigma}^* > 0,6$ $I_y^{(2)} < I_y^{(3)}$ при $Z_{\Sigma}^* < 0,6$ $I_y^{(2)} > I_y^{(3)}$
7.7 Струм однофазного к.з.	$I_k^{(1)} = \frac{UI}{350}$ для ВЛ $I_k^{(1)} = \frac{UI}{10-12}$ для КЛ
Позначення: Z_{Σ}, Z_{Σ}^* - відповідно, повний сумарний опір мережі в іменованих та відносних одиницях; $r_{\delta i}, r_{\delta i}^*$ - базисний активний сумарний опір i-го елементу схеми мережі в іменованих та відносних одиницях, відповідно; $x_{\delta i}, x_{\delta i}^*$ - базисні індуктивні сумарні опори i-го елементу мережі в іменованих та відносних одиницях, відповідно; $I_k^{(3)}, I_k^{(2)}, I_y^{(3)}$ - діюче значення струмів трифазного, двофазного та ударного трифазного к.з. в іменованих одиницях, відповідно, А; $i_y^{(2)}, i_y^{(3)}$ - ударний струм двофазного та трифазного к.з., А; k_y - ударний коефіцієнт, який враховує наявність аперіодичної складової струму; T_a - постійна часу затухання, с; t - час дії аперіодичної складової, с; $t=0,01$с.	

Рисунок 5.10.5 – Продовження алгоритму розрахунку струмів к. з. у мережах напругою вище 1000 В

5.2.1.3 Розрахунок струмів короткого замикання у мережах до 1 кВ

Розрахунок струмів к.з. в низьковольтних мережах 0,38/0,22 кВ необхідний для перевірки захисних апаратів на комутаційну здатність при струмах трифазного к.з. на вивідних клеммах апаратів та на чутливість, тобто на спрацьовування захисту при струмі однофазного к.з. у найбільш віддаленій точці ділянки, яку захищають, а також при розрахунку і виборі перерізу самонесучих ізольованих проводів. Особливість розрахунку струмів к.з. у сільських мережах 0,38/0,22 кВ полягає у тому, що опором лінії 10 кВ можна нехтувати і враховувати лише опір трансформатора і проводів лінії 380/220В. При цьому напруга на шинах вищої напруги підстанції 10/0,38 кВ вважається незмінною протягом усього процесу к.з.

При розрахунку струмів к.з. в установках напругою до 1000 В необхідно враховувати:

- активні і індуктивні опори провідників, кабелів і шин, струмових котушок розчіплювачів, первинних обмоток багатовиткових трансформаторів струму, перехідних контактів апаратів (автоматичних вимикачів, рубильників, роз'єднувачів);

- активні і індуктивні опори всіх елементів короткозамкненого кола.

З урахуванням викладеного вище алгоритм розрахунку полягає у наступному (рисунок 5.11)

Приклади розрахунків наведені у розділі 5.2.3. Необхідні вихідні дані для розрахунку струмів к. з. в мережах наведені у таблицях 5.6 – 5.10.

Таблиця 5.6 – Орієнтовані значення опорів котушок (розчіплювачів) максимального струму автоматичних вимикачів НН

Номинальний струм котушки, А	Значення опорів x та r , мОм	
	x	r (при 65 °С)
100	0,86	1,8
140	0,55	0,74
200	0,28	0,36
400	0,10	0,15
600	0,094	0,12

Таблиця 5.7 – Орієнтовані значення опорів первинних обмоток котушкових трансформаторів струму НН

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	Значення опорів, мОм первинних обмоток котушкових трансформаторів струму класу точності			
	1		2	
	x	r	x	r
100/5	2,7	1,7	0,7	0,75
150/5	1,2	0,75	0,3	0,33
200/5	0,67	0,42	0,17	0,19
300/5	0,3	0,2	0,08	0,088
400/5	0,17	0,11	0,04	0,05
500/5	0,07	0,05	0,02	0,02

Таблиця 5.8 – Значення активних і індуктивних опорів фази і петлі фаза-нуль комплектних шинопроводів до 1000 В

Тип шинопроводу	Номинальний струм, А	Електродинамічна стійкість, кА	Розміри перерізу, мм ²		Опір фази, мОм/м		Опір петлі фази-нуль, мОм/м		
			Фазних шин	Нульового проводу	активний	індуктивний	повний	активний	індуктивний
ШМА73	1600	70	2(90×8)	2×710	0,031	0,017	0,123	0,072	0,098
ШМА68Н	2500	70	2(120×10)	2×640	0,027	0,023	-	-	-
ШМА68Н	4000	100	2(160×12)	2×640	0,013	0,020	-	-	-
ШЗМ16	1600	90	2(100×8)	1500	0,017	0,014	0,067	0,052	0,043
ШРА73	250	15	35×5	-	0,20	0,10	-	-	-
ШРА73	400	25	50×5	-	0,13	0,10	-	-	-
ШРА73	630	35	80×5	-	0,085	0,075	-	-	-

Примітка. - Шинопроводи ШМА і ШЗМ – на 660 В, ШРА на 380/220 В

1. Складання розрахункової схеми (рисунок 5.9)	
2. Складання схеми заміщення і вибір точок к.з. $I_K^{(1)}$ і $I_K^{(3)}$ (див. рисунок 5.9)	
3. Визначення опорів елементів схеми	
Найменування елемента	Розрахункова формула
1	2
3.1 Трансформатор	$Z_T = \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_{HT}} = \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}I_{HT}}$ $r_T = \frac{\Delta P_M \cdot U_n^2}{S_{HT}^2}; \quad x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}$
3.2 Котушки розчіплювачів максимального струму автоматичних вимикачів	$r_{\Sigma KB} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot r_{KBi}$ $x_{\Sigma KB} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot x_{KBi}$
3.3 Многообмоточні трансформатори струму	$r_{\Sigma TT} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot r_{TTi}$ $x_{\Sigma TT} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot x_{TTi}$
3.4 Шинопроводи	$r_{ш} = r_{ош} \cdot l_{ш}; \quad x_{ш} = x_{ош} \cdot l_{ш}$
3.5 Контакти відключаючих апаратів (перехідний опір)	$r_{\Sigma K} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot r_{Ki}$
3.6 Провода і кабелі	$r_{\Sigma K} = r_{оф} \cdot l_{ф}; \quad x_{ф} = x_{оф} \cdot l_{ф}$ $r_{н} = r_{он} \cdot l_{н}; \quad x_{н} = x_{он} \cdot l_{н}$
Позначення: Z_T, r_T, x_T – відповідно, повний, активний та реактивний опір трансформатора струму к.з., Ом; (див. таблицю 5.6) U_n – лінійна номінальна напруга низької сторони, В; $r_{KBi}, r_{TTi}, r_{шi}, r_{Ki}$ – активний опір котушок розчіплювачів максимального струму автоматичних вимикачів (довідкові дані, див.табл.5.6), трансформаторів струму (див.таблицю 5.7), шинопроводів (див.табл. 5.8), перехідне контактів апаратів (табл. 5.9); r_{KBi}, r_{TTi}, r_{Ki} – активний опір і-их котушек розчіплювачів максимального струму автоматичних вимикачів (довідкові дані, див.таблицю 5.6), первинних обмоток котушечних трансформаторів струму (таблиця 5.7), контактів вимикаючих апаратів (таблиця 5.8), відповідно, Ом; $r_{ош}, x_{ош}$ – відповідно, питомий активний та індуктивний опір шинопровода (табл.5.9), Ом/м; n_i – кількість елементів і-го виду; $r_{оф}, r_{он}$ – активні питомі опори фазного та нульового провідників, Ом/м (табл.5.10); $x_{оф}, x_{он}$ – індуктивний питомий опір фазного і нульового провідників, відповідно, Ом/м (табл.5.10); $l_{ш}, l_{ф}, l_{н}$ – відповідно, довжина шинопровіда, фазного та нульового провідника, м	

Рисунок 5.11.1 – Алгоритм розрахунку струмів к. з. в мережах до 1000 В

4. Визначення сумарних опорів	
Найменування елемента	Розрахункова формула
4.1 Опір петлі „фазний-нульовий провід”	$r_n = r_{\Sigma KB} + r_{\Sigma TT} + r_{\Sigma K} + r_{\Sigma u} + r_{\Sigma \phi} + r_n$ $x_n = x_{\Sigma KB} + x_{\Sigma TT} + x_{\Sigma u} + x_{\Sigma \phi} + x_n$ $Z_n = \sqrt{r_n^2 + x_n^2}$
4.2 Сумарний опір короткозамкнутої мережі	$r_{\Sigma} = r_T + r_n; \quad x_{\Sigma} = x_T + x_n$ $Z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} = \sqrt{(r_T + r_n)^2 + (x_T + x_n)^2}$
Позначення: $r_{\Sigma KB}, r_{\Sigma TT}, r_{\Sigma K}, r_{\Sigma u}, r_{\Sigma \phi}, r_n$ - відповідно, сумарні опори елементів схеми (котушок розчіплювачів максимального струму автоматичних вимикачів, трансформаторів струму, контактів апаратів, шинопроводів, фазного і нульового проводів) активні, Ом; $x_{\Sigma KB}, x_{\Sigma TT}, x_{\Sigma K}, x_{\Sigma u}, x_{\Sigma \phi}, x_n$ - теж саме індуктивні, Ом;	



5. Визначення струмів короткого замикання	
Порядок розрахунку	Розрахункові формули
5.1 Струм однофазного к.з. $I_k^{(1)}$	$I_k^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_n}; \quad \frac{Z_T}{3} \approx \frac{26}{S_{HT}}$
5.2 Струм трифазного к.з. $I_k^{(3)}$	$I_k^{(3)} = \frac{U_{\pi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{U_{\pi}}{\sqrt{3} \sqrt{(r_T + r_n)^2 + (x_T + x_n)^2}} = \frac{U_{\pi}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}$
5.3 Діюче значення повного струму трифазного к.з. $I_y^{(3)}$	$I_y^{(3)} = \sqrt{2} I_k^{(3)}$
5.4 Ударний струм	$i_{yd} = k_y \cdot \sqrt{2} I_k^{(3)}; \quad k_y = 1,0$
Позначення: U_{ϕ} – фазна номінальна вторинна напруга, В; U_{π} – лінійна номінальна вторинна напруга, В; k_y – ударний коефіцієнт; в мережах 0,38/0,22 кВ $k_y = 1,0$	

Рисунок 5.11.2 – Продовження алгоритму розрахунку струмів к. з. в мережах до 1000 В

Таблиця 5.9 – Орієнтовані значення перехідних опорів контактів відключаючих апаратів

Номінальний струм апарату	Значення перехідних опорів апаратів, мОм		
	Автоматичних ви-микачів	Рубильників	Роз'єднувачів
50	1,3	-	-
70	1,0	-	-
100	0,75	0,5	-
150	0,65	-	-
200	0,6	0,4	-
400	0,4	0,2	0,2
600	0,25	0,15	0,15
1000	-	0,08	0,08
2000	-	-	0,03
3000	-	-	0,02

Таблиця 5.10 – Повні опори трансформаторів струму замикання на корпус

Тип трансформатора	Потужність, кВА	Опори Z_T , приведені до на-пруги 400 В, Ом
ТМ	16	4,62
	25	3,60
	40	2,58
	63	1,63
	100	1,07
	160	0,70
	250	0,43
	400	0,318
	630	0,246
ТМА	100	1,67
ТСМА	100	1,20
ТМФ	400	0,352
	630	0,273

5.2.2 Вибір струмопровідних частин і апаратів розподільчих пристроїв підстанцій

5.2.2.1 Загальні відомості

Електричні апарати, ізолятори і струмопровідні пристрої в умовах експлуатації працюють у трьох основних режимах:

1) **тривалому**, при якому надійна робота апаратів, ізоляторів і струмопровідних пристроїв забезпечується правильним вибором їх за номінальними значеннями напруги та струму;

2) **перевантаження**, при якому надійна робота апаратів та інших пристроїв електроустановок забезпечується обмеженням величини і тривалості підвищен-

ня напруги або струму у таких межах, коли ще гарантується нормальна робота пристроїв за рахунок запасу міцності;

3) **короткого замикання**, при якому надійна робота апаратів, ізоляторів і струмопровідних елементів забезпечується відповідністю обраних параметрів пристроїв за умовами термічної та електродинамічної стійкості, а для вимикачів, запобіжників і вимикачів навантаження – ще й за умовами комутаційної здатності [4.7]

Обираючи апарати, необхідно враховувати рід установки (у приміщенні чи на відкритому повітрі), температуру зовнішнього середовища, вологість і забрудненість приміщення. Перелік необхідних видів перевірок для різноманітного обладнання наведено в таблиці 5.11

Таблиця 5.11 – Умови перевірки електрообладнання підстанцій

Режим роботи	Види перевірок	Струмові частини і апарати									
		шини ЗРП	шини ВРП	кабелі	опорні ізолятори	прохідні ізолятори	вимикачі	роз'єднувачі	розрядники	короткозамикачі	відокремлювачі
номінальний режим	за робочим струмом	X	X	X	–	X	X	X	–	–	X
	за робочою напругою	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
режим к.з.	динамічна стійкість	X	–	–	X	X	X	X	–	X	X
	термічна стійкість	X	X	X	–	–	X	X	–	X	X
	струм вимикання	–	–	–	–	–	X	–	–	X	–

Вибір за номінальною напругою. Відхилення напруги в умовах експлуатації зазвичай не перевищує 10 – 15% номінальної, тому при виборі апаратів за напругою достатньо виконати умову:

$$U_{не} \geq U_{н.р}, \quad (5.2)$$

де $U_{не}$ – номінальна напруга електроапаратів, які обирають (апарата, ізоляторів, струмопроводів), В;

$U_{н.р}$ – номінальна робоча напруга установки для якої вибирається електроапарат, В.

Зазвичай апарати випускаються з деяким допустимим запасом міцності за ізоляцією, що дозволяє встановлювати їх у ланках системи, у якій робоча напруга може перевищувати номінальну. У цьому випадку більш точна умова вибору має вигляд:

$$U_{не} + \Delta U_{не} \geq U_{нр} + \Delta U_{нр}, \quad (5.3)$$

де $\Delta U_{не}$ – допустиме підвищення напруги понад номінальну, при якій завод-виготовник гарантує нормальну роботу електрообладнання, В;

$\Delta U_{нр}$ – можливе відхилення робочої напруги установки, для якої обирається електрообладнання, від номінальної в умовах експлуатації, В.

Величини допустимих відхилень напруги від номінальної $\Delta U_{не}$ (%) для електричних апаратів, ізоляторів і струмопроводів в умовах експлуатації наведені нижче:

1. Кабелі – 1,10	6. Реактори – 1,10
2. Розрядники – 1,25	7. Трансформатори струму – 1,10
3. Ізолятори – 1,15	8. Трансформатори напруги – 1,10
4. Роз'єднувачі – 1,15	9. Запобіжники – 1,10
5. Вимикачі – 1,15	

Вибір за номінальним струмом. Правильний вибір електрообладнання за номінальним струмом забезпечує відсутність небезпечних перегрівів частин електрообладнання при тривалій роботі у нормальному режимі. При цьому потрібно виконати умову:

$$I_{н.е} \geq I_{р.мах}, \quad (5.4)$$

де $I_{н.е}$ – номінальний струм електрообладнання, що вибирається, А;

$I_{р.мах}$ – максимальний діючий робочий струм кола, у якому встановлюється електрообладнання, А.

Вибираючи апарати і струмопровідні пристрої, необхідно враховувати також температуру зовнішнього середовища. Якщо розрахункова температура зовнішнього середовища $\theta_{з.с}$ відрізняється від номінальної, то тривало допустимий струм електрообладнання для розрахункових умов охолодження необхідно перерахувати за формулою:

$$I_{\theta} = I_{н.е} \sqrt{\frac{\theta_{доп} - \theta_{з.с}}{\theta_{доп} - \theta_{з.н}}}, \quad (5.5)$$

де I_{θ} – тривало допустимий струм електрообладнання при дійсній температурі зовнішнього середовища, А;

$\theta_{доп}$ – тривало допустима температура окремих частин обладнання при нормованій температурі, °С;

$\theta_{з.н}$ – нормована температура зовнішнього середовища, °С (для апаратів $\theta_{з.н}=+35^{\circ}\text{C}$; для шин і кабелів прокладених відкрито у каналах, тунелях $\theta_{з.н}=+25^{\circ}\text{C}$; для кабелів, прокладених у землі $\theta_{з.н}=+15^{\circ}\text{C}$)

Як було зазначено вище, електричні апарати, ізолятори і струмопровідні пристрої повинні бути у режимі к.з. **перевірені на електродинамічну і термічну стійкість.**

Умовою перевірки електрообладнання за електродинамічною стійкістю є:

$$\begin{aligned} i_{e\max} &\geq i_{y\delta}; \\ I_{e\max} &\geq I_{y\delta}, \end{aligned} \quad (5.6)$$

де $i_{e\max}$, $i_{y\delta}$ – відповідно, амплітуди максимально допустимого струму для виду електрообладнання, яке вибирається, і розрахункова амплітуда ударного струму к.з., кА;

$I_{e\max}$, $I_{y\delta}$ – відповідно, допустима величина найбільшого діючого значення повного струму к.з. для обладнання, яке вибирається (за даними довідників), і діюче значення розрахункового ударного струму к.з., кА.

Для перевірки термічної стійкості апаратів, ізоляторів і провідників повинна бути виконана умова за одним з наступних трьох виразів:

$$\begin{aligned} I_{e.m}^2 \cdot t_{e.m} &\geq B_k; \\ I_{e.m}^2 \cdot t_{e.m} &\geq I_{\infty}^2 t_{\phi} \\ I_{e.m} &\geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\phi}}{t_{e.m}}}, \end{aligned} \quad (5.7)$$

де $I_{e.m}$ – номінальний струм термічної стійкості виду електрообладнання, яке вибирається, (за паспортними даними), кА;

$t_{e.m}$ – номінальний час термічної стійкості під час дії струму $I_{e.m}$, с;

B_k – тепловий імпульс, що характеризує кількість тепла, яке виділяється у апараті за час дії к.з., кА²·с;

I_{∞} – діюче розрахункове значення усталеного струму к.з., кА;

t_{ϕ} – розрахунковий приведений фіктивний час дії струму к.з., с.

Значення теплового імпульсу B_k можна визначити, якщо відомі значення струму к.з. для декількох моментів часу перехідного процесу:

$$B_k = \sum_{s=1}^n I_{ski}^2 \cdot \Delta t_i, \quad (5.8)$$

де I_{ski}^2 – середньоквадратичний струм у і-му проміжку часу, А;

Δt_i – тривалість і-го проміжку, с;

n – кількість проміжків.

При віддаленому к.з., коли періодична складова струму залишається незмінною і тривалості замикання $t \geq 0,2с$ B_k визначається:

$$B_k \approx (I''^{(3)})^2 (t + T_a), \quad (5.9)$$

де T_a – постійна часу згасання аперіодичної складової, с (зазвичай приймається

$T_a = 0,05с$);

t – час дії к.з., с.

Дійсний час, протягом якого проходить процес к.з. визначається триваліс-

тю дії захисту t_3 і вимикаючої апаратури $t_{вим}$:

$$t = t_3 + t_{вим} \quad (5.10)$$

У розрахунках користуються **приведеним (фіктивним) часом** – проміжок часу, протягом якого усталений струм к.з. виділяє таку ж кількість тепла, яку повинен виділити струм к.з., який фактично проходить, за дійсний час короткого замикання:

$$t_{\phi} = t_{\phi n} + t_{\phi a}, \quad (5.11)$$

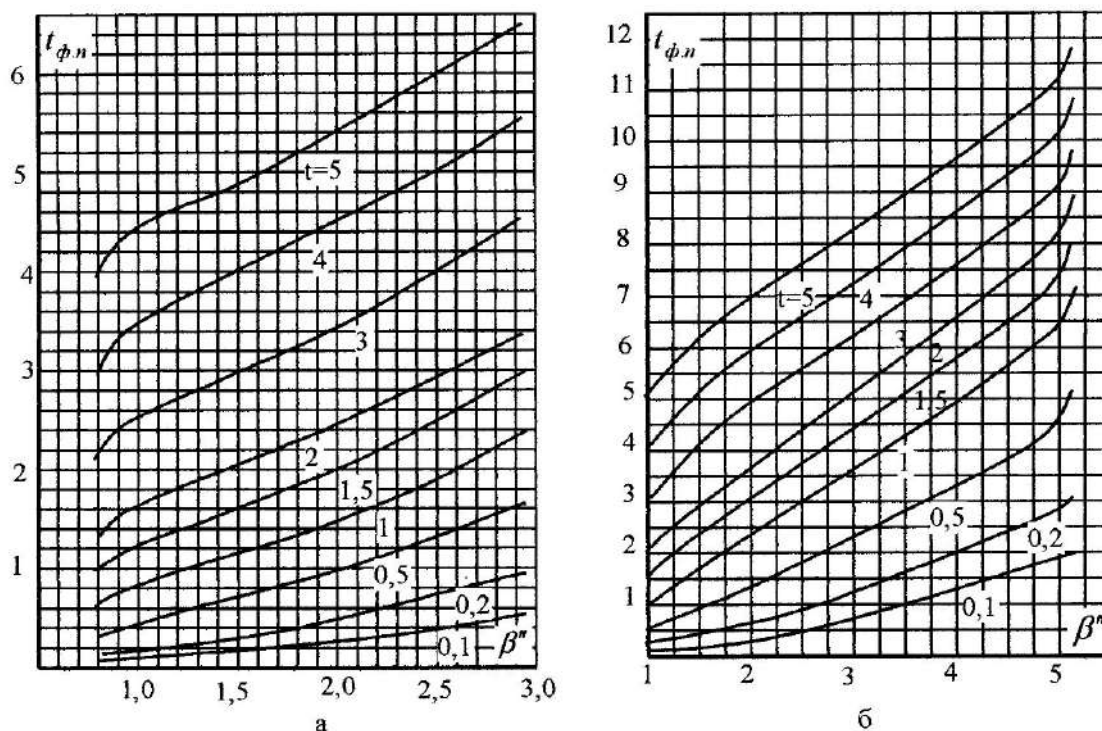
де $t_{\phi n}$, $t_{\phi a}$ – відповідно, періодична і аперіодична складові приведенного (фіктивного) часу дії к.з., с.

Періодична складова часу к.з. $t_{\phi n}$ визначається у залежності від відношення (β'') початкового надперехідного струму I''_K до усталеного значення I_{∞} у місці к.з. і дійсного часу спрацювання захисту і вимикаючого апарату t :

$$t_{\phi n} = f(\beta'', t), \quad (5.12)$$

$$\beta'' = I'' / I_{\infty}$$

Залежність $t_{\phi n} = f(\beta'', t)$ представлена на рисунку 5.12.



а – при живленні від генератора з АРЗ; б – при живленні від генератора без АРЗ

Рисунок 5.12 – Криві залежності приведенного часу для періодичної складової струму к. з.

При визначенні t_{ϕ} необхідно врахувати наступне:

1) при к.з у віддаленій точці і розрахунку к.з. за умови живлення від системи необмеженої потужності (для сільських електричних мереж) $I''_K = I_{\infty}$, тоді $\beta'' = 1$;

2) при $t > 1c$ і розрахунку к.з. за умови живлення від системи необмеженої потужності $t_{\phi} = t_{\phi n}$;

3) при $t > 5c$:

$$t_{\phi} = t_{\phi 5} + (t - 5), \quad (5.13)$$

де $t_{\phi 5}$ – значення фіктивного часу при $t=0,5c$ (криві рисунка 5.12), с.

Аперіодична складова $t_{\phi a}$ визначається приблизно за виразом:

$$t_{\phi a} \approx 0,05(\beta'')^2$$

Алгоритм визначення приведенного (фіктивного) часу наведено на рисунку 5.13.

5.2.2.2 Вибір високовольтної комутаційної апаратури

При проектуванні необхідно застосовувати нові типи обладнання, апаратів і матеріалів.

Вибір електричних апаратів: вимикачів, відокремлювачів, короткозамикачів і роз'єднувачів проводять шляхом порівняння їх номінальних, паспортних параметрів з відповідними розрахунковими значеннями струмів і напруг електроустановок. Умови вибору комутаційних апаратів приведені у таблиці 5.12.

Для кожного апарата за каталогом обирають привід. При виборі привода для вимикачів необхідно пам'ятати що він є одним з основних споживачів оперативного струму і впливає на вибір його джерела.

При виборі відокремлювача і роз'єднувача не враховують граничний струм вимикання $I_{вим}$, а при виборі короткозамикача, на додачу до вказаного, не здійснюють перевірку за струмом навантаження $I_{трив.р.}$.

Технічні дані апаратів можна знайти у [4.7;5.2]. Технічні дані деяких нових апаратів наведені у додатку Д5.

Таблиця 5.12 – Умови вибору і перевірки високовольтних комутаційних апаратів

Найменування обладнання	Умови вибору і перевірки					
	за номінальною напругою	за номінальним струмом	за динамічною стійкістю	за термічною стійкістю	граничний струм вимикання	допустима потужність вимикання
вимикачі	$U_{ном} > U_{роб}$	$I_{ном} \geq I_{трив.р.}$	$i_{max} \geq i_{yd}$ $I_{max} \geq I_{yd}$	$I_t^2 t \geq I_{\infty}^2 t_{\phi}$	$I_{вим} \geq I_k^{(3)}$	$S_{вим} \geq S_k$
відокремлювачі і роз'єднувачі	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$I_{ном} \geq I_{трив.р.}$	$i_{max} \geq i_{yd}$ $I_{max} \geq I_{yd}$	$I_t^2 t \geq I_{\infty}^2 t_{\phi}$	—	—
короткозамикачі	$U_{ном} \geq U_{роб}$	—	$i_{max} \geq i_{yd}$ $I_{max} \geq I_{yd}$	$I_t^2 t \geq I_{\infty}^2 t_{\phi}$	—	—

1. Визначити дійсний час

$$t = t_c + t_{від}$$

2. Визначити коефіцієнт β'' :

$$\beta'' = I''/I_\infty$$

Примітка: при к.з. у віддаленій точці та розрахунку к.з. при умові живлення від системи необмеженої потужності (сільські електричні мережі)

$$I'' = I_\infty, \text{ тоді } \beta'' = 1$$

3. Визначити фіктивний час для періодичної складової струму к.з. (за кривими рисунка 5.12)

$$t_{\phi n} = f(\beta'', t)$$

4. Визначити фіктивний час для аперіодичної складової струму к.з.

$$t_{\phi a} = 0,05 \beta''^2$$

5. Визначити фіктивний час повного струму к.з.

$$t_\phi = t_{\phi n} + t_{\phi a}$$

Примітка:

1. При $1\text{с} < t < 5\text{с}$ та розрахунку к.з. при умові живлення від системи необмеженої потужності

$$t_\phi = t_{\phi n}$$

2. при $t > 5\text{с}$

$$t_\phi = t_{\phi 5} + (t - 5)$$

Позначення:

$t_c, t_{від}$ - час спрацювання захисту та відключення апарату, відповідно, с;

I'', I_∞ - відповідно, початковий надперехідний та усталений струм к.з., кА

$t_{\phi 5}$ - значення фіктивного часу при $t = 5\text{с}$ (за кривими рисунка 5.12)

Рисунок 5.13 – Алгоритм визначення приведенного (фіктивного) часу

5.2.2.3 Вибір трансформаторів струму і напруги

Трансформатори струму вибирають за номінальною напругою, номінальним первинним струмом, номінальним вторинним струмом, класом точності, номінальною потужністю вторинного кола, конструкцією, родом установки. В режимі короткого замикання необхідно перевірити трансформатор струму на динамічну і термічну стійкість. Умови вибору приведені в таблиці 5.13

Трансформатори струму, призначені для релейного захисту додатково перевіряють на 10% похибку.

Силові трансформатори і багатооб'ємні масляні вимикачі на напругу 35 кВ і вище мають вбудовані трансформатори струму, які необхідно використовувати для приєднання релейного захисту.

Умовою вибору трансформатора струму за потужністю є:

$$S_{2н} \geq S_{2р}, \quad (5.15)$$

де $S_{2н}$ – номінальна потужність трансформатора струму, В·А;

$S_{2р}$ – розрахункова потужність вторинного кола трансформатора, В·А;

$$S_{2р} = \sum_{i=1}^n S_{прил} + I_{2н}^2 R_{пров} + I_{2н}^2 R_{к}, \quad (5.16)$$

де $\sum_{i=1}^n S_{прил}$ – сумарна потужність усіх приладів, підключених до трансформатора струму, В·А (береться з довідкових даних);

$I_{2н}^2$ – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, А;

$R_{пров}$ – активний опір з'єднувальних проводів, Ом;

$R_{к}$ – активний опір контактів, Ом (приймається для всього кола рівним 0,1 Ом).

Допустимий опір з'єднувальних проводів можна знайти з виразу (5.16), якщо припустити що розрахункова потужність $S_{р}$ дорівнює номінальній вторинній потужності $S_{2н}$ трансформатора струму:

$$R_{дпров} = \frac{S_{2н} - \left(\sum_{i=1}^n S_{прил} + I_{2н}^2 R_{к} \right)}{I_{2н}^2} = Z_{2н} - \left(\sum_{i=1}^n Z_{прил} + R_{к} \right) \quad (5.17)$$

де $Z_{2н}$ – номінальний опір вторинного кола трансформатора струму, Ом;

$\sum_{i=1}^n Z_{прил}$ – сумарний повний опір підключених до трансформатора приладів, Ом.

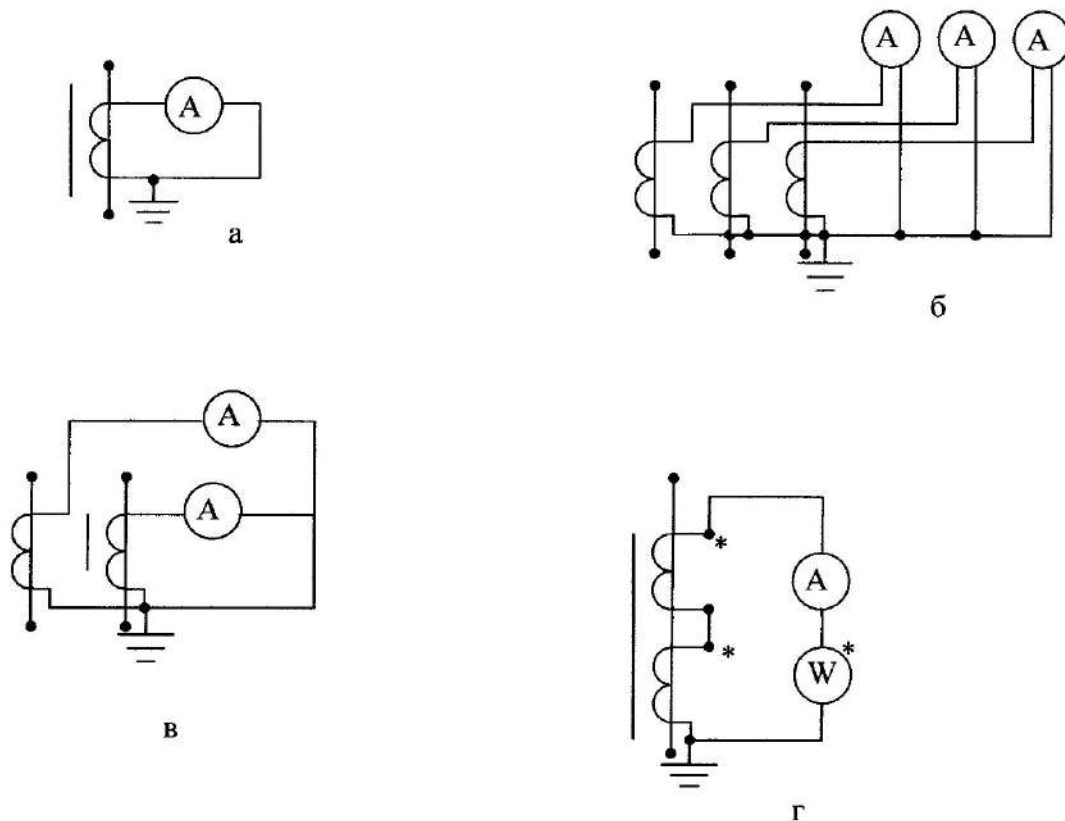
Мінімально допустимий переріз з'єднувальних проводів визначимо за формулою:

$$F_{д.пров} = \frac{\rho \cdot l \cdot k_{сх}}{R_{д.пров}}, \quad (5.18)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводів, Ом·мм²/м;

l – довжина з'єднувальних проводів в один кінець (від трансформатора струму до вимірювального приладу), м;

k_{cx} – коефіцієнт, що залежить від схеми включення вимірювальних приладів або реле (див. рисунок 5.14); для одного трансформатора $k_{cx}=2$; для схеми повної зірки $k_{cx}=1$; для неповної зірки $k_{cx} = \sqrt{3}$.



а – при одному трансформаторі струму; б – схема повної зірки; в – схема неповної зірки; г – послідовне з'єднання трансформаторів струму

Рисунок 5.14 – Схеми вмикання вимірювальних приладів з трансформатора-ми струму

За результатами розрахунку обирається стандартний переріз проводу $F_{в.п}$ згідно умови:

$$F_{в.п} \geq F_{д.пров} \quad (5.19)$$

При цьому необхідно враховувати, що мінімальний переріз проводів приймається: для міді – 2,5 мм², для алюмінію – 4 мм².

Перевірку трансформатора струму на динамічну і термічну стійкість проводять з урахуванням коефіцієнта кратності струму динамічної стійкості k_d і односекундного струму термічної стійкості k_t .

Таблиця 5.13 – Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
Номінальна напруга	$U_{ном} \geq U_{роб}$
Номінальний первинний струм	$I_{ном} \geq I_{max.роб}$
Номінальний вторинний струм	в залежності від довжини вторинного кола
Клас точності	згідно з ПБЕ
Номінальна вторинна потужність	$S_{2н} > S_{2.розрах}$
Кратність струму динамічної стійкості	$\sqrt{2}I_{ном1} \cdot k_{\delta} \geq i_{y\delta}$
Кратність односекундного струму термічної стійкості	$I_{ном1} \cdot k_t \geq I_{\infty} \sqrt{t_{\phi}}$

$$k_{\delta} = \frac{i_{max}}{\sqrt{2}I_{ном1}}; \quad k_t = \frac{I_t}{I_{ном1}}, \quad (5.20)$$

де i_{max} – амплітуда максимально допустимого струму обраного трансформатора, А;

I_t – номінальний струм термічної стійкості, А;

$I_{ном1}$ – номінальний струм первинної обмотки трансформатора, А.

Клас точності трансформаторів струму обирають у залежності від типу і класу точності приладів, які приєднуються до трансформаторів. Деякі рекомендації щодо застосування трансформаторів струму наведені у таблиці 5.14

Таблиця 5.14 – Область застосування трансформаторів струму різного класу точності

Клас точності	Прилади, що рекомендуються для підключення
0,5	Для живлення лічильників електроенергії та інших приладів з класом точності 1 і 1,5
1,0	Для включення ватметрів, фазометрів, контрольних лічильників, реле потужності і реле опору
3,0	Для живлення амперметрів і струмових реле
10,0	Для живлення струмових реле, вбудованих у привід вимикачів і оперативних кіл релейного захисту

Шкала номінальних і найбільших допустимих робочих первинних струмів наведена у таблиці 5.15

Таблиця 5.15 – Найбільші допустимі робочі первинні струми

Номінальний первинний струм, А	1	5	10	15	20	30	40	50	75	80	100	150	200	250	300	400	500
Найбільший робочий первинний струм, А	1	5	10	16	20	32	40	50	80	80	100	160	200	250	320	400	500
Номінальний первинний струм, А	600	750	800	1000	1200	1500	2000	3000	4000	5000	6000	8000	10000				
Найбільший робочий первинний струм, А	630	800	800	1000	1250	1600	2000	3200	4000	5000	6300	8000	10000				

Технічні дані трансформаторів струму, які широко використовуються у сільському електропостачанні, наведені [4.7;5.2] і у таблиці 5.16 та 5.17, додатку Д6.

Таблиця 5.16 – Технічні дані трансформаторів струму

Тип трансформатора струму	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм первинної обмотки	Вторинні навантаження, при яких забезпечується клас точності						Кратність стійкості	
			0,5		1		3		динамічної	односекундної термічної
			Ом	В·А	Ом	В·А	Ом	В·А		
ТК-20	0,66	5...1000	0,2	5	-	-	-	-	-	-
ТК-40	0,66	5...1000	0,4	10	-	-	-	-	-	-
ТК-120	0,66	5...1000	-	-	1,2	30	-	-	-	-
ТКЛН-10-0,5/Р	10	10...200	0,4	-	-	-	-	-	100	50
ТПЛ-10-Р	6;10	5...400	0,6	15	1	25	1,2	30	250	90
ТПЛ-10-0,5/Р	6;10	5...400	0,4/0,6	10/15	0,8/1	20/25	-/1,2	-/30	250	90
ТПЛУ-10-0,5/Р	6;10	10...100	0,4/0,6	10/15	-	-	1,2/1,2	30/30	250	120
ТПОЛ-10-0,5/Р	6;10	600	0,4/0,6	10/15	0,8/1	20/25	-/1,2	-/30	160	65
ТПОЛ-10-0,5/Р	6;10	800	0,4/0,6	10/15	0,8/1	20/25	1,2/1,2	-/30	160	65

Примітка - При $I_{нл}=300\text{ А}$ $k_{\delta}=175\text{ кА}$, при $I_{нл}=400\text{ А}$ $k_{\delta}=165\text{ кА}$.

Таблиця 5.17 – Основні номінальні параметри трансформаторів струму

Номінальна напруга (лінійна), кВ	0,66; 3; 6; 10; 15*; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500
Номінальний первинний струм $I_{1н}$, А	1, 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75***, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 750***, 800, 1000, 1200***, 1500, 6000, 8000, 10000, 12000, 14000, 16000, 18000, 20000, 25000, 28000, 32000, 35500, 40000
Номінальний вторинний струм $I_{2н}$, А	1****, 2****; 2,5; 5
Номінальне навантаження з коефіцієнтом потужності 0,8; В·А	2,5; 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100
Номінальний клас точності	0,2; 0,5; 1; 3; 10*****

Примітки:

* Не рекомендується

** Для вбудованих трансформаторів струму, починаючи від 75А і вище.

*** Допускається тільки для трансформаторів струму з секціонованими обмотками для отримання декількох коефіцієнтів трансформації.

**** Для трансформаторів струму на номінальний первинний струм до 300 А.

***** Тільки для вбудованих трансформаторів струму.

Вибір трансформаторів напруги. Трансформатори напруги для живлення вимірювальних приладів і реле вибирають за номінальною напругою первинної обмотки, класом точності, схемою з'єднання обмоток і конструктивним виконанням.

Вибір трансформаторів за номінальною напругою проводиться згідно з умовою:

$$U_{тн1} \geq U_{уст.н}, \quad (5.21)$$

де $U_{тн1}$, $U_{уст.н}$ - номінальні напруги первинної обмотки трансформатора і установки відповідно, В.

Усі навантаження, які включаються на міжфазні напруги, приводяться до напруги $100 / \sqrt{3}$ В.

Класи точності характеризуються найбільшими допустимими Держстандартом похибкою напруги і кутовою похибкою за умови, що вторинне навантаження може змінюватися у межах $(0,25-1,0)S_{тн2}$ при $\cos\varphi=0,8$ і при відхиленнях первинної напруги у межах $\delta U_{тн} = \pm 10\%$. Якщо від ТН живляться прилади різного класу точності вимірювання, то клас точності вибирають за найвищим класом точності приєднаних приладів.

У таблиці 5.18 наведені деякі рекомендації із застосування трансформаторів напруги різного класу точності.

Трансформатори напруги за вторинним навантаженням перевіряють згідно з умовою:

$$S_{тн2} \geq S_{2р}, \quad (5.22)$$

де $S_{тн2}$ – номінальна потужність трансформатора напруги у прийнятому класі то-

чності, В·А;

$S_{2\text{розрах}}$ – вторинна розрахункова потужність трансформатора напруги, В·А.

Таблиця 5.18 – Область застосування трансформаторів напруги різного класу точності

Клас точності	Прилади які рекомендуються для підключення
0,2	Для живлення розрахункових лічильників, які встановлюються на потужних генераторах і міжсистемних лініях електропередач
0,5	Для живлення розрахункових лічильників, інших приєднань і вимірювальних приладів класів точності 1,0 і 1,5
1,0	Для вказівних приладів класу точності 2,5
3,0	Для живлення схем релейного захисту

Якщо схема з'єднань обмоток трансформатора напруги (ТН) відповідає схемі з'єднання паралельних котушок вимірювальних приладів (наприклад, ватметрів і лічильника до двох однофазних ТН, з'єднаних за схемою відкритого трикутника), то вторинне навантаження ТН визначається за формулами:

$$S_{2p} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прил}} \cdot \cos \varphi_{\text{прил}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{прил}} \cdot \sin \varphi_{\text{прил}}\right)^2}$$

$$S_{2p} = \sqrt{\left(\sum P_{\text{прил}}\right)^2 + \left(\sum Q_{\text{прил}}\right)^2}, \quad (5.23)$$

де $S_{\text{прил}}$ – повна сумарна потужність приладів, приєднаних до ТН, В·А;

$\sum P_{\text{прил}}$, $\sum Q_{\text{прил}}$ – відповідно, сумарна активна і реактивна потужність приєднаних приладів (реле), Вт; вар.

Якщо схеми з'єднань обмоток ТН і котушок напруги приладів різні (наприклад, приєднання ватметра і лічильників до трифазного ТН із з'єднанням обмоток зірка-зірка), то навантаження на кожен фазу точно визначити неможливо. У цьому випадку підраховують повне трифазне навантаження від усіх вимірювальних приладів і порівнюють його з трифазною номінальною потужністю ТН або групи трьох однофазних ТН у даному класі точності.

Схеми включення навантаження при різних з'єднаннях обмоток ТН і формули для обчислення навантажень фаз наведені у таблиці 5.19. За номінальну потужність $S_{\text{тин2}}$ потрібно приймати:

– потужність усіх трьох фаз – для трансформаторів, з'єднаних за схемою зірка;

– вдвічі збільшену потужність одного трансформатора – для однофазних ТН, з'єднаних за схемою відкритого трикутника.

Потужності, які споживають обмотки напруги вимірювальних приладів, і значення $\cos \varphi$ можна прийняти за таблицею 5.20.

Перерізи проводів і кабелів, які живлять кола напруги лічильників, повинні обиратися так, щоб втрати напруги у цих колах складали не більш 0,5% номінальної напруги, а для щитових вимірювальних приладів – не більше 1,5% при номінальному навантаженні.

Таблиця 5.19 – Формули для обчислення навантажень фаз ТН при різних схемах з'єднання

Схеми включення навантажень при з'єднанні обмоток трансформаторів напруги у повну зірку				
Формули для навантажень фаз	Фаза а	S_a	$\frac{I}{2}(S_{ab} + S_{ac})$	$\frac{I}{2}S_{ab}$
	Фаза b	S_b	$\frac{I}{2}(S_{ab} + S_{cb})$	$\frac{I}{2}(S_{ab} + S_{bc})$
	Фаза с	S_c	$\frac{I}{2}(S_{bc} + S_{ac})$	$\frac{I}{2}S_{bc}$
Схеми включення навантажень при з'єднанні обмоток трансформаторів напруги у відкритий трикутник				
Формули для навантажень фаз	Фаза ab	$S_a + \frac{I}{2}S_b$	$S_{ab} + \frac{I}{2}S_{ac}$	S_{ab}
	Фаза bc	$S_c + \frac{I}{2}S_b$	$S_{bc} + \frac{I}{2}S_{ac}$	S_{bc}

Таблиця 5.20 – Потужність яку споживають обмотки напруги вимірних приладів

Найменування приладу	Повна потужність яку споживає прилад, В·А	Тип	$\cos \varphi$
Вольтметр електромагнітний	2,6	Э377	1,0
Амперметр електромагнітний	5	Э309	1,0
Ватметр феродинамічний	0,52	Д585	1,0
Ватметр і варметр феродинамічний	1,5	Д335	1,0
Частотомір вібраційний	2	В80	0,87
Частотомір феродинамічний	12	Д506	1,0
Частотомір електромагнітний	3	Э8004	0,83
Частотомір електромагнітний	3	Э371	0,87
Фазометр електродинамічний	5	Д301	0,77
Фазометр універсальний	15	Д586	0,77
Лічильник трифазний трансформаторний	1,5	СА3-И670	0,38
Лічильник трифазний	1,5	СА3-И677	0,38
Лічильник однофазний	1,2	СО-2М	0,65
Реле напруги	0,15	РН51	0,6
Реле напруги	15	РЭВ84	0,67
Реле потужності	35	РЕМ271	0,39
Вимикаюча котушка мінімальної напруги	30	ПРБА	0,70

На електродинамічну термічну стійкість трансформатори напруги не перевіряють. Технічні дані деяких трансформаторів напруги, які рекомендується до застосування у сільських електроустановках, наведені у таблиці 5.21 і додатку Д7.

Таблиця 5.21 – Характеристики трансформаторів напруги

Тип	Номінальна напруга, В		Номінальна потужність, В·А, у класі точності			Максимальна потужність, В·А
	ВН	НН	0,5	1	3	
НОС-0,5	380 500	100	25	50	100	200
ЗНОЛТ-3	$3000:\sqrt{3}$	$100\sqrt{3}$	30	50	150	240
ЗНОЛТ-5	$6000:\sqrt{3}$ $6300:\sqrt{3}$	$100\sqrt{3}$	50	75	200	400
НОСК-6-66	6000	100	50	75	200	400
ЗНОЛТ-10	$10000:\sqrt{3}$	$100\sqrt{3}$	75	150	300	640
НТМИ-3	3000	100	50	80	200	400
НТМИ-6	6000	100	80	150	320	640
НТМИ-10	10000	100	120	200	490	960
НТМИ-18	18000	100	120	200	480	960
ЗНОМ-35	20000	100	80	150	320	640
ЗНОМ-35	35000	100	150	250	600	1200

Алгоритм вибору та перевірки трансформаторів напруги наведено на рисунку 5.15.

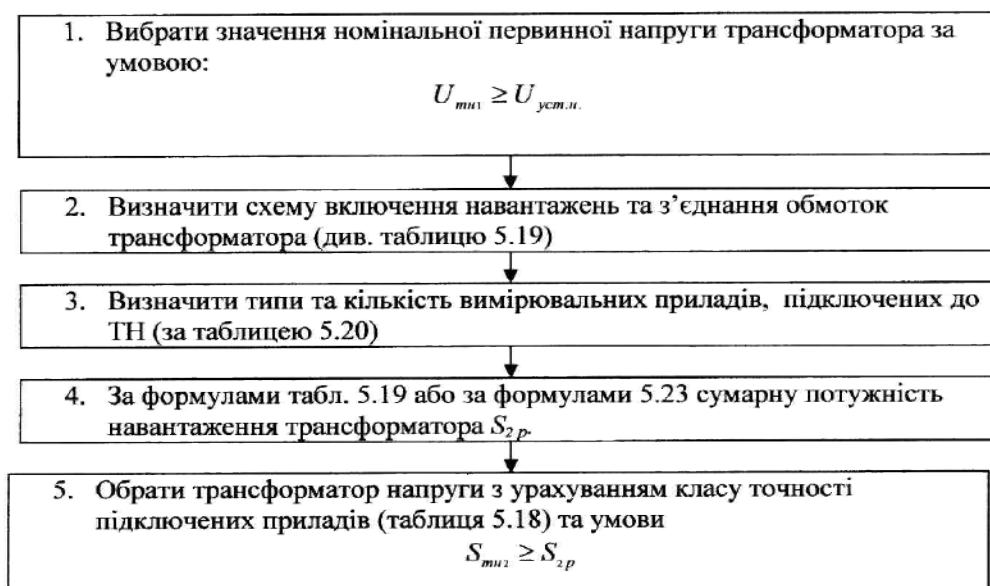


Рисунок 5.15 – Алгоритм вибору та перевірки трансформатора напруги

5.2.2.4 Вибір приладів контролю і обліку

Для якісної експлуатації електричних мереж і підтримання у них відповідних режимів (своєчасне включення і відключення окремих ділянок, обладнання, підтримання на необхідному рівні частоти і напруги в системі, здійснення безперервного контролю за роботою електрообладнання і мережі, своєчасне виявлення несправностей у мережах і їх швидка локалізація, обліку електричної енергії) у системах електропостачання ПБЕ передбачає застосування контрольно-вимірювальних приладів і технічних засобів обліку, з'єднаних у певній послідовності, які виконують перераховані вище функції.

Система обліку і вимірювань повинна включати комплекс необхідних вимірювальних приладів. Типова схема розміщення приладів на понижуючій підстанції наведена у таблиці 5.22.

Таблиця 5.22 – Схема установки приладів на підстанції

Об'єкт схеми	Місце встановлення приладу	Амперметр	Вольтметр	Ватметр	Варметр	Лічильник активної енергії	Лічильник реактивної енергії	Контроль ізоляції	Примітка
Знижуючий дво-обмоточний трансформатор	ВН	-	-	-	-	-	-	-	
	НН	X	-	X	X	X	X	-	
Трьохобмоточний трансформатор	ВН	X	-	-	-	-	-	-	
	СН	X	-	X	X	X	X	-	
	НН	X	-	-	X	X	X	-	
Збірні шини 6 – 10,35 кВ	на кожній секції		X	-	-	-	-	X	
Лінія 6,10,35 кВ		X	-	-	-	X	X	-	
Трансформатор власних потреб	НН	X	-	-	-	X	-	-	

Примітка – На шинах 35 кВ транзитної підстанції встановлюється реєструючий вольтметр, якщо шини підстанції є контрольними точками з напруги у системі.

Необхідні прилади обирають за такими показниками: рід струму (постійний, змінний), частота, діапазон вимірюваної величини, точність, входні параметри і ступінь впливу зовнішніх факторів.

При виборі приладів контролю і обліку необхідно враховувати ті обставини, що параметри і характеристики вимірювальної апаратури значною мірою визначають точність результатів вимірювань.

Номінальна частота або область частот вимірювального приладу повинна відповідати частоті струму кола, яке контролюється ($f_{np}=f_c$). Від різниці між час-

тотою мережі і частотою приладу залежить величина похибки.

Номінальні границі приладів не повинні перевищувати верхні границі вимірюваної величини більш, ніж на 25%. Чим більш вони відрізняються, тим менш точними є результати виміру певної величини.

Границі вимірювання приладів (згідно з ПБЕ) повинні вибиратися з урахуванням можливих найбільших тривалих відхилень вимірювальних величин від номінальних значень.

Згідно з ПБЕ за класом точності засоби вимірювань електричних величин повинні відповідати наступним вимогам:

- 1) клас точності вимірювальних приладів повинний не бути нижчим за 2,5;
- 2) клас точності вимірювальних шунтів, додаткових резисторів, трансформаторів і перетворювачів повинні бути не гірші, аніж наведені у таблиці 5.23

Таблиця 5.23 – Класи точності засобів вимірювання

Клас точності приладу	Клас точності шунта, додаткового резистора	Клас точності вимірювального перетворювача	Клас точності вимірювального трансформатора
1,0	0,5	0,5	0,5
1,5	0,5	0,5(1,0)	0,5(1,0)
2,5	0,5	1,0	1,0(3,0)

Примітка - У дужках вказані допустимі класи точності засобів вимірювання.

Основним параметром вимірювального приладу, який впливає на зміну режиму досліджуваного кола, є його вхідний опір $r_{вх}$. Чим точніші вимірювання, тим більшими повинні бути вхідні опори вимірювальних приладів (кіл), які включаються паралельно $r_{вхпр} \rightarrow \max$, і тим меншими вони повинні бути у приладів, які включені послідовно у контрольоване коло $r_{вхпр} \rightarrow \min$.

Згідно з ПБЕ і ПТЕ в електричних мережах повинен бути передбачений розрахунковий і технічний облік електроенергії. **Розрахунковим обліком електроенергії** називається облік виробленої і відпущеної споживачам електроенергії для грошового розрахунку за неї. Лічильники, які встановлюються для розрахункового обліку, називаються **розрахунковими лічильниками** (клас точності 2), з класом точності вимірювальних трансформаторів – 0,5.

Технічним (контрольним) обліком електроенергії називається облік для контролю витрати електроенергії підстанцій, підприємств, будівель тощо. Лічильники, які встановлюються для технічного обліку, називають **контрольними лічильниками** (класу 2,5) з класом точності вимірювальних трансформаторів – 1,0.

Для обліку електроенергії в мережах встановлюються лічильники активної і реактивної енергії. Місця встановлення лічильників електроенергії наведені у таблиці 5.22. Схеми включення лічильників різних типів докладно описані у довідковій і спеціальній літературі з вимірювання електричних величин.

Нижче наведено алгоритм вибору вимірювальних приладів і засобів контролю за основними параметрами, які необхідно вимірювати та контролювати (рис. 5.16)

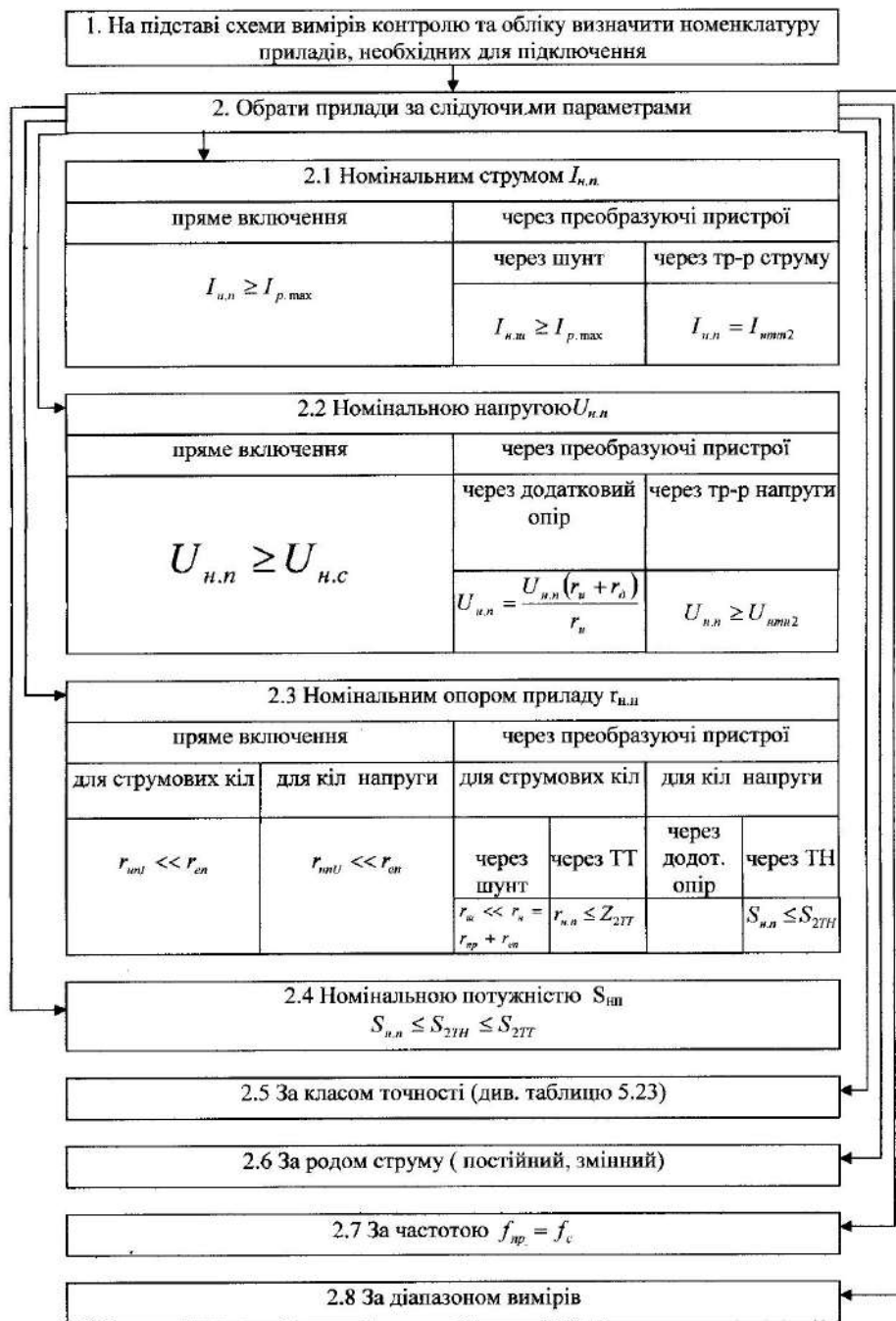


Рисунок 5.16 – Алгоритм вибору вимірювальних приладів і засобів контролю

Технічні характеристики електровимірювальних приладів наведені у довідковій літературі, наприклад [4.7;5.1] і додатку Д8.

5.2.2.5 Вибір запобіжників

У сільських електроустановках як до 1000 В, так і вище цього значення для автоматичного однократного відключення електричних кіл при к.з. або тривалих перевантаженнях широко застосовуються плавкі запобіжники. В електроустановках 0,38 кВ найбільш розповсюджені запобіжники типів ПР-2, ПН-2 і НПН-2, а у мережах з напругою вище 1 кВ – запобіжники типів ПКТ, ПВТ, ПКТН та ПКТНУ (колишні назви останніх – ПК, ПСН, ПКТ).

Запобіжники типів ПКТ і ПВТ застосовуються для захисту силових трансформаторів понижуючих підстанцій (у тому числі трансформаторів власних пот-

реб) і трансформаторів напруги від коротких замикань. Запобіжники типу ПКТ встановлюються на стороні вищої напруги споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,38 кВ, а вихлопні (стріляючі) запобіжники типу ПВТ – на стороні 35 або 110 кВ підстанцій 35-110/6-10 кВ.

Запобіжники вибираються за такими умовами:

- за номінальною напругою запобіжників $U_{н.з.}$:

$$U_{н.з.} \geq U_{н.м.}, \quad (5.24)$$

де $U_{н.м.}$ – номінальна напруга мережі, В;

- за номінальним струмом запобіжників $I_{н.з.}$:

$$I_{н.з.} \geq I_{розр.}, \quad (5.25)$$

де $I_{розр.}$ – розрахунковий струм електроустановки, яку захищають, А;

- за номінальним струмом відключення $I_{відкл.}$:

$$I_{відкл.} \geq I_{k \max}, \quad (5.26)$$

де $I_{k \max}$ – максимальний струм к.з. в місці встановлення запобіжника, кА (для мережі 0,38 кВ $I_{k \max} = I_k^{(3)}$);

- за номінальним струмом плавкої вставки $I_{н.вст.}$:

а) для запобіжників, що захищають трансформатор з боку вищої напруги $I_{н. вст}$ вибирається з умови селективності дії захисту, а також з урахуванням пускових струмів двигунів і кидків струму намагнічування трансформаторів:

$$I_{н.вст.} \approx 2 I_{н.тр.}, \quad (5.27)$$

де $I_{н. тр.}$ – номінальний струм трансформатора, А

При умові (5.27) забезпечується селективність між запобіжниками типу ПКТ-10 і автоматичними вимикачами миттєвої дії, встановленими з боку 0,38 кВ, а також запобіжниками 0,38 кВ, обраними за умовою $I_{н.вст.} \approx I_{н.тр.}$. Значення $I_{н. вст.}$, які рекомендуються для трансформаторів напругою 10/0,38 кВ наведені у таблиці 5.24

б) для запобіжників у мережі 0,38 кВ:

$$I_{н.вст.} \geq k_n I_{розр.}, \quad (5.28)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, який залежить від характеру навантаження. При відсутності двигунів $k_n = 1,1$, при наявності електродвигунів з важкими умовами пуску $k_n = 2-2,5$;

$I_{розрах.}$ – розрахунковий струм навантаження, А;

- за селективністю і чутливістю дії запобіжника:

а) захисту трансформаторів 6-10/0,4 кВ з апаратами захисту з боку 0,4 кВ:

1) селективність буде забезпечена при виконанні умови:

$$t_g \geq \frac{t_{с.з.} + \Delta t}{k_n}, \quad (5.29)$$

де t_g – час плавлення плавкої вставки запобіжника при к.з. на стороні 0,4 кВ, с; ви-

значається за ампер-секундною характеристикою (рисунки 5.17а) для значення струму плавкої вставки, яке обирається за таблицею 5.24;

$t_{с.з.}$ – повний час спрацювання захисту з боку 0,4 кВ, з яким здійснюється узгодження запобіжника, с; для запобіжників визначається за ампер-секундною характеристикою (рисунки 5.17в); для автоматичних вимикачів за часо-струмовими характеристиками (для автоматів з електромагнітним розчіплювачем типу АП-50, АЗ100 з урахуванням розкидання $t_{с.з.}=0,02 \pm 0,01$ с).

Δt – мінімальний ступінь селективності, с; для автоматичних вимикачів $\Delta t=0,3$ с; для запобіжників $\Delta t=0,6$ с;

k_n – коефіцієнт приведення каталожного часу плавлення плавкої вставки до часу її розігріву; $k_n=0,9$ [3.4];

Примітка: при невиконанні умови (5.29) слід прийняти плавку вставку на більший номінальний струм.

2) при виконанні умови (5.29) плавка вставка перевіряється згідно з умовою:

$$t_g \leq t_k \leq 5c, \quad (5.30)$$

де t_k – допустимий час протікання струму к.з. у трансформаторі за умовою термічної стійкості, с; значення t_k у всіх випадках не повинно бути більше, ніж 5с.

$$t_k=900/k^2, \quad (5.31)$$

де k – відношення усталеного струму к. з. I_∞ до номінального струму трансформатора $I_{н.тр.}$

$$k = I_\infty / I_{н.тр.}, \quad (5.32)$$

б) захисту трансформаторних підстанцій 35-110/6-10 кВ з боку 35-110 кВ із захистом з боку 6-10 кВ:

1) вибирають за номінальним струмом трансформатора плавку вставку (таблиця 5.24)

2) визначають струм к.з. $I_{k(35)}^{(3)}$ на боці 35-110 кВ з урахуванням коефіцієнта надійності:

$$I_{k(35)}^{(3)} = \frac{k_H}{k_T} I_{k(10)}^{(3)}, \quad (5.33)$$

де k_H – коефіцієнт надійності, який враховує розкидання ампер-секундних характеристик запобіжників і необхідний запас; $k_H=1,3$;

k_m – коефіцієнт трансформації трансформатора;

$I_{k(10)}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. на стороні нижчої напруги трансформатора, кА;

3) за значенням $I_{k(35)}^{(3)}$, за ампер-секундними характеристиками запобіжника (див. рисунки 5.17б) для $I_{н.вст.}$ визначається час перегорання плавкої вставки t_g ;

4) перевіряється умова селективності:

$$\Delta t = t_g - t_{с.з.} \geq 0,6c, \quad (5.34)$$

де $t_{сз.}$ – час спрацювання захисту з боку 6-10 кВ трансформатора, с.

Якщо умова (5.34) не виконується ($\Delta t < 0,6 \text{ с}$), необхідно вибрати вставку на більший номінальний струм.

в) потрібна чутливість дії запобіжника у мережі 0,38 кВ визначається за співвідношенням:

$$I_k^{(1)} / I_{н.вст.} \geq 3, \quad (5.35)$$

де $I_k^{(1)}$ – струм однофазного к.з. у найбільш віддаленій точці лінії, яку захищають, А.

г) чутливість дії запобіжників зі сторони високої напруги перевіряється за умовою:

$$\frac{I_{н.тр.}}{I_{вст.}} \cong 4,0, \quad (5.36)$$

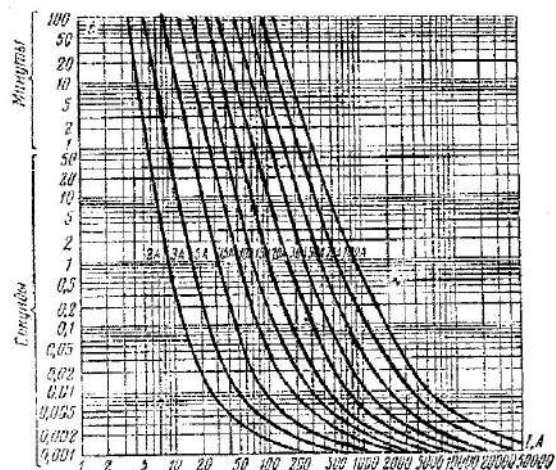
Алгоритм вибору та перевірки трансформаторів напруги наведено на рисунку 5.15.

Таблиця 5.24 – Значення $I_{н. вст.}$ запобіжників, які рекомендуються для захисту трансформаторів.

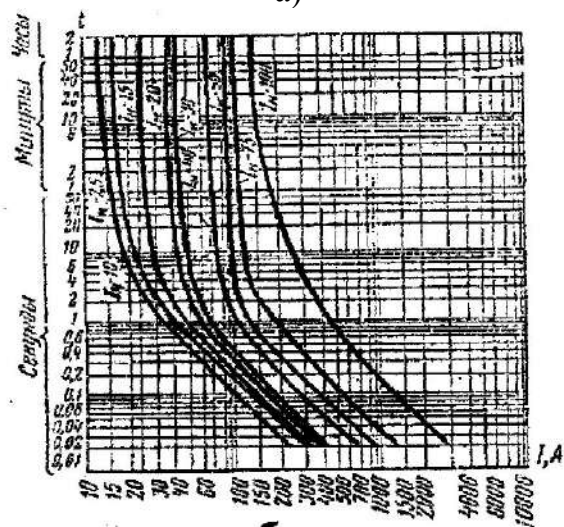
Номінальна потужність трансформатора, кВА	Первинна напруга трансформаторів, кВ			
	6		10	
	Номінальний струм трансформатора, А	Номінальний струм плавкої вставки, А	Номінальний струм трансформатора, А	Номінальний струм плавкої вставки, А
25	2,4	5,0	1,45	5,0(3,0)
40	3,85	7,5	2,31	8,0(5,0)
63	6,06	10,0	3,64	10(7,5)
100	9,62	20,0	5,77	16(10)
160	15,4	30,0	9,25	20(15)
250	24,0	40,0	14,5	40(20)
400	38,6	50,0	23,1	50(30)
630	60,6	75,0	36,4	80(50)

Примітка: - Номінальні струми плавких вставок запобіжників ПВТ-35 (ПСН-35) за умовами відбудови від кидків струму намагнічування для трансформаторів з вищою напругою 35 кВ при потужності трансформаторів приймають:

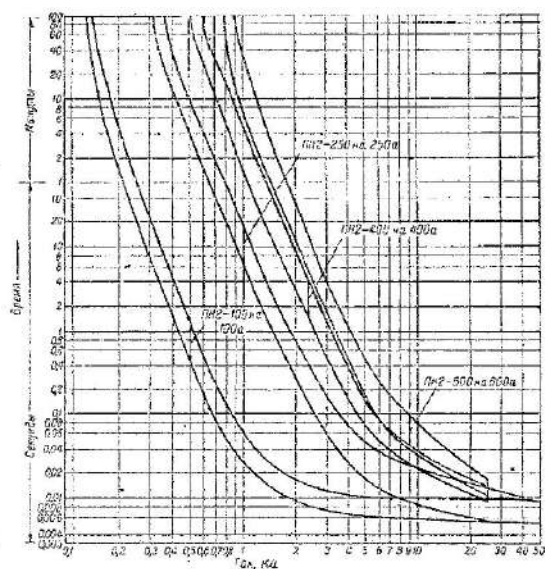
630 кВА – 20 А;
 1000 кВА – 40 А;
 1600 кВА – 50 А;
 2500 кВА – 75 А;



а)



б)



в)

а – для запобіжників типу ПК; б – для запобіжників типу ПСН-35; в – для ПН2
Рисунок 5.17 – Ампер-секундні характеристики плавких вставок деяких запобіжників

Номенклатура і паспортні дані запобіжників наведені у додатку Д9.
Алгоритм вибору і перевірки запобіжників наведений на рисунку 5.18

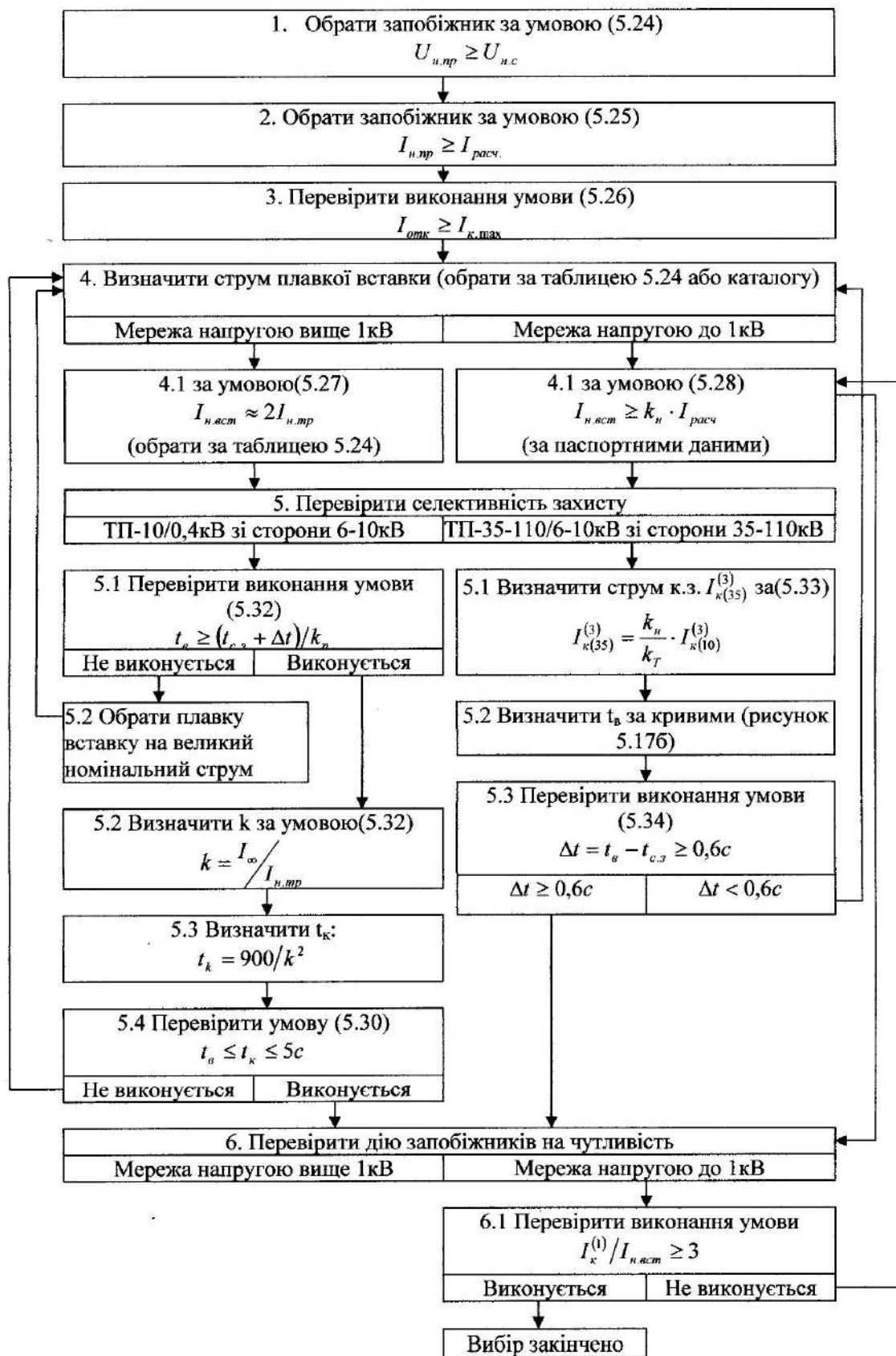


Рисунок 5.18 – Алгоритм вибору та перевірки запобіжників

5.2.2.6 Вибір кабелю

Кабелі вибирають за способом прокладання, за номінальною напругою, тривало допустимим струмом, за економічною щільністю струму (для простягнених ліній) і перевіряють на термічну стійкість при к.з. Умови вибору і перевірки кабелів наведені у таблиці 5.33.

Алгоритм вибору і перевірки кабелів наведено на рисунку 5.19



Рисунок 5.19 – Алгоритм вибору та перевірки провідників та кабелів

Для визначення температури нагріву провідників та інших струмопровідних частин при к. з. побудовані залежності (рисунок 5.20).

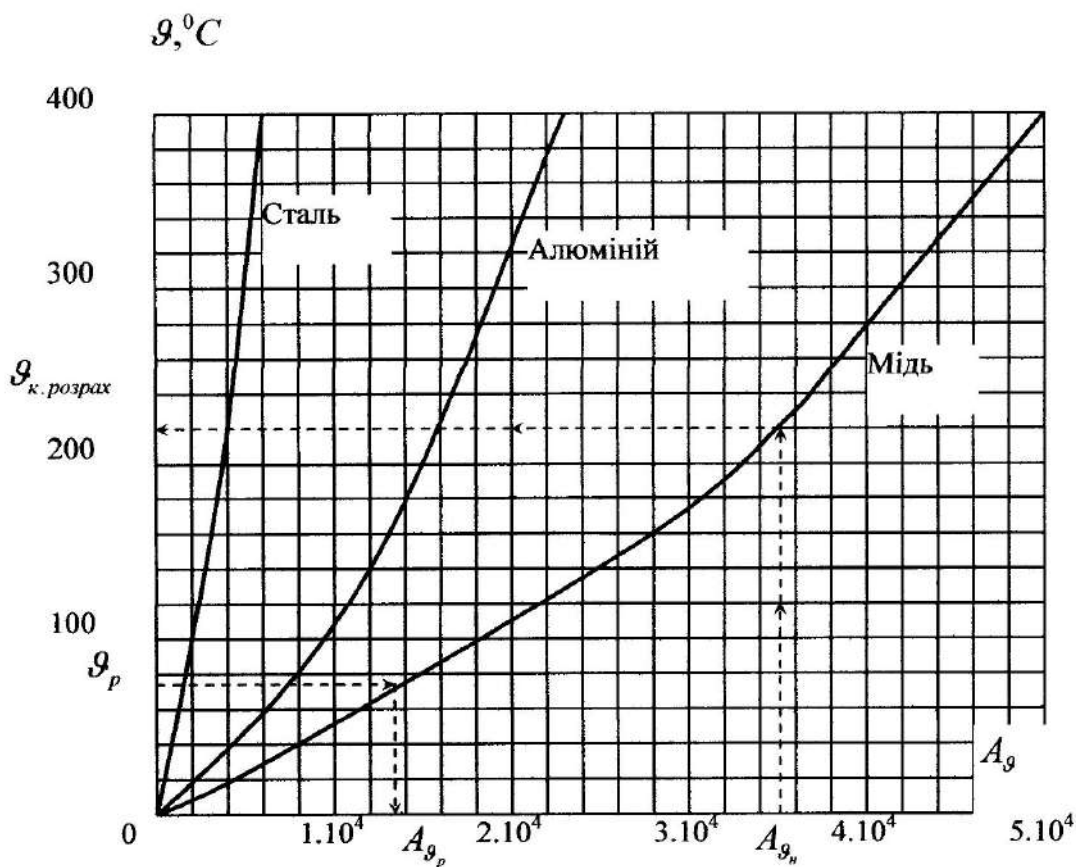


Рисунок 5.20 – Криві для визначення температури нагріву струмоведучих частин при к. з.

Порядок користування залежностями, які представлені на рисунку 5.20 полягає у наступному. На вісі ординат визначають точку, яка відповідає розрахунковій температурі провідника θ_p до моменту к.з. Від значення θ_p проводять горизонтальну лінію до перетину з кривою, яка відповідає матеріалу провідника. З точки перетину опускають перпендикуляр на вісь абсцис і визначають A_{θ_p} . Потім, відкладаючи на вісі абсцис значення A_{θ_k} проводять перпендикуляр до перетину з кривою відповідного матеріалу провідника. З точки перетину проводять горизонталь до перетину з віссю ординат і визначають температуру, що відповідає режиму к.з. $\theta_{к.розрах}$

Якщо дійсна температура провідника до моменту к.з. невідома, то за початкову θ_p приймають тривало допустиму температуру провідника при нормальному режимі $\theta_{т.дон}$ (таблиця 5.25).

Таблиця 5.25 – Тривало допустимі температури нагріву провідників і апаратів

Провідники і апарати	$\vartheta_{т.дон}, ^\circ\text{C}$
Неізольовані проводи і шини	70
Кабелі з паперовою ізоляцією напругою, кВ:	
- до 3 включно	80
- 6	65
- 10	60
- 20 і 35	50
Проводи, шнури, кабелі з резиновою полівінілхлоридною або пластмасовою ізоляцією	65
Контактні з'єднання з міді, алюмінію та їхніх сплавів:	
- без покриття	
1) в повітрі	90
2) в елегазі	105
3) в ізоляційному маслі	90
- покриттям оловом	
1) в повітрі	105
2) в елегазі	105
3) в ізоляційному маслі	90
Контактні з'єднання з міді і мідних сплавів:	
- покриттям сріблом:	
1) в повітрі	120
2) в елегазі	120
3) в ізоляційному маслі	90
- з покриттям нікелем:	
1) в повітрі	110
2) в елегазі	115
3) в ізоляційному маслі	90
Контактні з'єднання з алюмінію та його сплавів:	
- з покриттям сріблом:	
1) в повітрі	110
2) в елегазі	120
3) в ізоляційному маслі	90
- покриттям нікелем:	
1) в повітрі	105
2) в елегазі	110
3) в ізоляційному маслі	90
Контакти металокерамічні, які містять вольфрам і молібден:	
- на основі міді	85
- на основі срібла	90
Виводи апаратів з міді, алюмінію і їхніх сплавів, призначені для з'єднання з зовнішніми провідниками електричних кіл:	
- без покриття	90
- з покриттям оловом	100
- з покриттям сріблом	120
- з ізоляційним маслом у верхньому шарі	90

Примітка - Номінальна температура зовнішнього середовища (повітря) встановлена для провідників 25° С, для апаратів 35° С.

Таблиця 5.26 - Гранично допустимі температури нагріву провідників при короткому замиканні $\vartheta_{к.дон}$

Вид і матеріал провідника	$\vartheta_{к.дон}$, °C
Шини:	
- мідні	300
- алюмінієві	200
- сталеві, які не мають безпосереднього з'єднання з апаратами	400
- сталеві з безпосереднім приєднанням до апаратів	300
Кабелі з паперовою ізоляцією на напругу, кВ:	
- до 10	200
- 20-220	125
Кабелі і ізольовані проводи з мідними та алюмінієвими жилами і ізоляцією:	
- полівінілхлоридною і резиною	150
- поліетиленовою	120
Мідні неізольовані проводи при тягненнях, Н/мм ² :	
- менше 20	250
- 20 і більше	200
Алюмінієві неізольовані проводи при тягненнях, Н/мм ² :	
- менше 10	200
- 10 і більше	160
Алюмінієва частина сталево алюмінієвих проводів	200

Таблиця 5.27 – Нормована температура зовнішнього середовища для провідників і апаратів

Провідники і апарати	Середовище	$\vartheta_{н.н}$, °C
Проводи, шини, кабелі	Повітря	25
	Земля	15
	Вода	15
Апарати	Повітря	35

Таблиця 5.28 – Значення коефіцієнту $C_T = \sqrt{A_{\vartheta_k} - A_{\vartheta_p}}$

Вид провідника	C_T
1	2
Шини:	
- мідні	170
- алюмінієві	90
- сталеві при $\vartheta_{к.дон}=400\text{ }^{\circ}\text{C}$	70
- сталеві при $\vartheta_{к.дон}=300\text{ }^{\circ}\text{C}$	60
Кабелі до 10 кВ:	
- з мідними жилами	140

Продовження таблиці 5.28

1	2
Кабелі 20-35 кВ:	
- з мідними жилами	105
- з алюмінієвими жилами	70
Кабелі і ізольовані проводи з полівінілхлоридною або резиновою ізоляцією:	
- з мідними жилами	120
- з алюмінієвими жилами	75
Кабелі і ізольовані проводи з поліетиленовою ізоляцією:	
- з мідними жилами	103
- з алюмінієвими жилами	65

5.2.2.7 Вибір шин розподільчих пристроїв

Для обладнання розподільчих пристроїв можуть застосовуватися мідні, алюмінієві і сталеві шини. Мідні шини застосовують при великих навантаженнях або у тих випадках, коли застосування алюмінієвих і сталевих шин неможливе через корозію, недостатню гнучкість тощо. Сталеві шини застосовують у розподільчих пристроях з малими струмами (до 300 А).

Шини можуть бути виконані як жорсткими, так і гнучкими прямокутного або круглого перерізу. У розподільчих пристроях напругою 6-10 кВ головним чином застосовуються жорсткі алюмінієві одно- і двох штабові шини прямокутного перерізу. Круглі шини застосовуються в установках з відносно малими струмами, та і те тільки у тому випадку, якщо використання сталевих шин прямокутного перерізу з яких-небудь причин неможливе.

Для розподільчих пристроїв напругою 35 кВ і вище, з метою уникнення коронування, застосовують переважно шини круглого перерізу, які виконуються з голого багатодротового проводу.

Переріз шин обирають за нагрівом максимальним струмом навантаження, який йде по шинах протягом тривалого часу з перевіркою на механічну міцність (електродинамічну стійкість). Шини відкритих розподільчих пристроїв напругою 35 кВ і вище повинні бути також перевірені на коронування. Узагальнені умови вибору наведені у таблиці 5.33.

Вибір шин за тривало допустимим максимальним струмом навантаження і перевірка на термічну стійкість проводиться аналогічно вибору кабелів за алгоритмом рисунка 5.19. Значення тривало допустимого струму для шин прямокутного і круглого перерізів наведені у таблиці 5.29 і 5.30. При цьому необхідно враховувати, що при розташуванні прямокутних шин плазом, значення допустимих струмів, прийнятих за таблицею 5.29, повинні бути зменшені:

- для шин з шириною штаби до 60 мм – на 5%;
- для шин з шириною штаби більше, ніж 60 мм – на 8%.

Перевірка на електродинамічну стійкість (механічну міцність). При коротких замиканнях в результаті виникнення найбільшого ударного струму к.з. в шинах виникають електродинамічні зусилля, які створюють вигинаючий момент, а отже, механічне напруження у металі.

Таблиця 5.29 – Допустимі струмові навантаження на шини прямокутного перерізу

Розміри, мм		Мідні				Алюмінієві				Сталеві			
		Струмове навантаження при числі штаб на полюс або фазу, А											
Ши- рина	Тов- щина	1	2	3	4	1	2	3	4	Розміри, мм	Струмове наванта- ження, А	Розмі- ри, мм	Струмове наванта- ження, А
15	3	210	-	-	-	165	-	-	-	16×2,5	55/70	50×4	165/270
20		275	-	-	-	215	-	-	-	20×2,5	60/90	60×4	195/325
25		340	-	-	-	265	-	-	-	25×2,5	75/110	70×4	225/375
30		475	-	-	-	365/370	-	-	-	20×3	65/100	80×4	260/430
40	4	625	1090	-	-	480	855	-	-	25×3	80/120	90×4	290/480
40		700/705	1250	-	-	540/545	965	-	-	30×3	95/140	100×4	325/535
50	5	860/870	1525	1895	-	665/670	1180	1470	-	40×3	125/190		
50		955/960	1700	2145	-	740/745	1315	1655	-	50×3	155/230		
60		1125/1145	1740/1990	2240/2495	-	870/880	1350/1555	1720/1940	-	60×3	185/280		
80	6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	-	1150/1170	1630/2055	2100/2460	-	70×3	215/320		
100		1810/1875	2470/3245	3170/3940	-	1425/1455	1935/2515	2500/3040	-	75×3	230/345		
60		1320/1345	2160/2485	2790/3020	-	1025/1040	1680/1840	2180/2330	-	80×3	245/365		
80	8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	-	1320/1355	2040/2400	2620/2975	-	90×3	275/410		
100		2082/2180	3060/3810	3930/4690	-	1625/1690	2390/2945	3050/3620	-	100×3	305/460		
120		2400/2600	3400/4400	4340/5600	-	1900/2040	2650/3350	3380/4250	-	20×4	70/115		
60		1475/1525	2560/2725	3300/3530	-	1155/1180	2010/2110	2650/2720	-	22×4	75/125		
80	10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	-	1480/1540	2410/2735	3100/3440	-	25×4	85/140		
100		2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400	30×4	100/165		
120		2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200	40×4	130/220		

Примітка - У чисельнику наведені навантаження при змінному струмі, а у знаменнику – при постійному

Таблиця 5.30 – Допустимі струмові навантаження шин круглого перерізу

Діаметр, мм	Шини круглі		Труби мідні		Труби алюмінієві		Труби сталеві			
	Струмове навантаження при постійному і змінному струмі, А		Внутрішній і зовнішній діаметри, мм	Струмове навантаження, А	Внутрішній і зовнішній діаметри, мм	Струмове навантаження, А	Діаметр труби		Струмове навантаження при змінному струмі, А	
	Мідні	Алюмінієві					Внутрішній, дюйм	Зовнішній, мм	Без розрізу	З по-вздо-вжнім розрі-зом
6	155	120	12/15	340	13/16	295	1/4	13,5	75	-
7	195	150	14/18	460	17/20	345	3/8	17,0	90	-
8	235	180	16/20	505	18/22	425	1/2	21,35	118	-
10	320	245	18/22	555	27/30	500	3/4	26,75	145	-
12	415	320	20/24	600	26/30	575	1	33,50	180	-
14	505	390	22/26	650	25/30	640	1 1/4	42,45	220	-
15	565	435	25/30	830	36/40	765	1 1/2	48,00	255	-
16	610/615	475	29/34	925	35/40	850	2	60,00	320	-
18	720/725	560	35/40	1100	40/45	935	2 1/2	75,50	390	-
19	780/785	605/610	40/45	1200	45/50	1040	3	88,50	455	-
20	835/840	650/655	45/50	1330	50/55	1145	4	114	670	770
21	900/905	695/700	49/55	1580	54/60	1340	5	137	800	890
22	955/965	740/745	53/60	1860	64/70	1545	6	164	900	1000
25	1140/1165	885/900	62/70	2295	74/80	1770				
27	1270/1290	980/1000	72/80	2610	72/80	2035				
28	1325/1360	1025/1050	75/85	3070	75/85	2400				
30	1450/1490	1120/1155	90/95	2460	90/95	1925				
35	1770/1865	1370/1450	93/100	3060	90/100	2840				
38	1960/2100	1510/1620								
40	2080/2260	1610/1750								
42	2200/2430	1700/1870								
45	2380/2670	1850/2060								

Примітка - У чисельнику – струмове навантаження при змінному струмі, а в знаменнику – при постійному

Перевірка шин полягає у виконанні умови:

$$\sigma_{\text{дон}} \geq \sigma_{\text{розрах}}, \quad (5.36)$$

де $\sigma_{\text{дон}}$, $\sigma_{\text{розрах}}$ - відповідно, допустиме і розрахункове значення напруження на згин матеріалу шин, МПа.

Значення допустимих напружень згину $\sigma_{дон}$ для шин з різного матеріалу наведені у таблиці 5.31.

Таблиця 5.31 – Значення допустимих напружень згину для матеріалу шин.

Матеріал і марка шин	$\sigma_{дон}$, МПа (кгс/см ²)
Мідь МТ	130 (1300)
Алюміній АТ	65 (650)
Алюміній АТТ	90 (900)
Сталь	160 (1600)

Найбільша статична сила $F_{розр}$ (Н), яка діє на середню фазу (що знаходиться у найбільш важких умовах) трьох паралельних шин при протіканні по них ударного струму трифазного к.з. визначається за виразом [4.7].

$$F_{розрах} = 1,76k_{\phi}i_y^{(3)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (5.37)$$

де $i_y^{(3)}$ - ударний струм трифазного к.з., А;

l - довжина прольоту шин, м;

a - відстань між вісями шин суміжних фаз, м;

k_{ϕ} - коефіцієнт форми шин, який визначається за кривими (рисунок 5.21) в залежності від співвідношень:

$$\frac{b}{h} = m \text{ та } \frac{a-b}{b+h}, \quad (5.38)$$

де b, h - відповідно, товщина і висота шини, м.

Якщо відношення $\frac{a-b}{b+h} \geq 2$ або шини круглого перерізу, то $k_{\phi}=1$.

Розрахункове напруження на згин визначається за виразами:

- при одному та двох прольотах:

$$\sigma_{розрах} = \frac{F_{розрах} \cdot l}{8W}; \quad (5.39)$$

- при кількості прольотів більше двох:

$$\sigma_{розрах} = \frac{F_{розрах} \cdot l}{10W} \quad (5.40)$$

Значення моменту опору у залежності від розташування і форми їх перерізу наведені у таблиці 5.32.

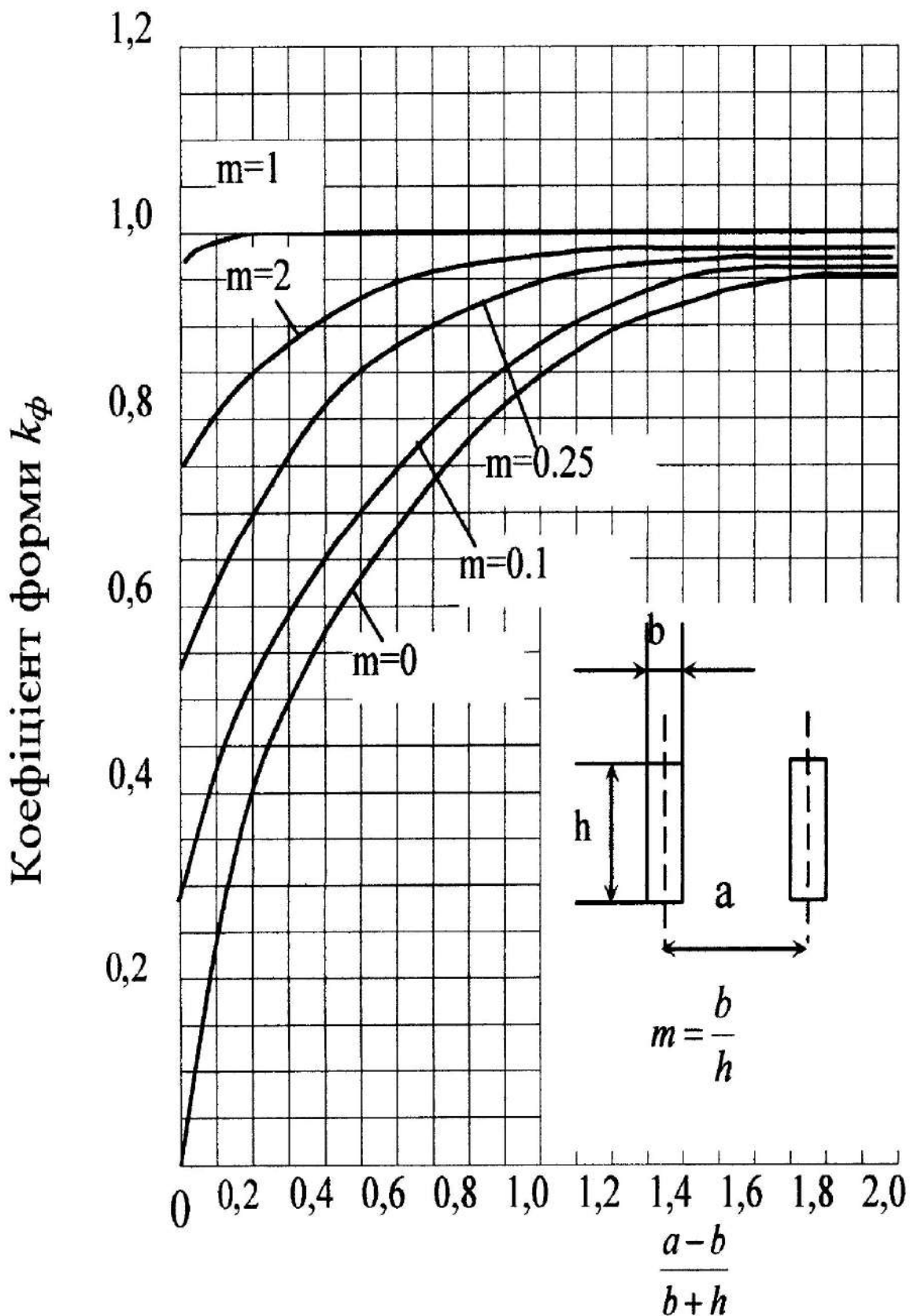
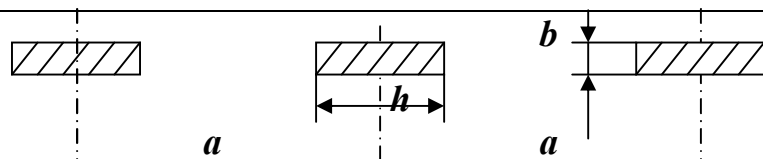
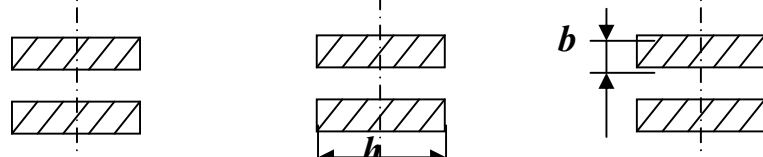
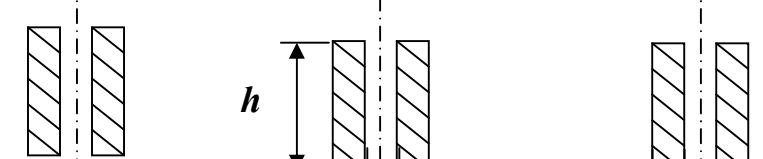
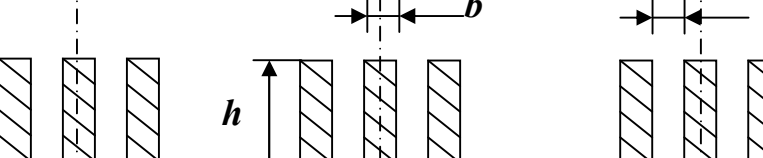
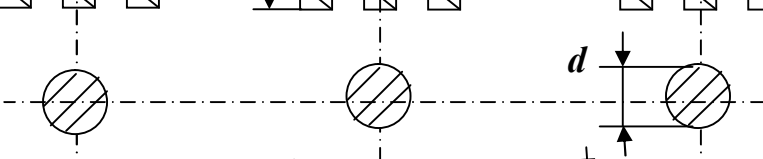
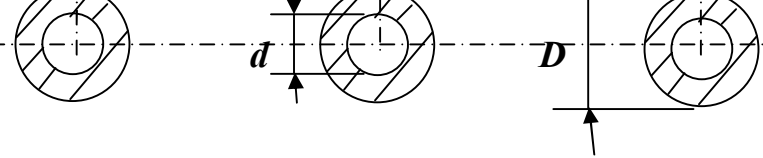


Рисунок 5.21 – Криві для визначення коефіцієнту форми шин прямокутного перерізу

Таблиця 5.32 – Визначення моменту опору шин

Ескіз розташування шин і форма їх перерізу	Момент опору W , м ³
	$0,167bh^2$
	$0,333bh^2$
	$1,44hb^2$
	$3,3hb^2$
	$0,1d^3$
	$0,1(D^3 - d^3)$

У відкритих розподільчих пристроях 35-110 кВ понижуючих підстанцій використовують гнучкі шини із сталевобалюмінієвих проводів, закріплених на підвісних ізоляторах.

Вибір гнучких шин проводиться так само, як і жорстких, за виключенням:

- 1) перевірка на електродинамічну стійкість не ведеться;
- 2) при напрузі 35 кВ і вище обрані за економічною щільністю і перевірені за допустимим струмом навантаження шини повинні бути перевірені на коронування [2.5] за умовою:

$$U_{KP} \geq U_{уст.н.}, \quad (5.41)$$

де U_{KP} - критична напруга корони, кВ.

Критичну напругу корони можна визначити за емпіричною формулою:

$$U_{KP} = 68,5\delta r \lg \frac{D}{r}, \quad (5.42)$$

де δ - коефіцієнт, що враховує атмосферні умови (при тиску 760 мм і температурі + 25° С $\delta=1$);

D - відстань між вісями шин (проводів), мм;

r - радіус шини (проводу), мм.

Алгоритм вибору і перевірки шин представлено на рисунку 5.22.

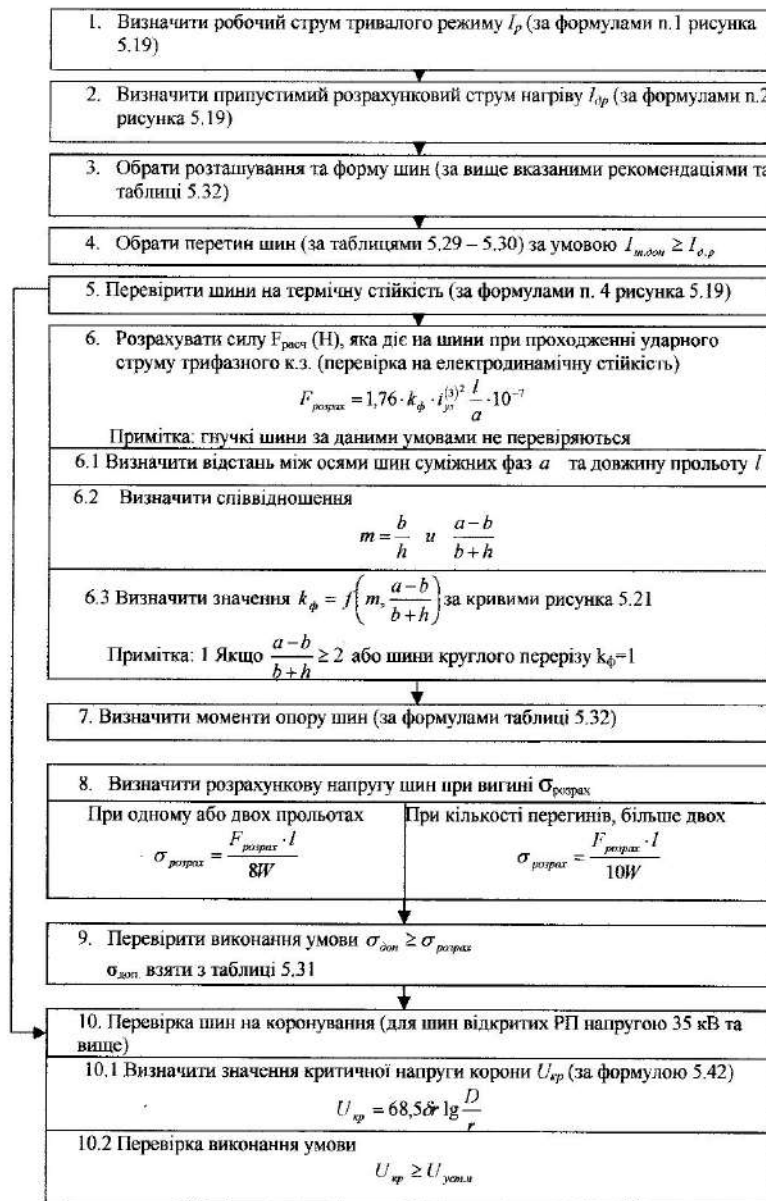


Рисунок 5.22 – Алгоритм вибору і перевірки шин

5.2.2.8 Вибір ізоляторів

Ізолятори шинної конструкції для розподільчих пристроїв вибирають за номінальною напругою, родом установки (зовнішня, внутрішня), типом (опорна, прохідна) і допустимим механічним навантаженням. Окрім цього, прохідні ізолятори вибирають за номінальним струмом. Узагальнені умови вибору ізоляторів наведені у таблиці 5.33.

За допустимим механічним навантаженням ізолятори вибирають згідно з умовою:

$$F_{із.розр} \leq F_{доп.} \approx 0,6 F_{руйн.} \quad (5.43)$$

де $F_{из.розрах}$ - найбільше розрахункове навантаження на ізолятор, Н;

$F_{доп.}$ - допустиме навантаження на ізолятор, Н;

$F_{руйн.}$ - руйнуюче навантаження на згин, Н (береться з каталогу – [4.7] та додаток Д10);

$0,6$ - коефіцієнт запасу міцності.

Найбільше розрахункове навантаження на ізолятор визначається за виразами:

- для опорних ізоляторів:

$$F_{из.розрах} = 1,76 i_y^{(3)2} \frac{l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7}, \quad (5.44)$$

де $i_y^{(3)2}$ - ударний струм трифазного к.з., А;

l, a - відповідно, довжина прольоту шин і відстань між осями шин суміжних фаз, м;

k_h - коефіцієнт поправки на висоту шини при розташуванні шини на ізоляторі „на ребро” (див. рисунок 5.23); при розташуванні шини навзаки $k_h=1$

$$k_h = \frac{H + b + \frac{h}{2}}{H}, \quad (5.45)$$

де H – висота ізолятора, м;

b, h - відповідно, ширина і висота шини, м;

- для прохідних ізоляторів:

$$F_{из.розрах.} = 0,88 i_y^{(3)2} \frac{l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7}, \quad (5.46)$$

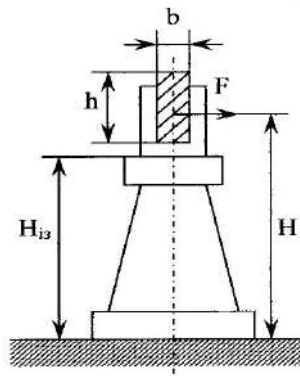


Рисунок 5.23 – До визначення розрахункового навантаження на ізолятор

Основні розміри і характеристики ізоляторів для шинних конструкцій РП наведені у додатку Д10 та відповідній довідковій літературі, наприклад [4.7, 5,2] та ін. Алгоритм вибору і перевірки ізоляторів наведено на рисунку 5.24.

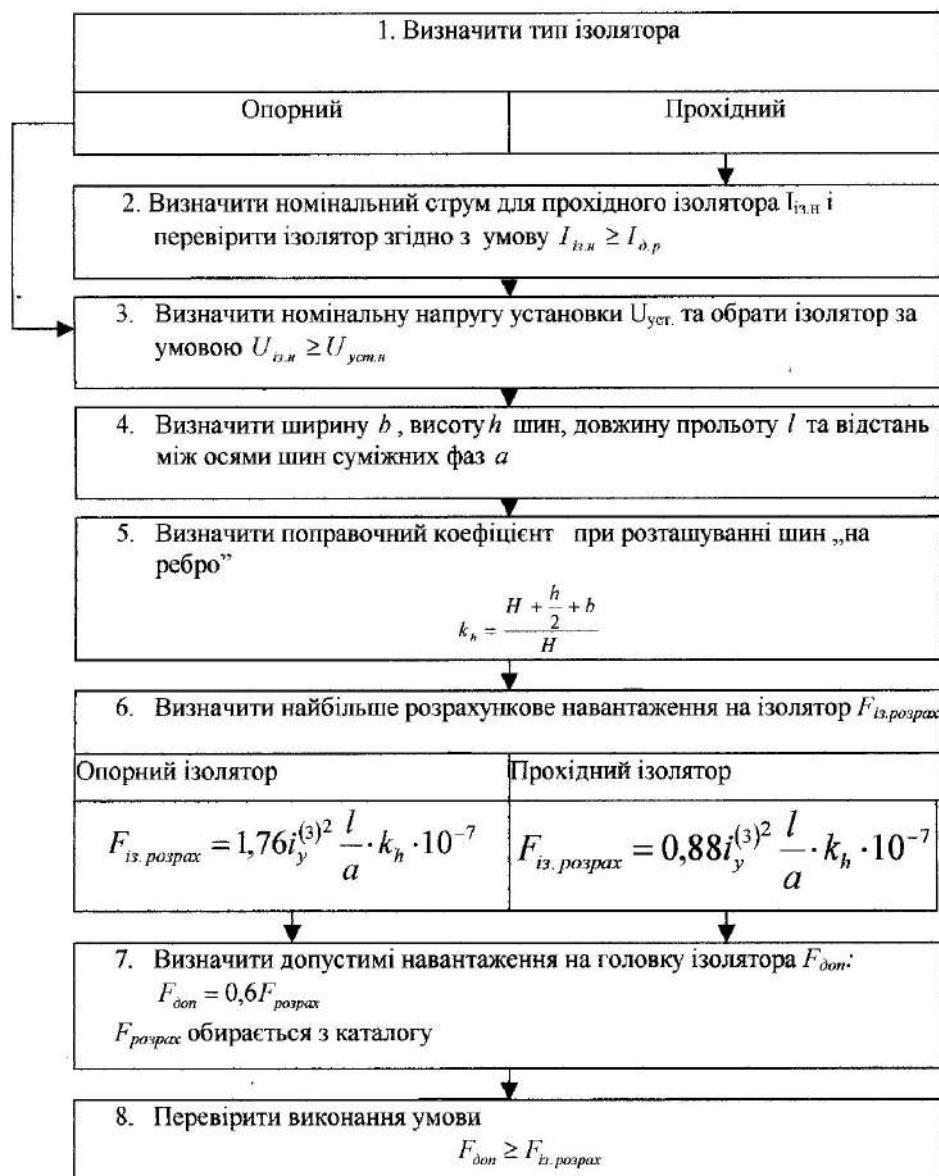


Рисунок 5.24 – Алгоритм вибору та перевірки ізолятора

Умови вибору і перевірки ізоляторів і струмопровідних частин розподільчих пристроїв підстанції наведені у таблиці 5.33.

Таблиця 5.33 – Вибір і перевірка струмопровідних частин і ізоляторів розподільчих пристроїв

Струмопровідні частини і ізолятори	Умови вибору і перевірки			
	за напругою	за струмом	на термічну стійкість	на механічну стійкість
1	2	3	4	5
Шини	-	$I_{доп.} \geq I_{д.р.}$	$\mathcal{G}_{кшдоп} \geq \mathcal{G}_{кшрозрах}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{розрах}$

Продовження таблиці 5.33

1	2	3	4	5
Кабелі	$U_{ном.} \geq U_{роб.}$	$I_{доп.} \geq I_{д.р.}$	$\mathcal{G}_{к.доп.} \geq \mathcal{G}_{к.розрах.}$ $F_{жск} \geq F_{жск. min}$	-
Опорні ізолятори	$U_{ном} \geq U_{уст}$	-	-	$F_{доп} \geq F_{розрах}$
Прохідні ізолятори	$U_{ном.} \geq U_{уст.}$	$I_{ном.} \geq I_{д.р.}$	-	$F_{доп} \geq F_{розрах}$

5.2.3 Приклади розрахунків

Приклад 5.1. Для районної трансформаторної підстанції РТП₀₂ – 35/10 кВ, яка розглядається в прикладах глав 2 – 4, обґрунтувати принципову схему первинних кіл комутації та здійснити розрахунок і вибір необхідного електрообладнання. З прикладу 3.1 (пункт 3.5.6) відомо, що на даній РТП₀₂ повинен бути встановлений один трансформатор потужністю $S_{HT}=2500$ кВА. Живлення підстанції двостороннє і здійснюється від підстанції РТП №1 – 35/10 кВ та РТП №4 – 35/10 кВ. Крім того, через РТП₀₂ може здійснюватися транзит потужності між джерелами живлення ДЖ1 та ДЖ2 (рисунки 2.13а та 3.13). Від РТП₀₂ – 35/10 кВ відходять чотири лінії 10 кВ (фідера: Ф-1; Ф-2; Ф-3; Ф-4), які позначені на рисунку 3.9.

Рішення. 1. Обґрунтування схеми первинних кіл комутації підстанції. Відповідно умов даного прикладу та використовуючи класифікаційну схему (рисунок 5.1) розглядувана підстанція може бути віднесена:

1) за функціональним призначенням – до районної трансформаторної підстанції;

2) за способом приєднання до мережі ВН (35 кВ) – до проміжної прохідної підстанції з двостороннім живленням;

3) за конструктивним виконанням – до відкритих, тобто з відкритими розподільчими пристроями (ВРП) на стороні 35 кВ та комплектними розподільчими пристроями зовнішньої установки (КРПЗУ) на стороні 10 кВ.

Враховуючи це, а також рекомендації підпункту 5.1.2 даної глави, із сітки схем первинних кіл комутації РП 35 кВ підстанції даного класу (рисунок 5.5) найбільш прийнятною є схема 35-6 ("місток" з вимикачем у перемишці та відокремлювачем і короткозамикачем в колі трансформатора).

Для низької сторони даної РТП₀₂ обираємо схему первинних кіл комутації РП-10 кВ з викатними елементами (рисунок 5.6 а), з одинарною несекціонованою схемою з'єднання шин. В якості комутаційних апаратів на вводі і відхідних лініях у даній схемі застосовані вимикачі. Для схем релейного захисту використовуються трансформатори напруги зі сторони 35 і 10 кВ, а також передбачено трансформатор власних потреб. Кола цих трансформаторів захищені запобіжниками.

Силовий трансформатор 35/10 кВ з обох сторін захищено вентильними розрядниками від можливих атмосферних перенапруг в мережі. В якості силового трансформатору, згідно розрахунків прикладу 3.1, обираємо трансформатор типу ТМН,-2500/35У1 [5.2] з регулюванням напруги під навантаженням. Технічні дані обраного силового трансформатора наведені у таблиці 5.34.

Таблиця 5.34 – Технічні дані силового трансформатора ТМН-2500/35У1

Тип	Номинальна потужність, кВА	Напруга, кВ, на стороні		Втрати по- тужності		Напруга короткого замикання $u_{\kappa} \%$	Струм холосто- го ходу $i_{\kappa} \%$
		ВН	НН	P_x	P_{κ}		
ТМН-2500/35У1	2500	35,0	10,0	5,1	26,0	6,5	1,1

Принципова схема первинних кіл комутації даної підстанції наведені на рисунку 5.25.

2. *Розрахунок струмів короткого замикання.* Розрахунок здійснюємо за алгоритмом, наведеним на рисунку 5.10.

2.1 Відповідно рекомендацій підпункту 5.2.1.1 та [2.5] визначені наступні основні умови розрахунку:

1) вважаємо, що розрахункова мережа живиться від джерела необмеженої потужності. Тому припускаємо, що періодична складова струмів к. з. не змінюється, тобто $I_{\kappa}^{(3)} = I_t^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = I_{\kappa}^{(3)}$;

2) так як розрахункові дані потрібні для вибору силових електричних апаратів і перевірки чутливості схем релейного захисту, то необхідно визначити струм к. з. як для максимального, так і мінімального режимів;

3) приймаємо розрахункову напругу кожного ступеню на 5% більше за номінальну;

4) в якості розрахункової схеми приймаємо схему нормального тривалого режиму.

2.2 На підставі схем розвитку мереж 35 та 10 кВ (рисунки 2.13 та 3.9) та схеми первинної комутації РТП₀₂-35/10 кВ (рисунок 5.25) складаємо розрахункову схему для визначення струмів короткого замикання, яка наведена на рисунку 5.26 а. Вихідні дані (потужність та струми к. з. систем С1 (ДЖ1) і С2(ДЖ2), довжина ділянок, марки і переріз проводів, контрольні точки к. з. та інше) вказані на розрахунковій схемі.

Розрахунок струмів к. з. в точці К1 проводиться для вибору апаратури на стороні вищої напруги (максимальний режим), в точці К2 – для вибору апаратури на стороні низької напруги 10 кВ підстанції і перевірки чутливості схем релейного захисту, що встановлені на стороні вищої напруги (максимальний та мінімальний режими), в точці К3- для перевірки захисту відхідних ліній 10 кВ (мінімальний режим).

На підставі розрахункової схеми складаємо схему заміщення (рисунок 5.26 б). Розрахунок проводимо в відносних одиницях. Приймаємо за базисну потужність значення, яке дорівнює $S_{\delta}=100 \text{ МВА}$, а за базисну напругу на кожній ступені – середню номінальну напругу з урахуванням умови 3 (дивись вище), тобто $U_{\delta I}=35 \cdot 1,05 \approx 37 \text{ кВ}$; $U_{\delta II}=10 \cdot 1,05 \approx 10,5 \text{ кВ}$. Тоді:

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta i}} \quad (5.47)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{1,73 \cdot 37} = 1,56 \text{ кА} ; I_{\delta 2} = \frac{100}{1,73 \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

2.3 Визначаємо опори елементів схеми заміщення (рисунок 5.26 б) за виразами п. 5 алгоритму.

- для системи:

$$x_{ci}^* = \frac{S_{\delta i}}{S_{cki}} = \frac{I_{\delta i}}{I^{(3)}_{cki}}, \quad (5.48)$$

де S_{cki} , $I^{(3)}_{cki}$ - відповідно, потужність та струм короткого замикання і-тої системи, МВА (кА).

$$x_{c1}^* = \frac{100}{342} = 0,29; \quad x_{c2}^* = \frac{1,56}{4,12} = 0,39$$

- для ліній 35 кВ:

$$x_{li}^* = x_{0i} \cdot l_i \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2}; \quad r_{li}^* = r_{0i} \cdot l_i \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2}, \quad (5.49)$$

де x_{0i} ; r_{0i} - питомий індуктивний та активний опори матеріалу проводу і-тої

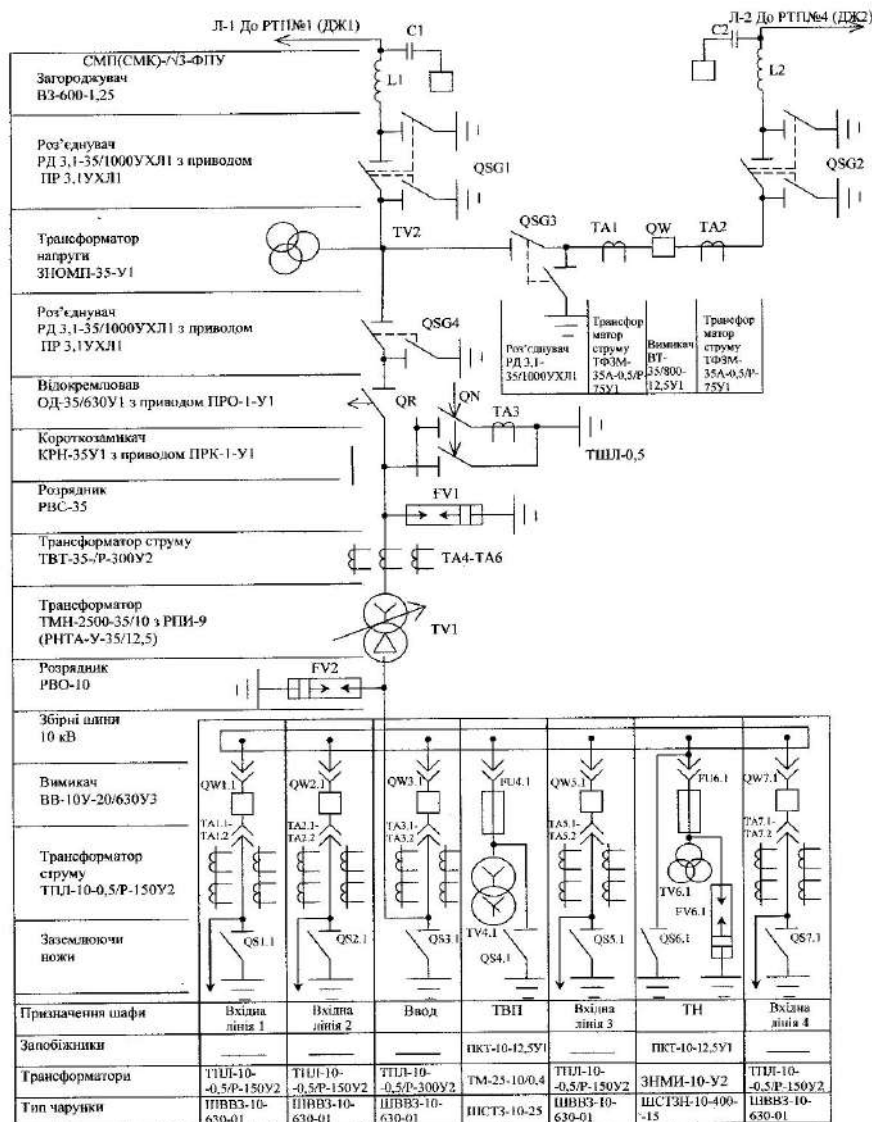
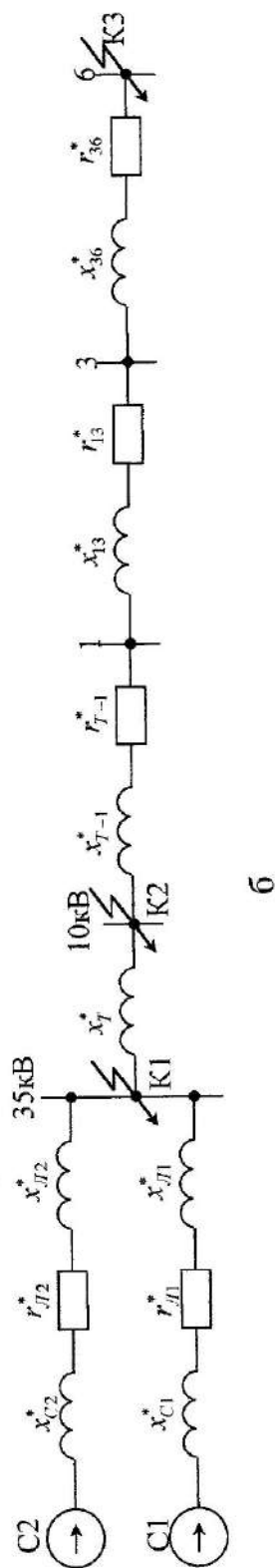
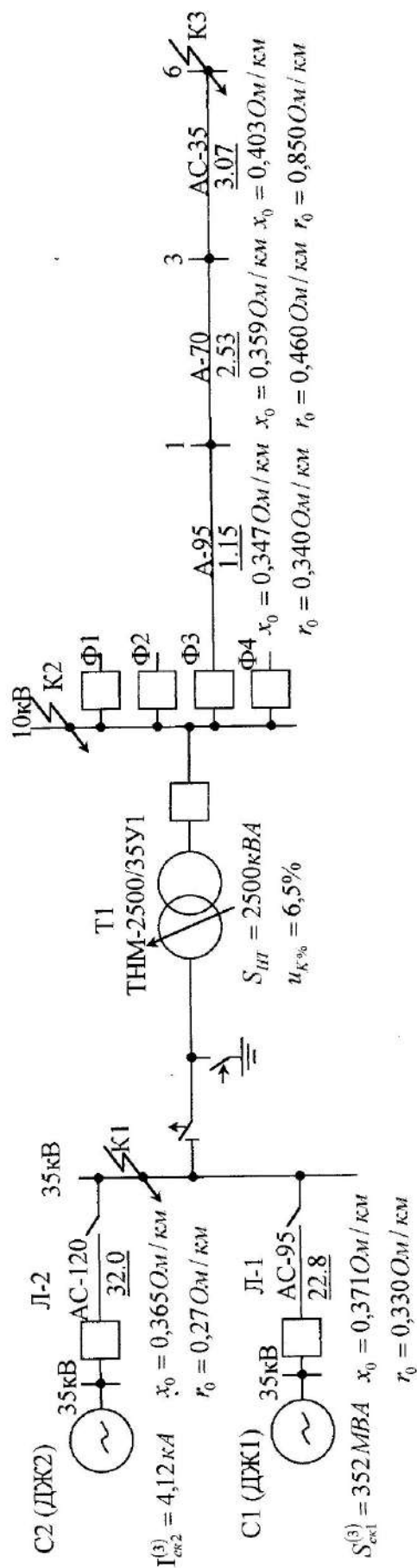


Рисунок 5.25 – Принципова електрична схема кіл первинної комутації підстанції 35/ 10 кВ (до прикладу 5.1)



а – розрахункова схема; б – схема заміщення

Рисунок 5.26 – Розрахункова схема сільського електропостачання (наведена одна лінія 10 кВ) і схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання (до прикладу 5.1):

ділянки лінії, відповідно, Ом/км;

l_i - довжина і-тої ділянки лінії, км.

$$x_{li}^* = 0,371 \cdot 22,8 \frac{100}{37^2} = 0,62$$

$$r_{li}^* = 0,330 \cdot 22,8 \frac{100}{37^2} = 0,55$$

$$x_{l2}^* = 0,365 \cdot 32 \frac{100}{37^2} = 0,85$$

$$r_{l2}^* = 0,270 \cdot 32 \frac{100}{37^2} = 0,63$$

- для ділянок лінії 10 кВ:

$$x_{T-1}^* = 0,347 \cdot 1,15 \frac{100}{10,5^2} = 0,36$$

$$r_{T-1}^* = 0,340 \cdot 1,15 \frac{100}{10,5^2} = 0,35$$

$$x_{13}^* = 0,359 \cdot 2,53 \frac{100}{10,5^2} = 0,82$$

$$r_{13}^* = 0,460 \cdot 2,53 \frac{100}{10,5^2} = 1,06$$

$$x_{36}^* = 0,403 \cdot 3,07 \frac{100}{10,5^2} = 1,12$$

$$r_{36}^* = 0,850 \cdot 3,07 \frac{100}{10,5^2} = 2,37$$

- для трансформатора:

$$x_T^* = \frac{u_{к\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{нТ}}, \quad (5.50)$$

де $u_{к\%}$ - напруга короткого замикання трансформатора, %;

$S_{нТ}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА.

$$x_T^* = \frac{6,5 \cdot 100}{100 \cdot 2,5} = 2,6$$

Так як трансформатор має регулятор напруги під навантаженням (РПН), то необхідно визначити два значення індуктивного опору трансформатора:

$$x_{Tmax}^* = 1,35 x_T^*; \quad x_{Tmin}^* = 0,57 x_T^*$$

$$x_{Tmax}^* = 1,35 \cdot 2,6 = 3,56; \quad x_{Tmin}^* = 0,57 \cdot 2,6 = 1,48$$

2.4 Визначаємо струми короткого замикання на шинах 35 кВ (точка К1).
Схема заміщення для цього випадку наведена на рисунку 5.27 а (для максимального і мінімального режимів).

1. Максимальний режим:

- повний опір z_i ділянок складає:

$$\begin{aligned} z_1^* &= \sqrt{(r_{л1}^*)^2 + (x_{c1}^* + x_{л1}^*)^2} \\ z_2^* &= \sqrt{(r_{л2}^*)^2 + (x_{c2}^* + x_{л2}^*)^2} \\ z_1^* &= \sqrt{0,55^2 + (0,29 + 0,62)^2} = 1,06 \\ z_2^* &= \sqrt{0,63^2 + (0,39 + 0,85)^2} = 1,39 \end{aligned} \quad (5.51)$$

- струм трифазного короткого замикання відповідних ділянок будуть дорівнювати:

$$\begin{aligned} I_{кc1-1}^{(3)} &= \frac{I_{61}}{z_1^*}; \quad I_{кc2-1}^{(3)} = \frac{I_{61}}{z_2^*} \\ I_{кc1-1}^{(3)} &= \frac{1,56}{1,06} = 1,47 \text{ кА}; \quad I_{кc2-1}^{(3)} = \frac{1,56}{1,39} = 1,12 \text{ кА} \end{aligned} \quad (5.52)$$

- струм трифазного к. з. у точці К1 складає:

$$\begin{aligned} I_{K1}^{(3)} &= I_{кc1-1}^{(3)} + I_{кc2-1}^{(3)} \\ I_{K1}^{(3)} &= 1,47 + 1,12 = 2,59 \text{ кА} \end{aligned} \quad (5.53)$$

- ударний струм трифазного к. з.:

$$\begin{aligned} i_{y1}^{(3)} &= 2,1 I_{K1}^{(3)} \\ i_{y1}^{(3)} &= 2,1 \cdot 2,59 = 5,44 \text{ кА} \end{aligned} \quad (5.54)$$

- діюче значення повного струму трифазного к. з.:

$$\begin{aligned} I_{y1}^{(3)} &= 1,21 I_{K1}^{(3)} \\ I_{y1}^{(3)} &= 1,21 \cdot 2,59 = 3,13 \text{ кА} \end{aligned} \quad (5.54)$$

- потужність короткого замикання:

$$S_{K1}^{(3)} = \frac{S_6}{z_{1\Sigma}^*} \quad (5.55)$$

$$r_{1\Sigma}^* = \frac{r_{л1}^* \cdot r_{л2}^*}{r_{л1}^* + r_{л2}^*}; \quad x_{1\Sigma}^* = \frac{(x_{c2}^* + x_{л2}^*)(x_{c1}^* + x_{л1}^*)}{x_{c2}^* + x_{л2}^* + x_{c1}^* + x_{л1}^*}; \quad (5.56)$$

$$\begin{aligned} z_{1\Sigma}^* &= \sqrt{(r_{1\Sigma}^*)^2 + (x_{1\Sigma}^*)^2} \\ r_{1\Sigma}^* &= \frac{0,55 \cdot 0,63}{0,55 + 0,63} = 0,29; \quad x_{1\Sigma}^* = \frac{(0,39 + 0,85)(0,29 + 0,62)}{0,39 + 0,85 + 0,29 + 0,62} = 0,52; \end{aligned}$$

$$z_{1\Sigma}^* = \sqrt{0,29^2 + 0,52^2} = 0,60$$

- струми двофазного к. з. в точці К1:

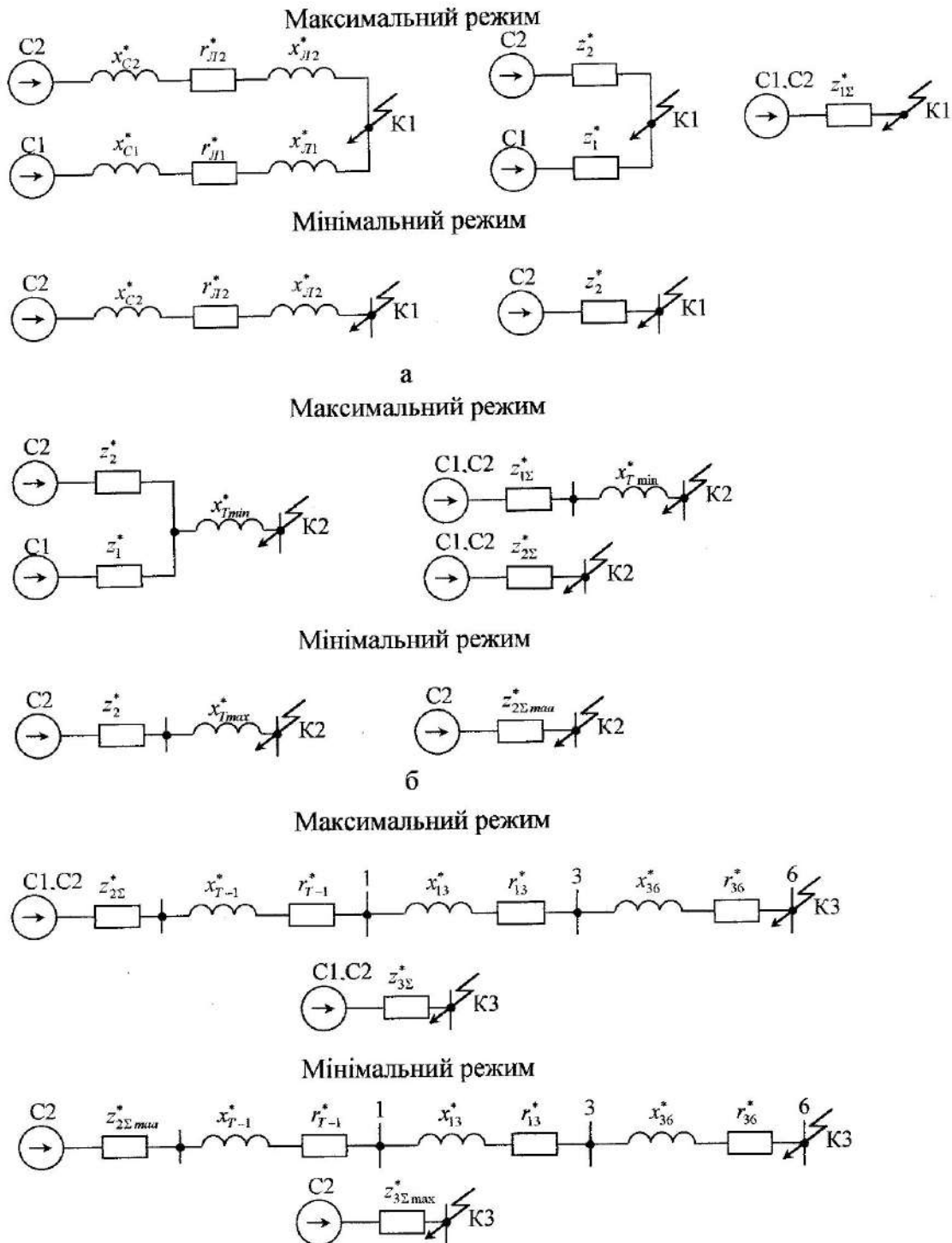
$$\begin{aligned} I_{K1}^{(2)} &= 0,87 \cdot I_{K1}^{(3)}; \\ i_{y1}^{(2)} &= 0,87 \cdot i_{y1}^{(3)}; \end{aligned}$$

$$I_{y1}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{y1}^{(3)} = 0,87 \cdot I_{y1}^{(3)}, \quad (5.57)$$

$$I_{K1}^{(2)} = 0,87 \cdot 2,59 = 2,25 \text{ кА};$$

$$i_{y1}^{(2)} = 0,87 \cdot 5,44 = 4,73 \text{ кА};$$

$$I_{y1}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,13 = 2,72 \text{ кА}$$



а – для к. з. в точці K1; б – для к. з. в точці K2; в – для к. з. в точці K3

Рисунок 5.27 – Схеми заміщення та еквівалентування для різних точок і режимів к. з. (до прикладу 5.1 та рисунку 5.26)

2. Мінімальний режим.

Для схеми рисунку 5.26 а мінімальний режим к. з. в точці К1 буде при живленні підстанції тільки від системи С2 (ДЖ2), так як остання має більшу електричну віддаленість від точки к. з.. Тоді:

$$\begin{aligned} I_{K1}^{(3)} &= I_{K2-1}^{(3)} = 1,12 \text{ кА}; \\ i_{y1}^{(3)} &= 2,1 \cdot 1,12 = 2,35 \text{ кА}; \\ I_{y1}^{(3)} &= 1,21 \cdot 1,12 = 1,36 \text{ кА}; \\ S_{K1}^{(3)} &= \frac{100}{z_2^*}; \quad S_{K1}^{(3)} = \frac{100}{1,39} = 71,9 \text{ МВА}; \\ I_{K1}^{(2)} &= 0,87 \cdot 1,12 = 0,97 \text{ кА}; \\ i_{y1}^{(2)} &= 0,87 \cdot 2,35 = 2,05 \text{ кА}; \\ I_{y1}^{(2)} &= 0,87 \cdot 1,36 = 1,18 \text{ кА} \end{aligned}$$

2.5 Визначаємо струми к. з. на шинах 10 кВ (точка К2). Розрахункові схеми наведені на рисунку 5.27 б.

1. Максимальний режим

- повний опір до точки к. з. К2:

$$\begin{aligned} r_{2\Sigma}^* &= r_{1\Sigma}^* + r_T^*; \quad x_{2\Sigma}^* = x_{1\Sigma}^* + x_{T\min}^*; \\ z_{2\Sigma}^* &= \sqrt{(r_{2\Sigma}^*)^2 + (x_{2\Sigma}^*)^2} \\ r_{2\Sigma}^* &= 0,29 + 0 = 0,29 \\ x_{2\Sigma}^* &= 0,52 + 1,48 = 2,0 \\ z_{2\Sigma}^* &= \sqrt{0,29^2 + 2,0^2} = 2,02 \end{aligned} \tag{5.58}$$

- потужність короткого замикання:

$$S_{K2}^{(3)} = \frac{S_6}{z_{2\Sigma}^*}; \quad S_{K2}^{(3)} = \frac{100}{2,02} = 49,5 \text{ МВА}$$

- струми трифазного к. з.:

$$\begin{aligned} I_{K2}^{(3)} &= \frac{I_{62}}{z_{2\Sigma}^*}; \quad I_{K2}^{(3)} = \frac{5,5}{2,02} = 2,72 \text{ кА} \\ i_{y2}^{(3)} &= 2,1 \cdot I_{K2}^{(3)}; \quad i_{y2}^{(3)} = 2,1 \cdot 2,72 = 5,71 \text{ кА} \\ I_{y2}^{(3)} &= 1,21 \cdot I_{K2}^{(3)}; \quad I_{y2}^{(3)} = 1,21 \cdot 2,72 = 3,29 \text{ кА} \end{aligned}$$

- струми двофазного к. з.:

$$\begin{aligned} I_{K2}^{(2)} &= 0,87 \cdot I_{K2}^{(3)}; \quad I_{K2}^{(2)} = 0,87 \cdot 2,72 = 2,37 \text{ кА} \\ i_{y2}^{(2)} &= 0,87 \cdot i_{y2}^{(3)}; \quad i_{y2}^{(2)} = 0,87 \cdot 5,71 = 4,97 \text{ кА} \\ I_{y2}^{(2)} &= 0,87 \cdot I_{y2}^{(3)}; \quad I_{y2}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,29 = 2,86 \text{ кА} \end{aligned}$$

2. Мінімальний режим.

В точці К2 мінімальний режим буде при живленні підстанції, тільки від системи С2 як найбільш віддаленої та індуктивному опорі трансформатора Т1, який дорівнює найбільшому значенню, тобто $x_T^* = x_{Tmax}^* = 1,37 x_T^*$.

- повний опір до точки к. з. К2:

$$r_{2\Sigma}^* = r_{2\Sigma}^*; x_{2\Sigma}^* = x_{1\Sigma}^* + x_{Tmax}^*; \quad (5.59)$$

$$z_{2\Sigma}^* = \sqrt{(r_{2\Sigma}^*)^2 + (x_{2\Sigma}^*)^2}$$

$$x_{2\Sigma}^* = 0,52 + 3,56 = 4,08; \quad z_{2\Sigma}^* = \sqrt{0,29^2 + 4,08^2} = 4,09$$

- потужність короткого замикання:

$$S_{K2}^{(3)} = \frac{S_{\delta}}{z_{2\Sigma}^*}; \quad S_{K2}^{(3)} = \frac{100}{4,09} = 24,5 \text{ МВА}$$

- струми трифазного к. з.:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{I_{\delta 2}}{z_{2\Sigma}^*}; \quad I_{K2}^{(3)} = \frac{5,5}{4,09} = 1,35 \text{ кА}$$

$$i_{y2}^{(3)} = 2,1 \cdot I_{K2}^{(3)}; \quad i_{y2}^{(3)} = 2,1 \cdot 1,35 = 2,84 \text{ кА}$$

$$I_{y2}^{(3)} = 1,21 \cdot I_{K2}^{(3)}; \quad I_{y2}^{(3)} = 1,21 \cdot 1,35 = 1,63 \text{ кА}$$

- струми двофазного к. з.:

$$I_{K2}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K2}^{(3)}; \quad I_{K2}^{(2)} = 0,87 \cdot 1,35 = 1,18 \text{ кА}$$

$$i_{y2}^{(2)} = 0,87 \cdot i_{y2}^{(3)}; \quad i_{y2}^{(2)} = 0,87 \cdot 2,84 = 2,47 \text{ кА}$$

$$I_{y2}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{y2}^{(3)}; \quad I_{y2}^{(2)} = 0,87 \cdot 1,63 = 1,42 \text{ кА}$$

2.6 Визначаємо струми к. з. в кінці лінії ПЛ-10 кВ (точка К3).

1 Максимальний режим.

- повний опір до точки к. з. К3:

$$r_{3\Sigma}^* = r_{2\Sigma}^* + r_{T-1}^* + r_{13}^* + r_{36}^*; x_{3\Sigma}^* = x_{2\Sigma}^* + x_{T-1}^* + x_{13}^* + x_{36}^*; \quad (5.60)$$

$$z_{3\Sigma}^* = \sqrt{(r_{3\Sigma}^*)^2 + (x_{3\Sigma}^*)^2}$$

$$r_{3\Sigma}^* = 0,29 + 0,35 + 1,06 + 2,37 = 4,07$$

$$x_{3\Sigma}^* = 2,0 + 0,36 + 0,82 + 1,12 = 4,3;$$

$$z_{3\Sigma}^* = \sqrt{4,07^2 + 4,3^2} = 5,92$$

- потужність короткого замикання:

$$S_{K3}^{(3)} = \frac{S_{\delta}}{z_{3\Sigma}^*}; \quad S_{K3}^{(3)} = \frac{100}{5,92} = 16,9 \text{ МВА}$$

- струми трифазного к. з.:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{\delta 2}}{z_{3\Sigma}^*}; \quad I_{K3}^{(3)} = \frac{5,5}{5,92} = 0,93 \text{ кА}$$

$$i_{y3}^{(3)} = 1,41 \cdot I_{K3}^{(3)}; \quad i_{y3}^{(3)} = 1,41 \cdot 0,93 = 1,31 \text{ кА}$$

$$I_{y3}^{(3)} = I_{K3}^{(3)}; \quad I_{y3}^{(3)} = 0,93 \text{ кА}$$

- струми двофазного к. з.:

$$I_{K3}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K3}^{(3)}; \quad I_{K3}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,93 = 0,81 \text{ кА}$$

$$i_{y3}^{(2)} = 0,87 \cdot i_{y3}^{(3)}; \quad i_{y3}^{(2)} = 0,87 \cdot 1,31 = 1,41 \text{ кА}$$

$$I_{y3}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{y3}^{(3)}; \quad I_{y3}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,93 = 0,81 \text{ кА}$$

2 Мінімальний режим.

- повний опір до точки к. з. КЗ:

$$r_{3\Sigma max}^* = r_{3\Sigma}^*;$$

$$x_{3\Sigma max}^* = x_{2\Sigma max}^* + x_{T-1}^* + x_{13}^* + x_{36}^*; \quad (5.61)$$

$$z_{3\Sigma max}^* = \sqrt{(r_{3\Sigma max}^*)^2 + (x_{3\Sigma max}^*)^2}$$

$$r_{3\Sigma max}^* = 4,07$$

$$x_{3\Sigma max}^* = 4,08 + 0,36 + 0,82 + 1,12 = 6,38;$$

$$z_{3\Sigma max}^* = \sqrt{4,07^2 + 6,38^2} = 7,57$$

- потужність короткого замикання:

$$S_{K3}^{(3)} = \frac{S_6}{z_{3\Sigma max}^*}; \quad S_{K3}^{(3)} = \frac{100}{7,57} = 13,2 \text{ МВА}$$

- струми трифазного к. з.:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{62}}{z_{3\Sigma max}^*}; \quad I_{K3}^{(3)} = \frac{5,5}{7,57} = 0,73 \text{ кА}$$

$$i_{y3}^{(3)} = 1,41 \cdot I_{K3}^{(3)}; \quad i_{y3}^{(3)} = 1,41 \cdot 0,73 = 1,03 \text{ кА}$$

$$I_{y3}^{(3)} = I_{K3}^{(3)}; \quad I_{y3}^{(3)} = 0,73 \text{ кА}$$

- струми двофазного к. з.:

$$I_{K3}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K3}^{(3)}; \quad I_{K3}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,73 = 0,64 \text{ кА}$$

$$i_{y3}^{(2)} = 0,87 \cdot i_{y3}^{(3)}; \quad i_{y3}^{(2)} = 0,87 \cdot 1,03 = 0,90 \text{ кА}$$

$$I_{y3}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{y3}^{(3)}; \quad I_{y3}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,73 = 0,64 \text{ кА}$$

Аналогічно пункту 2.6 цього параграфу проводиться розрахунок струмів к. з. в найбільш віддалених точках фідерів Ф-1; Ф-2; Ф-4. Результати розрахунків зведені у таблицях 5.35 – 5.37.

Таблиця 5.35 – Визначення опорів елементів схеми

Елемент схеми	Вихідний параметр	Розрахункова формула	Розрахункове значення
Базові величини	$S_{\delta}=100 \text{ МВА}$ $U_{\delta I}=37 \text{ кВ}$ $U_{\delta II}=10,5 \text{ кВ}$	$I_{\delta I} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta I}}$ $I_{\delta II} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta II}}$	$I_{\delta I} = 1,56 \text{ кА}$ $I_{\delta II} = 5,5 \text{ кА}$
Система (рисунок 5.26 а,б)	С1 (ДЖ1) $S_{ск1}^{(3)} = 342 \text{ МВА}$	$x_{c1}^* = \frac{S_{\delta}}{S_{ск1}^{(3)}}$	$x_{c1}^* = 0,29$
	С2 (ДЖ2) $I_{ск2}^{(3)} = 4,12 \text{ кА}$	$x_{c2}^* = \frac{I_{\delta I}}{I_{ск2}^{(3)}}$	$x_{c2}^* = 0,39$
Лінія 35 кВ (рисунок 5.26 а, б)	$x_{0л1} = 0,371 \text{ Ом/км}$ $r_{0л1} = 0,330 \text{ Ом/км}$ $l_{л1} = 22,8 \text{ км}$	$x_{л1}^* = x_{0л1} \cdot l_{л1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2}$ $r_{л1}^* = r_{0л1} \cdot l_{л1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2}$ $z_{л1}^* = \sqrt{(r_{л1}^*)^2 + (x_{л1}^*)^2}$	$x_{л1}^* = 0,62$ $r_{л1}^* = 0,55$ $z_{л1}^* = 0,83$
		$x_{л2}^* = x_{0л2} \cdot l_{л2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2}$ $r_{л2}^* = r_{0л2} \cdot l_{л2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2}$ $z_{л2}^* = \sqrt{(r_{л2}^*)^2 + (x_{л2}^*)^2}$	$x_{л2}^* = 0,85$ $r_{л2}^* = 0,63$ $z_{л2}^* = 1,06$
Трансформатор (рисунок 5.26 а, б)	$S_{нТ} = 2,5 \text{ МВА}$ $u_{к\%} = 6,5\%$	$x_T^* = \frac{u_{к\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{нТ}}$ $x_{Tmin}^* = 0,57 x_T^*$ $x_{Tmax}^* = 1,35 x_T^*$	$x_T^* = 2,60$ $x_{Tmin}^* = 1,48$ $x_{Tmax}^* = 3,56$
Лінія 10 кВ фідер Ф-3 (рисунок 5.26 а, б)	$x_{0Т-1} = 0,347 \text{ Ом/км}$ $r_{0Т-1} = 0,340 \text{ Ом/км}$ $l_{лТ-1} = 1,15 \text{ км}$	$x_{Т-1}^* = x_{0Т-1} \cdot l_{Т-1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2}$ $r_{Т-1}^* = r_{0Т-1} \cdot l_{Т-1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2}$ $z_{Т-1}^* = \sqrt{(r_{Т-1}^*)^2 + (x_{Т-1}^*)^2}$	$x_{Т-1}^* = 0,36$ $r_{Т-1}^* = 0,35$ $z_{Т-1}^* = 0,50$
	$x_{013} = 0,359 \text{ Ом/км}$ $r_{013} = 0,460 \text{ Ом/км}$ $l_{13} = 2,53 \text{ км}$	$x_{13}^* = x_{013} \cdot l_{13} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2}$ $r_{13}^* = r_{013} \cdot l_{13} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2}$ $z_{13}^* = \sqrt{(r_{13}^*)^2 + (x_{13}^*)^2}$	$x_{13}^* = 0,82$ $r_{13}^* = 1,06$ $z_{13}^* = 1,34$
	$x_{036} = 0,403 \text{ Ом/км}$ $r_{036} = 0,850 \text{ Ом/км}$ $l_{36} = 3,07 \text{ км}$	$x_{36}^* = x_{036} \cdot l_{36} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2}$ $r_{36}^* = r_{036} \cdot l_{36} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2}$ $z_{36}^* = \sqrt{(r_{36}^*)^2 + (x_{36}^*)^2}$	$x_{36}^* = 1,12$ $r_{36}^* = 2,37$ $z_{36}^* = 2,62$

Таблиця 5.36 – Визначення опорів елементів еквівалентних схем

Точка к. з.	Вихідні параметри	Режим	Розрахункова формула	Розрахункове значення
К1 (шини 35 кВ РТП ₀₂) рисунок 5.27 а	$x_{л1}^* = 0,62$ $r_{л1}^* = 0,55$ $x_{л2}^* = 0,85$ $r_{л2}^* = 0,63$ $x_{c1}^* = 0,29$ $x_{c2}^* = 0,39$	Максимальний	$z_1^* = \sqrt{(r_{л1}^*)^2 + (x_{c1}^* + x_{л1}^*)^2}$ $r_{1\Sigma}^* = \frac{r_{л1}^* \cdot r_{л2}^*}{r_{л1}^* + r_{л2}^*}$ $x_{1\Sigma}^* = \frac{(x_{c2}^* + x_{л2}^*)(x_{c1}^* + x_{л1}^*)}{x_{c2}^* + x_{л2}^* + x_{c1}^* + x_{л1}^*}$ $z_{1\Sigma}^* = \sqrt{(r_{1\Sigma}^*)^2 + (x_{1\Sigma}^*)^2}$	$z_1^* = 1,06$ $r_{1\Sigma}^* = 0,29$ $x_{1\Sigma}^* = 0,52$ $z_{1\Sigma}^* = 0,60$
		Мінімальний	$z_2^* = \sqrt{(r_{л2}^*)^2 + (x_{c2}^* + x_{л2}^*)^2}$	$z_2^* = 1,39$
К2 (шини 10 кВ РТП ₀₂) рисунок 5.27 б	$r_{1\Sigma}^* = 0,29$ $x_{1\Sigma}^* = 0,52$ $x_{T min}^* = 1,48$ $x_{T max}^* = 3,56$	Максимальний	$r_{2\Sigma}^* = r_{1\Sigma}^*$ $x_{2\Sigma}^* = x_{1\Sigma}^* + x_{T min}^*$ $z_{2\Sigma}^* = \sqrt{(r_{2\Sigma}^*)^2 + (x_{2\Sigma}^*)^2}$	$r_{2\Sigma}^* = 0,29$ $x_{2\Sigma}^* = 2,00$ $z_{2\Sigma}^* = 2,02$
		Мінімальний	$r_{2\Sigma max}^* = r_{2\Sigma}^*$ $x_{2\Sigma max}^* = x_{1\Sigma}^* + x_{T max}^*$ $z_{2\Sigma max}^* = \sqrt{(r_{2\Sigma max}^*)^2 + (x_{2\Sigma max}^*)^2}$	$r_{2\Sigma max}^* = 0,29$ $x_{2\Sigma max}^* = 4,08$ $z_{2\Sigma max}^* = 4,09$
К3 (найбільш віддалена точка) рисунок 5.27 в	$r_{2\Sigma}^* = 0,29$ $r_{T-1}^* = 0,35$ $r_{13}^* = 1,06$ $r_{36}^* = 2,37$ $x_{2\Sigma}^* = 2,00$ $x_{T-1}^* = 0,36$ $x_{13}^* = 0,82$ $x_{36}^* = 1,12$	Максимальний	$r_{3\Sigma}^* = r_{2\Sigma}^* + r_{T-1}^* + r_{13}^* + r_{36}^*$ $x_{3\Sigma}^* = x_{2\Sigma}^* + x_{T-1}^* + x_{13}^* + x_{36}^*$ $z_{3\Sigma}^* = \sqrt{(r_{3\Sigma}^*)^2 + (x_{3\Sigma}^*)^2}$	$r_{3\Sigma}^* = 4,07$ $x_{3\Sigma}^* = 4,3$ $z_{3\Sigma}^* = 5,92$
		Мінімальний	$r_{3\Sigma max}^* = r_{3\Sigma}^* ;$ $x_{3\Sigma max}^* = x_{2\Sigma max}^* + x_{T-1}^* + x_{13}^* + x_{36}^*$ $z_{3\Sigma max}^* = \sqrt{(r_{3\Sigma max}^*)^2 + (x_{3\Sigma max}^*)^2}$	$r_{3\Sigma max}^* = 4,07$ $x_{3\Sigma max}^* = 6,38$ $z_{3\Sigma max}^* = 7,57$

Таблиця 5.37 – Розрахункове значення струмів короткого замикання

Розрахункова формула	Розрахункове значення струмів к. з. при різних режимах мережі, кА					
	максимальний			мінімальний		
	K1	K2	K3	K1	K2	K3
$I_{ki}^{(3)} = \frac{I_{\delta i}}{z_{i\Sigma}}$	2,59	2,72	0,93	1,12	1,35	0,73
$S_{Ki}^{(3)} = \frac{S_{\delta}}{z_{i\Sigma}} \text{ (МВА)}$	166,7	49,5	16,9	71,9	24,5	13,2
$i_{yi}^{(3)} = 2,1 I_{ki}^{(3)}$ при к. з. на шинах 6 – 35 кВ РТП-35/6 – 20 кВ	5,44	5,71	-	2,35	2,84	-
$i_{y1}^{(3)} = 1,41 I_{ki}^{(3)}$ при к. з. в мережах 6 – 10 кВ	-	-	1,31	-	-	1,03
$I_{yi}^{(3)} = 1,21 I_{ki}^{(3)}$ при к. з. на шинах 6 – 35 кВ РТП-35/6 – 20 кВ	3,13	3,29	-	1,36	1,63	-
$I_{yi}^{(3)} = I_{ki}^{(3)}$ при к. з. в мережах 6 – 10 кВ	-	-	0,93	-	-	0,73
$I_{ki}^{(2)} = 0,87 I_{ki}^{(3)}$	2,25	2,37	0,81	0,97	1,18	0,64
$i_{yi}^{(2)} = 0,87 i_{yi}^{(3)}$	4,73	4,97	1,14	2,05	2,47	0,90
$I_{yi}^{(2)} = 0,87 I_{yi}^{(3)}$	2,72	2,86	0,81	1,18	1,42	0,64

3. Вибір високовольтної комутаційної апаратури. Відповідно запропонованої схеми первинних кіл комутації РТП₀₂-35/10 кВ (рисунок 5.25) необхідно здійснити розрахунок та вибір слідуючої комутаційної апаратури:

1) зі сторони високої напруги 35 кВ підстанції: роз'єднувачів QSG1 – QSG4, вимикача QW в перемичці, відокремлювача QR та короткозамикача QN в колі живлення силового трансформатора TV1;

2) з низької сторони 10 кВ: вимикачів у шафах відхідних ліній та на вводі і роз'єднувачів QS1.1 – QS7.1 в кожній із шаф.

Розрахунок та вибір комутаційної апаратури проводимо згідно рекомендацій підпункта 5.2.2.1 і умов вибору (таблиця 5.12). Розрахунок та перевірку здійснюємо в табличній формі.

3.1 Вибір роз'єднувачів. Зі сторони 35 кВ встановлено два роз'єднувача з двома заземлюючими ножами QSG1, QSG2 та два – з одним заземлюючим ножем QSG3, QSG4.

Розрахунковий струм тривалого перевантаження визначаємо за виразом:

$$I_{трив.р} = \frac{k_n \cdot S_{нТ}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (5.62)$$

де $S_{нТ}$ - номінальна потужність трансформатору, кВА;

U_n - номінальна напруга з боку установки шин, кВ;

k_n - коефіцієнт перевантаження, $k_n = 1,4$ [2.2]

$$I_{трив.р} = \frac{1,4 \cdot 2500}{1,73 \cdot 35} = 57,8 \text{ А}$$

Із додатку Д5.1, згідно умов (таблиця 5.38) вибираємо роз'єднувачі типа РДЗ.2-35/1000УХЛ1 – для зовнішньої установки, двоколунковий, з двома заземлювачами на номінальну напругу 35 кВ, номінальним струмом 1000 А з використанням в умовах помірного та холодного клімату, з категорією розміщення на відкритому повітрі, виконаним згідно ТУ У 343563759-94. В якості приводу використовується привід ПРЗ.2 УХЛ1 з двома валами заземлювачів з тими ж категоріями виконання по клімату та розміщенню. Виробник АВВ „РЗВА”, м. Рівне, Україна. Аналогічно проводиться вибір інших роз'єднувачів, які застосовуються в наведеній схемі первинної комутації підстанції. Технічні дані обраної номенклатури роз'єднувачів наведені у таблиці 5.39.

Таблиця 5.38 – Вибір та перевірка роз'єднувачів зі сторони 35 кВ.

Позицій- не поз- начення на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Чисель- не зна- чення	Параметр	Чисель- не зна- чення	Умова	Чисельні дані
QSG1, QSG2	$U_{роб}, \text{кВ}$	35	$U_{ном}, \text{кВ}$	35	$U_{ном} \geq U_{роб}$	35=35
	$I_{трив.р}, \text{А}$	57,8	$I_{ном}, \text{А}$	1000	$I_{ном} \geq I_{трив.р}$	1000>57,8
	$i_y^{(3)}, \text{кА}$	5,44	$i_{max}, \text{кА}$	63,0	$i_{max} \geq i_y^{(3)}$	63>5,44
	$I_y^{(3)}, \text{кА}$	3,13	$I_{max}, \text{кА}$	-	$I_{max} \geq I_y^{(3)}$	-
	$I_\infty^{(3)2} \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	10,73	$I_{m.c} = I_t^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1875,0	$I_{m.c} \geq I_\infty^{(3)2} \cdot t$	1875>10,73

Таблиця 5.39 – Технічні дані вибраних роз'єднувачів

Позиційне позначення на схемі	Тип роз'єднувача	Номинальна напруга $U_{ном}, кВ$	Номинальний струм $I_{ном}, А$	Струм електродинамічної стійкості $i_{max}, кА$	Струм термічної стійкості $I_t, кА$	Тривалість проходження струму термічної стійкості $t, с$	Норматив виконання	Тип приводу та норматив виконання	Виробник
QSG1, QSG2	РДЗ.2-35/1000УХЛ1	35	1000	63,0	25,0	3	ТУ У 343563759-94	ТУ У 343563759-019-94 ПРЗ.2УХЛ1	АВВ „РЗВА” м. Рівне Україна
QSG3, QSG4	РДЗ.1-35/1000УХЛ1	35	1000	63,0	25,0	3	ТУ У 343563759-94	ТУ У 343563759-019-94 ПРЗ.1УХЛ1	АВВ „РЗВА” м. Рівне Україна

3.2 Вибір відокремлювача (позиційне позначення *QR*). Умови вибору відокремлювачів ті ж самі, що і для роз'єднувачів. Необхідні вихідні дані наведені в попередніх розрахунках. На підставі цих даних та умов вибору з додатку Д5.2 вибираємо відокремлювач типу ОД-35/630У1 без заземлюючих ножів на номінальну напругу 35 кВ і номінальний струм 630 А з використанням в умовах помірного клімату та з категорією розміщення на відкритому повітрі. Для приводу відокремлювача прийнятий ручний привід типу ПРО-1-У1 першої модифікації з використанням в умовах помірного клімату і призначений для установки на відкритому повітрі. Умови вибору та технічні дані обраного відокремлювача наведені у таблиці 5.40.

3.3 Вибір короткозамикача (позиційне позначення *QN*). Для наведеної схеми первинної комутації необхідно обрати двополюсний короткозамикач. Згідно умов вибору (таблиця 5.12) та додатку Д5.3 вибрано короткозамикач типа КРН-35У1 зовнішньої установки на номінальну напругу 35 кВ з використанням в умовах помірного клімату і розташуванням на відкритому повітрі. Приводом короткозамикача є ручний привід типу ПРК-1-У1 першої модифікації, призначений для помірного клімату та установки на відкритому повітрі. Технічні дані та умови вибору короткозамикача наведені у таблиці 5.41.

Таблиця 5.40 – Вибір та перевірка відокремлювачів зі сторони 35 кВ

Позицій- не поз- начення на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Чисель- не зна- чення	Параметр	Чисель- не зна- чення	Умова	Чисельні дані
QR1	$U_{роб}, кВ$	35	$U_{ном}, кВ$	35	$U_{ном} \geq U_{роб}$	35=35
	$I_{трив.р}, А$	57,8	$I_{ном}, А$	630	$I_{ном} \geq I_{трив.р}$	630>57,8
	$i_y^{(3)}, кА$	5,44	$i_{max}, кА$	80	$i_{max} \geq i_y^{(3)}$	80>5,44
	$I_y^{(3)}, кА$	3,13	$I_{max}, кА$	31	$I_{max} \geq I_y^{(3)}$	31>3,13
	$I_{\infty}^{(3)2} \cdot t, кА^2 \cdot с$	10,73	$I_t^2 \cdot t, кА^2 \cdot с$	48	$I_{т.с} \geq I_{\infty}^{(3)2} \cdot t$	48>10,73

Таблиця 5.41 – Вибір та перевірка короткозамикача

Позицій- не поз- начення на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Чисель- не зна- чення	Параметр	Чисель- не зна- чення	Умова	Чисельні дані
QN	$U_{роб}, кВ$	35,0	$U_{ном}, кВ$	35,0	$U_{ном} \geq U_{роб}$	35=35
	$i_y^{(3)}, кА$	5,44	$i_{max}, кА$	42,0	$i_{max} \geq i_y^{(3)}$	42>5,44
	$I_y^{(3)}, кА$	3,13	$I_{max}, кА$	16,5	$I_{max} \geq I_y^{(3)}$	16,5>3,13
	$I_{\infty}^{(3)2} \cdot t, кА^2 \cdot с$	10,73	$I_t^2 \cdot t, кА^2 \cdot с$	40,0	$I_t^2 \cdot t \geq I_{\infty}^{(3)2} \cdot t$	40>10,73

3.4 Вибір вимикачів. На стороні 35 кВ встановлено один вимикач QW в перемичці між двома живлячими лініями. Умови вибору, розрахункові дані та параметри вибраного вимикача наведені в таблиці 5.42. Згідно додатку Д5.4 вибрано вимикач типу ВТ-35-800-12,5У1 – масляний на номінальну напругу 35 кВ і номінальний струм 800 А, з номінальним струмом відключення 12,5 кА, призначений для використання у умовах помірного клімату з розташуванням на відкритому повітрі. Умови вибору та основні технічні характеристики вимикача наведені у таблиці 5.42.

З низької сторони 10 кВ встановлені викатні елементи, які передбачено встановлювати в комплектних розподільчих пристроях зовнішньої установки. Розрахунковий струм тривалого перевантаження для вимикача QW3 (ввідна шафа) буде дорівнювати:

$$I_{трив.р} = \frac{1,4 \cdot 2500}{1,73 \cdot 10} = 202,3 \text{ А}$$

Для останніх вимикачів (відхідні лінії) QW1.1; QW2.1; QW5.1; QW7.1 максимальний струм визначається з потужності кожної відхідної лінії з урахуванням коефіцієнту перевантаження. Із розрахунків, зроблених раніше (п. 4.5), навантаження фідера Ф-1

складає $S_I=1639,8 \text{ кВА}$. Тоді струм відхідної лінії буде:

$$I_{\text{трив.р1}} = \frac{1,4 \cdot 1639,8}{1,73 \cdot 10} = 132,7 \text{ А}$$

Аналогічно розраховуються струми тривалого перевантаження для останніх фідерів Ф-1 – Ф-4.

Таблиця 5.42 – Вибір та перевірка вимикача зі сторони 35 кВ

Позицій- не поз- начення на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Чисель- не зна- чення	Параметр	Чисель- не зна- чення	Умова	Чисельні дані
QW	$U_{\text{роб}}, \text{кВ}$	35	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	35	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}$	35=35
	$I_{\text{трив.р}}, \text{А}$	57,8	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	800	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{трив.р}}$	800>57,8
	$i_y^{(3)}, \text{кА}$	5,44	$i_{\text{max}}, \text{кА}$	31,5	$i_{\text{max}} \geq i_y^{(3)}$	31,5>5,44
	$I_{\text{к}}^{(3)}, \text{кА}$	2,59	$I_{\text{вим}}, \text{кА}$	12,5	$I_{\text{вим}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}$	12,5>2,59
	$I_{\infty}^{(3)2} \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	10,73	$I_t^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	50,0	$I_{\text{т.с}} \geq I_{\infty}^{(3)2} \cdot t$	50,0>10,73

Для ввідної шафи, згідно до додатку Д5.4, вибираємо вакуумний вимикач типа ВВ-10У-20/630У3 з пружинним приводом на номінальну напругу 10 кВ і номінальний струм 630 А, який використовується для роботи в шафах комплектних розподільчих пристроїв як внутрішньої, так і зовнішньої установки у сукупності з викатними елементами в умовах помірного клімату, з категорією розміщення в неопалюваних приміщеннях. Аналогічні вимикачі згідні для використання в чарунках відхідних ліній. Умови вибору та технічні дані обраних вимикачів наведені у таблицях 5.43 і 5.44.

Таблиця 5.43 – Вибір та перевірка вимикача зі сторони 10 кВ (ввідна шафа розподільчого пристрою).

Позицій- не позна- чення на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Чисель- не зна- чення	Параметр	Чисель- не зна- чення	Умова	Чисельні дані
QW3.1	$U_{\text{роб}}, \text{кВ}$	10	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}$	10=10
	$I_{\text{трив.р}}, \text{А}$	202,3	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	630	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{трив.р}}$	630>202,3
	$i_y^{(3)}, \text{кА}$	5,71	$i_{\text{max}}, \text{кА}$	52,0	$i_{\text{max}} \geq i_y^{(3)}$	52,0>5,71
	$I_{\text{к}}^{(3)}, \text{кА}$	2,72	$I_{\text{вим}}, \text{кА}$	20,0	$I_{\text{вим}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}$	20,0>2,72
	$I_{\infty}^{(3)2} \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	11,84	$I_t^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	60,0	$I_{\text{т.с}} \geq I_{\infty}^{(3)2} \cdot t$	60,0>11,84

Таблиця 5.44 – Технічні дані вибраних вимикачів

Позиційне позначення на схемі	Тип роз'єднувача	Номінальна напруга $U_{ном}, кВ$	Номінальний струм $I_{ном}, А$	Струм електродинамічної стійкості $i_{max}, кА$	Струм термічної стійкості $I_t, кА$	Тривалість проходження струму термічної стійкості $t, с$	Номінальний струм вимикання $I_{вим}, кА$	Час спрацьовування $t_i, с$		Спосіб гасіння дуги та норматив виконання	Тип приводу та норматив виконання	Виробник
								вмикання	відключення			
QW	BT-35/800-12,5Y1	35	800	31,5	12,5	4	12,5	0,34	0,06	масляний ТУ	пружинний ІПІ-67	ABB „P3BA” м. Рівне Україна
QW1.1	BB-10Y-20/630Y3	10	630	52,0	20,0	3	20,0	-	-	вакуумний ТУ	пружинний	
QW2.1	BB-10Y-20/630Y3	10	630	52,0	20,0	3	20,0	-	-			
QW3.1	BB-10Y-20/630Y3	10	630	52,0	20,0	3	20,0	-	-			
QW5.1	BB-10Y-20/630Y3	10	630	52,0	20,0	3	20,0	-	-			
QW7.1	BB-10Y-20/630Y3	10	630	52,0	20,0	3	20,0	-	-			

4. *Вибір вимірювальних приладів і засобів контролю.* На підставі схеми вимірів, контролю та обліку (таблиця 5.22) згідно вимог ПУЕ для розроблюваної схеми підстанції (рисунок 5.25) визначаємо номенклатуру приладів, які необхідні для підключення:

1) з високої сторони 35 кВ:

- у перемичці з секційним вимикачем QW встановлюємо амперметр Э378, лічильники активної САЗУ-И681 та реактивної енергії СРЗУ-И673, так як в даному випадку здійснюється транзит потужності [2.5; 3.1; Д8.1];

- з високої сторони трансформатору TV1 встановлюємо амперметр типа Э378 [2.2; 3.1; Д8.1];

2) з низької сторони 10 кВ:

- зі сторони вторинної напруги трансформатора TV1 перед вимикачем, згідно [2.2; 3.1] встановлюємо три амперметри типа Э378, ватметр Д30, варметр Д341, лічильники активної САЗУ-И681 та реактивної СРЗУ-И673 енергії [Д8.1];

- на секції шин 10 кВ додатково встановлюється вольтметр Э378 [Д8.1], а також передбачено контроль стану ізоляції;

- у кожній чарунці відхідних ліній 10 кВ встановлюємо амперметр Э378, лічильники активної САЗУ-И681 та реактивної СРЗУ-И673 енергії [Д8.1];

- у чарунці трансформатора власних потреб, згідно рекомендацій (таблиця 5.22) встановлюємо амперметр Э378 і лічильник активної енергії САЗУ-И681 [Д8.1].

Підключення усіх вимірювальних приладів та лічильників енергії здійснюється через перетворюючі пристрої, як по струму, так і по напрузі. За родом струму усі прилади призначені для використання в колах змінного струму частотою 50 Гц. За класом точності та діапазоном вимірювань відповідають вимогам ПУЕ, основні з яких наведені у пп. 5.2.2.4. Окрім того, при виборі враховані умови алгоритму рисунку 5.16. Умови вибору, вихідні дані для розрахунків та технічні характеристики обраних вимірювальних приладів, засобів контролю та обліку наведені у таблиці 5.45.

5. *Вибір трансформаторів струму.* На стороні вищої напруги 35 кВ у перемичці встановлений трансформатор струму, призначений для приєднання вимірювальних приладів і приладів релейного захисту. До даного трансформатора приєднані амперметр Э377 ($S_a=0,25 \text{ В}\cdot\text{А}$), лічильник активної енергії САЗУ-И681 ($S_{ла}=1,5 \text{ В}\cdot\text{А}$), лічильник реактивної енергії СРЗУ-И674 ($S_{лр}=2,0 \text{ В}\cdot\text{А}$). Крім того, вихідними даними є: $I_{трив.р} = 57,8 \text{ А}$; $I_{к1}^{(3)} = 2,59 \text{ кА}$; $i_{ук1}^{(3)} = 5,4 \text{ кА}$; $t_\phi = 2,5 \text{ с}$. Відстань від місця розташування трансформаторів струму до вимірювальних приладів складає $l = 24 \text{ м}$. З'єднання виконано мідними проводами.

Підходящим по розрахунковому струму може бути трансформатор струму типа ТФЗМ-35А-0,5/Р-75У1, призначений для зовнішньої установки, в порцеляновому покритті з обмоткою звеневого типу та масляним наповненням на номінальну напругу 35 кВ, номінальним струмом первинної обмотки $I_{1н} = 75 \text{ А}$, має дві вторинні обмотки з $I_{2н} = 5 \text{ А}$, призначені для приєднання

вимірювальних приладів (клас точності 0,5) та пристроїв релейного захисту (Р). Номінальне вторинне навантаження у класі точності 0,5 складає $S_{2н}=50 \text{ В}\cdot\text{А}$, а для обмотки приєднання пристроїв релейного захисту $S_{2н}=20 \text{ В}\cdot\text{А}$. Односекундна термічна кратність складає $k_m = 65$, а динамічна $k_d = 150$ (додаток Д6). Згідно умови (5.15) та з урахуванням (5.16) отримуємо:

$$S_{2н} \geq S_a + S_{ла} + S_{лр} + I_{2н}^2 \cdot R_{пров} + I_{2н}^2 \cdot R_k \quad (5.63)$$

Приймаючи активний опір контактів $R_k = 0,1 \text{ Ом}$ [5.2] з виразу (5.63) визначаємо необхідний опір з'єднувальних проводів $R_{пров}$:

$$R_{пров} \leq \frac{S_{2н} - (S_a + S_{ла} + S_{лр} + I_{2н}^2 \cdot R_k)}{I_{2н}^2} \quad (5.64)$$

$$R_{пров} \leq \frac{50 - (0,25 + 1,5 + 2,0 + 5^2 \cdot 0,1)}{5^2} = 0,25 \text{ Ом}$$

Переріз з'єднувальних проводів визначаємо за виразом (5.18) з урахуванням того, що прилади з'єднані повної зірки $k_{сх} = 1,0$:

$$F_{д.пров} = \frac{\rho \cdot l}{R_{пров}}; \quad F_{д.пров} = \frac{0,0283 \cdot 24}{0,25} = 2,72 \text{ мм}^2$$

Вибираємо провід перерізом $F_{д.пров} = 4 \text{ мм}^2$. Опір з'єднувальних проводів буде дорівнювати:

$$R_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 24}{4,0} = 0,17 \text{ Ом}$$

Тоді вторинне навантаження трансформатора струму буде складати:

$$S_{2р} \geq 0,25 + 1,5 + 2,0 + 5^2 \cdot 0,17 + 5^2 \cdot 0,1 = 10,5 \text{ В}\cdot\text{А}$$

На термічну стійкість трансформатор струму перевіряємо за умовою:

$$(I_{In} \cdot k_T)^2 t \geq I_{K1}^{(3)2} \cdot t_\phi, \quad (5.65)$$

де $I_{K1}^{(3)}$ - усталений струм короткого замикання на шинах 35 кВ, кА;

t_ϕ - приведений (фіктивний) час дії к. з., с;

t - тривалість дії к. з., на яку розраховано трансформатор струму, с; береться з паспортних даних.

$$(I_{In} \cdot k_T)^2 t = (0,075 \cdot 65)^2 \cdot 1,0 = 31,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{K1}^{(3)2} \cdot t_\phi = 2,59^2 \cdot 2,5 = 16,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова (5.65) виконується.

На динамічну стійкість трансформатор струму перевіряємо за умовою:

$$\sqrt{2} I_{In} \cdot k_d \geq i_{y1}^{(3)} \quad (5.66)$$

$$\sqrt{2} I_{In} \cdot k_d = 1,41 \cdot 0,075 \cdot 150 = 15,9 \text{ кА}; \quad i_{y1}^{(3)} = 5,44 \text{ кА}$$

Таблиця 5.45 – Технічні дані вибраних приладів контролю та обліку

Місце розташування	Найменування приладу	Тип	Номинальний струм $I_{нл}, A$	Номинальна напруга $U_{нл}, B$	Клас точності	Діапазон вимірювання		Споживча потужність обмотки, B·A		$\cos\varphi$	$\sin\varphi$
						безпосередньо	непряме	струму	напруги		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Сторона ВН 35 кВ: - перемичка з вимикачем QW	Амперметр	ЭЗ78		$\frac{100}{\sqrt{3}}$	1,5	-	0-75 A	0,25	-	1,0	-
	Лічильник активної енергії	САЗУ	5	100	2,0	-	-	1,5	2,0	0,39	0,92
	Лічильник реактивної енергії	СРЗУ	5	100	2,5	-	-	2,0	2,5	0,39	0,92
- трансформатор TV1	Амперметр	ЭЗ78		$\frac{100}{\sqrt{3}}$	1,5	-	0-75 A	0,25	-	1,0	-
Сторона НН 10 кВ: - чарунка вимикача QW3.1	Амперметр	ЭЗ78		$\frac{100}{\sqrt{3}}$	1,5	-	0-250 A	0,25	-	1,0	-

Продовження таблиці 5.45

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Ватметр	Д30			2,5	-	0-3000 Вт	1,5	3,0	1,0	-
	Варметр	Д341			2,5	-	-	1,5	3,0	1,0	-
	Лічильник активної енергії	СА3У	5	100	2,0	-	-	1,5	2,0	0,39	0,92
	Лічильник реактивної енергії	СР3У	5	100	2,5	-	-	2,0	2,5	0,39	0,92
- шини 10 кВ	Вольтметр	ЭЗ78		$\frac{100}{\sqrt{3}}$	1,0	-	0-10 кВ	-	2,6	1,0	-
- чарунка відхідної лінії 10 кВ	Амперметр	ЭЗ78		$\frac{100}{\sqrt{3}}$	1,5	-	0-75 А	0,25	-	1,0	-
	Лічильник активної енергії	СА3У	5	100	2,0	-	-	1,5	2,0	0,39	0,92
	Лічильник реактивної енергії	СР3У	5	100	2,5	-	0-5 А	0,25	-	1,0	-
- чарунка трансформатору власних потреб	Амперметр	ЭЗ78		$\frac{100}{\sqrt{3}}$	1,5	-	0-5 А	0,25	-	1,0	-
	Лічильник активної енергії	СА3У	5	100	2,0	-	-	1,5	2,0	0,38	0,92

Динамічній стійкості трансформатор струму також відповідає.

Умови вибору та технічні дані трансформаторів струму наведені у таблицях 5.46 і 5.47.

Таблиця 5.46 – Вибір та перевірка трансформатору струму зі сторони 35 кВ

Позицій- не позначення на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Чисельне значення	Параметр	Чисельне значення	Умова	Чисельні дані
ТА1	$U_{роб}, кВ$	35	$U_{ном}, кВ$	35	$U_{ном} \geq U_{роб}$	35=35
	$I_{трив.р}, А$	57,8	$I_{1н}, А$	75	$I_{1н} \geq I_{трив.р}$	75>57,8
	$S_{2р}, В \cdot А$	10,5	$S_{2н}, В \cdot А$	50	$S_{2н} \geq S_{2р}$	50>10,5
	$I_{к1}^{(3)2} \cdot t_{\phi},$ $кА^2 \cdot с$	16,77	$(I_{1н} \cdot k_T)^2 t,$ $кА^2 \cdot с$	31,6	$(I_{1н} \cdot k_T)^2 t \geq$ $I_{к1}^{(3)2} \cdot t_{\phi}$	31,6>16,77
	$i_{y1}^{(3)}, кА$	5,44	$I_t^2 \cdot t,$ $кА^2 \cdot с$	15,9	$\sqrt{2} I_{1н} \cdot k_d \geq$ $i_{y1}^{(3)}$	15,9>5,44

6. Вибір трансформаторів напруги. Для визначення дійсного вторинного навантаження необхідно знати загальну кількість вимірювальних приладів, їх тип; потужність та коефіцієнт потужності. Номенклатура, необхідна кількість та інші необхідні дані вимірювальних приладів наведено у таблиці 5.45. Загальна кількість їх зі сторони 10 кВ складає: амперметри типа Э378 ($S_A = 0,25 В \cdot А$; $\cos \varphi_A = 1,0$) – 6 шт; вольтметри Э378 ($S_V = 2,6 В \cdot А$; $\cos \varphi_V = 1,0$) – 1 шт; лічильники активної енергії САЗУ-И681 ($S_{CA} = 2,0 В \cdot А$; $\sin \varphi_{CA} = 0,92$ $\cos \varphi_A = 0,39$) – 6 шт; лічильники реактивної енергії СРЗУ-И673 ($S_{CP} = 2,5 В \cdot А$; $\sin \varphi_{CP} = 0,92$ $\cos \varphi_{CP} = 0,39$) – 5 шт; ватметр Д30 ($S_W = 3,0 В \cdot А$; $\cos \varphi_W = 1,0$) – 1 шт; варметр Д341 ($S_{WP} = 3,0 В \cdot А$; $\cos \varphi_{WP} = 1,0$) – 1 шт. Вимірювальні прилади приєднуються до вторинної обмотки, яка з'єднана у зірку. Вторинне навантаження визначається за виразом (5.23). Для даного випадку:

$$S_{2р}^2 = (S_A \cdot \cos \varphi_A \cdot n_A + S_V \cdot \cos \varphi_V \cdot n_V + S_{CA} \cdot \cos \varphi_{CA} \cdot n_{CA} + S_{CP} \cdot \cos \varphi_{CP} \cdot n_{CP} + S_W \cdot \cos \varphi_W \cdot n_W + S_{WP} \cdot \cos \varphi_{WP} \cdot n_{WP})^2 + (S_{CA} \cdot \sin \varphi_{CA} \cdot n_{CA} + S_{CP} \cdot \sin \varphi_{CP} \cdot n_{CP})^2, \quad (5.67)$$

де n_i - кількість вимірювальних приладів і-го типу.

$$S_{2p}^2 = (0,2 \cdot 1,0 \cdot 6 + 2,6 \cdot 1,0 \cdot 1 + 2,0 \cdot 0,39 \cdot 6 + 2,5 \cdot 0,39 \cdot 5 + \\ + 3,0 \cdot 1,0 \cdot 1 + 3,0 \cdot 1,0 \cdot 1)^2 + (2,0 \cdot 0,92 \cdot 6 + 2,5 \cdot 0,92 \cdot 5)^2 = 896,2 (B \cdot A)^2$$

$$S_{2p}^2 = \sqrt{896,2} = 29,94 B \cdot A$$

Згідно алгоритму (рисунок 5.15) та з урахуванням того, що $U_{Tн} \geq U_{уст.н} = 10 \text{ кВ}$ і $S_{Tн2} \geq S_{2p} = 29,94 B \cdot A$ по додатку Д7 (таблиця Д7.1) обираємо трансформатор типа ЗНМИ-10-У2 – трансформатор напруги трифазний з заземленим виводом первинної обмотки, масляний, з додатковою обмоткою „І” для контролю ізоляції. Номінальна первинна напруга 10 кВ, вторинна – 100 В, призначений для роботи в умовах помірного клімату та для розміщення у закритих зовнішніх неопалюваних приміщеннях. Номінальна потужність обмотки класу точності 0,5 дорівнює $S_{Tн2} = 45 B \cdot A$ з максимальною потужністю $S_{2max} = 1000 B \cdot A$.

Зі сторони вищої напруги 35 кВ вибираємо трансформатор напруги типа ЗНОМП-35-У1 з паспортними даними: $U_{ВН} = 35000 / \sqrt{3} B$; $U_{НН} = 100 / \sqrt{3} B$; $U_v = 100 B$; $S_{Tн2} = 200 B \cdot A$; $S_{2max} = 1200 B \cdot A$.

7. Вибір запобіжників. Згідно принципової схеми кіл первинної комутації підстанції (рисунок 5.25) трансформатор власних потреб від коротких замикань захищається запобіжниками. Вибір та перевірку запобіжників виконуємо за алгоритмом рисунку 5.18. Вихідними даними для трансформатора власних потреб є: $U_{н.с} = 10 \text{ кВ}$; $I_{н.тр} = 1,45 A$; $u_{Т.к} = 4,5 \%$; $S_{Tн} = 25 \text{ кВ} \cdot A$; $U_{Tн} = 10 \text{ кВ}$; $P_{ТХ} = 105 Bm$; $P_{ТК} = 600 Bm$.

Для захисту вибираємо запобіжник типа ПКТ-10-12,5У3 з технічними даними згідно умов (5.24 – 5.25): $U_{н.з} = 10 \text{ кВ} = U_{н.м} = 10 \text{ кВ}$; $I_{н.з} = 40 A > I_{н.тр} = 1,45 A$; $I_{відк} = 12,5 \text{ кА}$ (таблиця Д9.1). Для перевірки та забезпечення виконання інших умов алгоритму (рисунок 5.18) визначаємо струм трифазного короткого замикання на стороні 0,4 кВ трансформатору власних потреб (ТВ4.1 рисунок 5.25). Вирази для визначення необхідних величин наведені у п. 2 даного підрозділу:

$$I_{60,4} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{60,4}}; I_{60,4} = \frac{100}{1,73 \cdot 0,4} = 144,5 \text{ кА}$$

$$x_{ТВП}^* = \frac{u_{к\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{Tн}}; x_{ТВП}^* = \frac{4,5 \cdot 100}{100 \cdot 0,025} = 180$$

З урахуванням даних таблиці 5.36 та схеми (рисунок 5.26):

$$r_{СТВП}^* = r_{2\Sigma}^*; x_{СТВП}^* = x_{2\Sigma}^* + x_{ТВП}^*; x_{СТВП}^* = 2,0 + 180 = 182;$$

$$z_{СТВП}^* = \sqrt{(r_{СТВП}^*)^2 + (x_{СТВП}^*)^2}; z_{СТВП}^* = \sqrt{0,29^2 + 182^2} = 182$$

Таблиця 5.47 – Технічні характеристики вибраних трансформаторів струму

Позиційне позначення на схемі	Тип трансформатору струму	Варіант виконання обмоток	Номинальний струм, А		Вторинна напруга, кВ	Номинальне вторинне навантаження в класі точності, В·А				Односекундна термічна стійкість k_T	Електродинамічна кратність k_d
			первинний	вторинний		0,5	1,0	3,0	10		
ТА1	ТФЗМ-35А-0,5/Р-75У1	0,5/Р	75	5	35	50	-	-	20	65	150
ТА4 – ТА6	ТВТ-35-/Р-300У2	Р	100	5	35	-	-	-	15	25	150
ТА1.1 – ТА1.2 ТА2.1 – ТА2.2 ТА5.1 – ТА5.2 ТА7.1 – ТА7.2	ТПЛ-10-0,5/Р-150У2	0,5/Р	150	5	10	10	20	30	-	90	250
ТА3.1 – ТА3.2	ТПЛ-10-0,5/Р-300У2	0,5/Р	300	5	10	15	25	30	-	90	250

Струм трифазного к. з. зі сторони 0,4 кВ трансформатору власних потреб буде складати:

$$I_{\kappa 0,4}^{(3)} = \frac{I_{60,4}^*}{Z_{\Sigma \text{ТВП}}}; I_{\kappa 0,4}^{(3)} = \frac{144,5}{182} = 0,794 \text{ кА}$$

На боці 10 кВ ТВП:

$$I_{\kappa 10}^{(3)} = \frac{I_{\kappa 0,4}}{K_T}; I_{\kappa 10}^{(3)} = \frac{0,794}{25} = 32,8 \text{ А}$$

Визначаємо час плавлення вставки запобіжника при к. з. з низької сторони ТВП за виразом (5.29). При цьому повний час спрацювання захисту зі сторони 0,4 кВ, з яким здійснюється узгодження запобіжника $t_{\text{с.з.}} = 0,03 \text{ с}$; мінімальна ступінь селективності $\Delta t = 0,6 \text{ с}$; коефіцієнт приведення каталогового часу плавлення вставки до часу її розігріву $k_n = 0,9$. Тоді:

$$t_{\text{с}} \geq \frac{0,03 + 0,6}{0,9} = 0,7 \text{ с}$$

По таблиці 5.24 вибираємо плавку вставку запобіжника з $I_{\text{н.вст}} = 3 \text{ А}$. При $I_{\text{н.вст}} = 3 \text{ А}$ час плавлення вставки $t_{\text{с}}$, згідно ампер-секундної характеристики (рисунк 5.17 а) буде дорівнювати: $t_{\text{с}2} = 0,03 \text{ с}$. Так як $t_{\text{с}2} = 0,03 \text{ с} < t_{\text{с}} \geq 0,7 \text{ с}$, умова (5.29) не виконується. Тому вибираємо запобіжник з $I_{\text{н.вст}} = 5 \text{ А}$. Тоді $t_{\text{с}2} = 0,72 \text{ с}$ (рисунк 5.17 а). В даному випадку умова (5.29) виконується.

Перевіряємо термічну стійкість трансформатора при проходженні струму к. з. по умові (5.30). Кратність термічної стійкості трансформатору:

$$k = \frac{I_{\kappa 10}^{(3)}}{I_{\text{н.тр}}}; k = \frac{32,8}{1,45} = 22,6$$

Допустимий час проходження струму к. з. через трансформатор (вираз (5.31):

$$t_{\text{к}} = \frac{900}{k^2}; t_{\text{к}} = \frac{900}{22,6^2} = 1,76 \text{ с}$$

Так як умова (5.30) виконується, тобто $t_{\text{с}2} \leq t_{\text{к}} \leq 5 \text{ с}$ ($0,72 \leq 1,73 \leq 5 \text{ с}$), термічна стійкість трансформатору власних потреб при к. з. буде забезпечена.

8. Вибір жорстких шин. Вихідні дані: одна секція прямокутних шин, які встановлені в одній горизонтальній площині плашмя з прольотом $l = 0,8 \text{ м}$ і відстанню між вісями опорних ізоляторів суміжних фаз $a = 0,25 \text{ м}$. Матеріал шин –

алюміній з допустимим значенням напруження на згин $\sigma_{дон} = 70 \text{ МПа}$; кількість прольотів – більше двох. Крім того, розрахунковий максимальний струм секції шин дорівнює $I_{p.max} = I_{трив.p} = I_{д.p} = 202,3 \text{ А}$ (п. 3.4); $I''^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = I_{к2}^{(3)} = 2,72 \text{ кА}$; $i_{ук2}^{(3)} = 5,71 \text{ кА}$; $I_{к2}^{(2)} = 2,37 \text{ кА}$ (дані таблиці 5.37). Розрахунковий час проходження струму к. з. при міжфазних коротких замиканнях $t_k = t_z + t_{вим} = 1,4 + 0,2 = 1,6 \text{ с}$ (за виразом 5.10).

Розрахунок здійснюємо згідно алгоритмів (рисунок 5.22 та 5.19). Так як шини встановлені в РП-10 плашмя, то допустимий по умові тривалого нагріву струм $I_{т.дон}$ необхідно зменшити на 5%, тобто $0,95 I_{т.дон} \geq I_{д.p} = I_{трив.p}$; $I_{трив.p} / 0,95 = 202,3 / 0,95 = 213 \text{ А}$. Із таблиці 5.29 вибираємо алюмінієві шини з достатнім перерізом: $F_{ж.ш} = h \cdot b = 20 \cdot 3 = 60 \text{ мм}^2$ з $I_{т.дон} = 215 \text{ А}$.

Перевіряємо вибрані шини на термічну стійкість. Так як $I''^{(3)} = I_{\infty}^{(3)}$, то $\beta''^{(3)} = 1$. По рисунку 5.12 а при $\beta''^{(3)} = 1$ та $t_k = 1,6 \text{ с}$ визначаємо приведений час для періодичної складової струму к. з. $t_{ф.н}$, який дорівнює $t_{ф.н} = 1,31 \text{ с}$. Так як $t_k > 1 \text{ с}$, то $t_{ф} = t_{ф.н} = 1,31 \text{ с}$, тобто фіктивний приведений час аперіодичної складової струму к. з. не враховується.

Визначаємо температуру шин до моменту короткого замикання по виразу 4.1 алгоритму (рисунок 5.19):

$$\vartheta_p = \vartheta_{н.н} + (\vartheta_{т.дон} - \vartheta_{н.н}) \left(\frac{I_{трив.p}}{I_{т.дон}} \right)^2; \text{ де } \vartheta_{т.дон} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ (таблиця 5.25)}$$

$$\vartheta_{н.н} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ (таблиця 5.27)}$$

$$\vartheta_p = 25 + (70 - 25) \left(\frac{202,3}{215,0} \right)^2 = 64,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

По кривим (рисунок 5.20) та при $\vartheta_p = 64,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для алюмінієвих шин знаходимо значення $A_{\vartheta_p} = 0,63 \cdot 10^4$. Визначаємо A_{ϑ_k} за виразом пункту 4.4 алгоритму рисунку 5.19:

$$A_{\vartheta_k} = A_{\vartheta_p} + \left(\frac{I_{\infty}^{(3)}}{F_{ж.ш}} \right)^2 \cdot t_{ф};$$

$$A_{\vartheta_k} = 0,63 \cdot 10^4 + \left(\frac{2720}{60} \right)^2 \cdot 1,31 = 0,899 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$$

Із залежності (рисунок 5.20) по $A_{\vartheta_k} = 0,899 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$ знаходимо

значення $\vartheta_{к.розр} = 92 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Знаходимо значення гранично допустимої температури нагріву алюмінієвих шин при короткому замиканні $\vartheta_{к.дон} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (таблиця 5.26). Так як $\vartheta_{к.дон} > \vartheta_{к.розр}$, шини задовольняють умовам термічної стійкості.

Для перевірки шин на електродинамічну стійкість визначаємо силу $F_{розр}$, яка діє на шини при проходженні ударного струму трифазного к. з. за виразом (5.37) або по п. 6 алгоритму (рисунок 5.22).

$$F_{розр} = 1,76 k_{\phi} \cdot i_y^{(3)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7}$$

Для визначення коефіцієнту форми k_{ϕ} розраховуємо співвідношення по п. 6.2 алгоритму (рисунок 5.22) або за виразом (5.38):

$$m = \frac{b}{h} = \frac{3}{20} = 0,15; \quad \frac{a-b}{b+h} = \frac{250-3}{3+20} = 10,7$$

Так як $\frac{a-b}{b+h} > 2$, то коефіцієнт $k_{\phi} = 1$. Тоді:

$$F_{розр} = 1,76 \cdot 1,0 \cdot 5710^2 \cdot \frac{0,8}{0,25} \cdot 10^{-7} = 18,4 \text{ Н}$$

Визначаємо момент опору шин W за виразами таблиці 5.32:

$$W = 0,167 \cdot b \cdot h^2; \quad W = 0,167 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot (25 \cdot 10^{-3})^2 = 313,1 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$$

Розрахункове напруження на згин шин визначаємо за виразом (5.40) або п. 8 алгоритму (рисунок 5.22).

$$\sigma_{розрах} = \frac{F_{розрах}}{10W}; \quad \sigma_{розрах} = \frac{18,4}{313,1} \cdot 10^9 = 58,8 \text{ МПа}$$

Допустиме значення напружень згину алюмінієвих жил дорівнює $\sigma_{дон} = 65 \text{ МПа}$ (таблиця 5.31).

Так як $\sigma_{дон} > \sigma_{розрах}$, то шини задовольняють умовам електродинамічної стійкості, а з урахуванням результатів розрахунків на термічну стійкість можна заключити, що шини задовольняють усім умовам вибору та можуть бути прийняті до установки.

9. Вибір ізоляторів. Для монтажу шин в РП-10 кВ необхідні опорні ізолятори, які вибираємо за умовами алгоритму (рисунок 5.24). Згідно умови $U_{із.н} \geq U_{уст.н} = 10 \text{ кВ}$ із таблиці Д10.1 вибираємо ізолятори типа ИОС-10-500 УХЛ – ізолятор опорний стержневий, розрахований на $U_{із.н} = 10 \text{ кВ}$ та руйнуюче навантаження на згин $F_{руйн} = 500 \text{ кН}$, який застосовується в умовах помір-

ного та холодного клімату.

Визначаємо допустиме навантаження на ізолятор, Н (п. 7 алгоритму або вираз (5.43):

$$F_{\text{дон}} \approx 0,6 F_{\text{руйн}}; F_{\text{дон}} \approx 0,6 \cdot 500 = 300 \text{ кН}$$

Так як $F_{\text{із.розрах}} = 18,4 \text{ Н}$ (відомо із попереднього розрахунку (п. 8) значно менше $F_{\text{дон}} = 300 \text{ кН}$, то умова (5.43) або п. 8 алгоритму вибору (рисунок 5.24) виконується і даний тип ізоляторів може бути запропонований для використання в РП-10 кВ.

10. Вибір комплектного розподільчого пристрою 10 кВ. Для реалізації схеми первинних кіл комутації зі сторони 10 кВ та використання розрахованого і запропонованого електрообладнання найбільш ефективним є застосування комплектного розподільчого пристрою зовнішньої установки серії КРЗ-10 з набором стандартних шаф (додаток ДЗ, таблиця ДЗ.2.1). До складу розподільчого пристрою КРЗ-10 вибираємо наступні стандартні шафи:

1) на вводі – ШВВЗ-10-630-03 (шафа зовнішньої установки на 10 кВ, 630 А, виконаної за схемою №3 з вакуумним вимикачем ВВ-10У-20/630У3 (рисунок 5.7) – 1 чарунка;

2) на відхідних лініях – ШВВЗ-10-630-01 (те ж, що і на вводі, але виконаної за схемою 01) – 4 чарунки;

3) для живлення вимірювальних приладів та пристроїв релейного захисту – ШТНВ-10-400-15 (шафа виконаної за схемою №15 з трансформатором напруги ЗНМИ-10-У2, комплектом запобіжників ПКТ-10-12,5У3 та вентиляними розрядниками РВО-1) – 1 чарунка;

4) для забезпечення власних потреб підстанції – ШСТЗ-10-25 (шафа виконаної за схемою №25 з трансформатором власних потреб ТМ-25-10/0,4, комплектом запобіжників ПКТ-10-12,5У3 та заземлювачем (рисунок 5.7) – 1 чарунка.

Технічні дані вибраного електрообладнання підстанції наносимо на схему первинних кіл комутації (рисунок 5.25).

6 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

6.1 Основні відомості

При проектуванні систем електропостачання основними етапами вибору релейного захисту повинні бути: оцінка потужності, напруги і умов живлення елемента, що захищається; вибір принципів і схем захисту сумісно з джерелами оперативного живлення; розрахунок параметрів і перевірка чутливості захисту. Необхідно враховувати виникнення аварійних та ненормальних режимів роботи, найбільш небезпечними з яких є короткі замикання, ушкодження ізоляції та перевантаження.

Пристрої релейного захисту і автоматики за принципом дії, місцем установки, настройкою, умовами резервування і вихідним діям повинні відповідати схемам і режимам роботи системи електропостачання. Вибір конфігурації електричної мережі повинен здійснюватись на період до 15 років. Принципи виконання і розміщення пристроїв релейного захисту і автоматики повинні відповідати діючим нормативним документам.

Відповідно до вимог ПУЭ-86 (3.2.2-3.2.132) [2.2], силове обладнання електростанцій, підстанцій та електричних мереж повинно бути захищене від коротких замикань і порушень нормальних режимів роботи пристроями релейного захисту і автоматики.

Призначення релейного захисту:

- відключення ушкодженого елемента від ділянки мережі, а також зберігання нормального режиму роботи системи;
- виявлення порушень нормальних режимів роботи обладнання, які можуть призвести до аварії і подача попереджувальних сигналів обслуговуючому персоналу, або відключення обладнання з витримкою часу;
- відновлення нормального режиму електропостачання споживачів шляхом дії елементів системи автоматики.

Основним видом релейного захисту є **струмовий захист**. Для даного захисту величиною впливу є струм, який протікає по струмоведучим частинам електричного устаткування у місці включення захисту. Захист, вимірювальний пристрій якого порівнює значення струмів у різних кінцях ділянки, яка захищається, називається **диференційним**. Захист, для якого величиною впливу є напруга, називається **захистом напруги**. В повітряних лініях 35 кВ і вище використовується **дистанційний захист**, в якості вимірювального органу в ньому застосовується реле опору. В магістральних лініях 110 кВ і вище застосовують **високочастотний захист**, який виконує порівняння значень струму або потужності на різних кінцях ліній. Передача інформації виконується за допомогою струмів високої частоти по каналу зв'язку.

При проектуванні релейного захисту систем електропостачання необхідно враховувати:

- схеми первинних з'єднань існуючих мереж району електропостачання та району, який проектується;
- необхідний рівень надійності електропостачання струмоприймачів, їх ре-

жими роботи;

- технічні вимоги, які пред'являються до захисту електрообладнання.

6.1.1 Класифікація реле

За призначенням реле розділяють на:

- **вимірювальні реле** (струму, напруги, опору, потужності, частоти, температури, рівня) можуть бути максимальної або мінімальної дії;
- **логічні реле** (проміжні, двохпозиційні, часу, сигнальні).

Вимірювальні реле контролюють режими роботи об'єкту, який захищається. Вони характеризуються наявністю опорних елементів у вигляді каліброваних пружин, джерел стабільної напруги, струму і т.п. Вимірювальні реле мають високу чутливість і високий коефіцієнт повернення. Максимальні реле спрацьовують при підвищенні контрольованого параметра, а мінімальні - при зниженні.

Логічні реле спрацьовують по команді вимірювальних реле і використовуються в логічних частинах схем релейного захисту. Вони призначені для розмноження сигналів, які отримані від інших реле, їх посилення та передачі команд іншим апаратам - проміжним реле, створення витримок часу між окремими операціями, та для реєстрації дії реле.

За способом включення вимірювальні реле поділяються на **первинні**, які включаються на струм і напругу елемента, що захищається, і **вторинні**, які включаються через вимірювальні трансформатори.

За виконанням реле поділяються на:

- **електромеханічні**, з рухливими елементами і контактними системами;
- **статичні**, без рухливих елементів і контактів (напівпровідникові, електронні, мікропроцесорні, мікроелектронні).

За способом впливу на вимикач:

- **реле прямої дії**, рухлива система яких механічно пов'язана із пристроєм комутаційного апарата, що відключає;
- **реле непрямої дії**, які керують колом електромагніта відключення.

Мікропроцесорні захисти є перспективою розвитку новітніх технологій релейного захисту. Застосування мікропроцесорної техніки дозволяє виконувати пристрої релейного захисту високої надійності і чутливості. Їх виготовляють децентралізованими, інтегрованими і вони мають як функції захисту, так і функції автоматичного повторного включення, автоматичного включення резерву і т.п.

6.1.2 Основні вимоги, які пред'являються до релейного захисту

До релейного захисту пред'являються основні вимоги, які пов'язані з його призначенням (функціями): селективність, швидкодія захисту; чутливість; надійність технічних пристроїв.

Селективність — це спроможність релейного захисту виявляти місце ушкодження і відключати його тільки найближчими до нього вимикачами. Селективність забезпечується відповідним вибором витримки часу, яка діє для мереж з одностороннім джерелом живлення, і повинна збільшуватись по напрямленню від спожива-

чів до джерела живлення. Струм спрацьовування і час спрацьовування – основні параметри роботи максимального струмового захисту. При короткому замиканні (рис. 6.1) у точці К1 струм короткого замикання протікає через апарати захисту Q1, Q2, Q3 і всі вони можуть спрацювати. Однак захист повинен відключити ушкоджену лінію тільки вимикачем Q1.

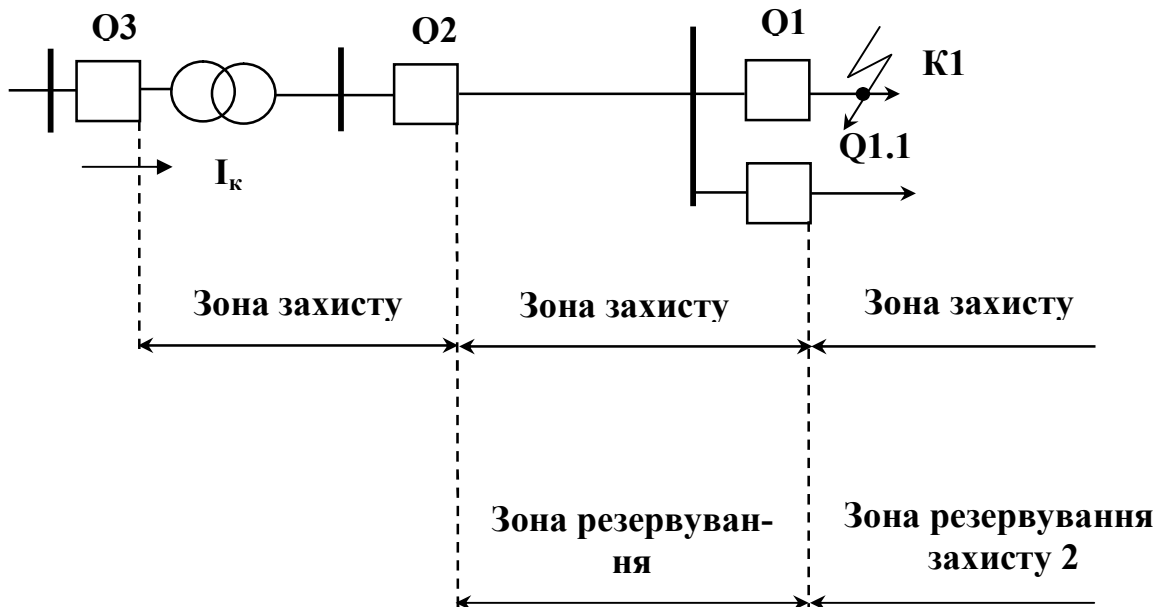


Рисунок 6.1 – Розташування захистів та їх зон дії для схеми з однобічним живленням

Швидкодія - це здатність релейного захисту відключати ушкодження з мінімально можливою витримкою часу. Допустимий час протікання струму через обладнання, який не викликає його ушкодження і зберігає стійкість паралельної роботи генераторів в системі визначається з урахуванням конкретних умов і дотриманням нормативів державних стандартів на обладнання. Ушкодження на лініях 110...220 кВ необхідно відключати за час не більше 0,15...0,3 с., на лініях 6...35 кВ - не більше 1,5...3 с. Час спрацьовування сучасних електронних і мікропроцесорних захистів складає 0,01...0,04 с.

Чутливість - це властивість захисту надійно спрацьовувати при к. з. наприкінці ділянки, що захищається, в мінімальному режимі роботи системи. Захист, повинен мати таку чутливість до таких видів ушкоджень і порушень нормального режиму роботи в даній електричній установці або електричній мережі, на які вона розрахована. Наприклад захист 3 (рис. 6.1), який встановлений на вимикачу трансформатора повинен відключати ушкодження на ділянці, де він встановлений і резервувати захист зони 2 при виникненні к. з. на наступній ділянці у випадку його відмови або відмови вимикача.

Чутливість захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості, який обумовлений відношенням мінімального значення величини, яка контролюється при к. з. наприкі-

нці ділянки, що захищається, до уставки захисту ($k_u > 1$).

Надійність - це властивість захисту правильно і безвідмовно діяти на відкриття вимикачів обладнання при к. з. у межах установленій для нього дії. Не діяти в нормальних умовах, а також при таких uszkodженнях і порушеннях нормального режиму роботи, при яких дія даного захисту не передбачена, і повинен діяти інший захист.

Вимога надійності забезпечується досконалістю принципів захисту і конструкцією апаратури, добротностю деталей, простотою виконання, а також рівнем експлуатації. У сучасних мікропроцесорних та мікроелектронних пристроях захисту існують вмонтовані системи автоматичної й тестової перевірки, які дозволяють швидко виявити несправності, які з'явилися, і тим самим запобігти відмові або неправильній роботі захисту.

6.2 Захист повітряних ліній 6-35 кВ

Згідно вимог ПУЕ-86 (3.2.91-105) [2.2] для ліній напругою 3-35 кВ з ізольованою нейтраллю повинен бути забезпечений релейний захист від багато- і однофазних замикань на землю.

Захист від багатофазних замикань необхідно виконувати в двофазному виконанні і включати на одні і ті ж фази по всій довжині лінії даної напруги для забезпечення відключення.

Сучасні *мікроелектронні та мікропроцесорні пристрої* захисту РЗЛ-01 БАТ ЕТЗ "РЕЛСІС", УЗА-10, УЗА-АТ фірми "Електромашвин"; МРЗС-05 ВО "Київ-прилад", МІСОМ Р123...126 фірми ALSTOM; SEPAM 1000+; HICH LINE фірми SEG; "М" LINE фірми Microelettrica Scientifica реле ІМ30-АР і інші виконують функції релейного захисту, автоматики, управління і сигналізації приєднань напругою від 0,4 до 110 кВ.

6.2.1 Максимальний струмовий захист

В схемах електропостачання сільськогосподарських споживачів напругою до 35 кВ основним видом релейного захисту повітряних ліній – *є максимальний струмовий захист* (МСЗ).

МСЗ виконується з незалежною витримкою часу з застосуванням реле серій РТ-40, РС40М, РС40М2, АЛ-1, РСТ11...РСТ14 і реле часу РВМ12, ВЛ-64...69, ВЛ-73...79, ВЛ-100...104, 108 [6.1, 6.2].

МСЗ із залежною або обмежено залежною витримкою часу від величини струму, що протікає. Захист виконується за допомогою реле типів РТ-80, РТ-90, РС80М, які мають пусковий орган і орган витримки часу [3.1, 6.1].

Максимальний струмовий захист контролює струм в елементі, що захищається, відстроюється від струму навантаження, і при перевищенні струму уставки, з витримкою часу діє на його відключення.

Принцип виконання захисту показано на рисунку 6.1 для мережі з однобічним живленням. При короткому замиканні у точці К1 для селективності необхідно

відключити тільки вимикач Q1 ушкодженої лінії, в період коли струм протікає через захисти зон 1,2,3.

Максимальний струмовий захист характеризується відносною селективністю, яка не тільки забезпечує відключення к. з. на своїй лінії, а якщо дозволяє її чутливість, ще й резервує відключення к. з. суміжної ділянки.

Селективність максимального захисту забезпечується витримкою часу. Витримки часу суміжних МСЗ відрізняються на величину, яка має назву **ступінь селективності**.

Ступінь селективності - це мінімально можлива різниця між часом спрацювання суміжного захисту, що враховує точність роботи реле. Для захистів, які виконані на електромеханічній базі, стандартна ступінь селективності Δt складає 0,5 с. Мікроелектронний та мікропроцесорний захисти дозволяють забезпечити ступінь селективності, яка дорівнює 0,2-0,3 с. Недоліком МСЗ є те, що в міру наближення місця установки захисту до джерела живлення збільшується його витримка часу. Для швидкого відключення к. з. і зменшення обсягу ушкодження, захист виконується ступінчастим. Крім максимального струмового захисту, застосовується також струмова відсічка.

6.2.2 Струмова відсічка

Струмова відсічка (ВС) - захист, який відстроєний від зовнішніх струмів короткого замикання [3.1] є першим ступенем захисту і працює, звичайно, без витримки часу. Принципова відмінність струмової відсічки від максимального струмового захисту полягає у тому, що його відстроюють не від робочих струмів, а від струмів короткого замикання при зовнішньому к. з.. Для забезпечення селективності, ВС відстроюється від струму короткого замикання наприкінці лінії (к. з. за трансформатором). За принципом дії струмова відсічка використовує зменшення величини струму при віддаленні точки к. з. від джерела живлення. Таким чином, захист лінії виконується двохступінчастим: максимальний струмовий захист і струмова відсічка.

6.2.3 Захист від замикань на землю

Захист від однофазних замикань на землю встановлюється на всіх лініях 6-35 кВ, на шинах РП, які працюють у мережах із ізольованою та заземленою нейтраллю через дугогасильний реактор.

Як правило, такі захисти діють на сигнал, проте, застосування даного захисту доцільно, тому що місце замикання на землю потрібно відшукати і відновити нормальний режим роботи лінії. Крім того, пошкодження в місці замикання на землю розвивається, і згодом може призвести до короткого замикання. Уповільненість дій персоналу може призвести до розвитку пошкодження в місці замикання на землю й привести до короткого замикання. Істотним ускладненням є те, що струм замикання на землю має дуже малу величину. Ця величина, сумірна з небалансом у нульовому проводі трансформаторів струму, тому в нульовий провід захист від замикань на землю не включається.

Для захисту від замикань на землю використовують спеціальні трансформа-

тори струму нульової послідовності (ТЗ, ТЗЛ, ТЗР), які можна застосувати тільки при наявності кабельного виводу з комірки. У мережах з нейтраллю, які заземлені через дугогасильний реактор, рекомендується застосовувати пристрої типів УЗС-2/2, УЗС-3М, які реагують на суму вищих гармонік у струмі замикання на землю [6.3].

6.3 Розрахунок релейного захисту ПЛ 6-35 кВ

6.3.1 Розрахунок максимального струмового захисту

Струм спрацьовування захисту вибирається з наступних умов:

- з умови відстроювання від максимального струму навантаження з урахуванням можливих кидків струму самозапуску електродвигунів і струмів намагнічування трансформаторів:

$$I_{с.з} = \frac{k_n k_{с.зан}}{k_z} I_{роб.мах}, \quad (6.1)$$

де k_n - коефіцієнт надійності настроювання, (береться із таблиці 6.1);

k_z - коефіцієнт повернення реле (береться із таблиці 6.1);

$k_{с.зан}$ - коефіцієнт самозапуску (береться із таблиці 6.1);

$I_{роб.мах}$ - максимальний робочий струм лінії, А.

- з умови узгодження по селективності з швидкодіючими захистами для ліній, які мають пристрої секціонування:

$$I_{с.з_n} \geq k_{н.уз} \left[I_{с.з_{(n-1)}} + \left(I'_{р.мах_n} - I'_{р.мах_{(n-1)}} \right) \right], \quad (6.2)$$

де $I'_{р.мах_n}, I'_{р.мах_{(n-1)}}$ - максимальні робочі струми ліній у місці установки захисту і попереднього захисту, А;

$k_{н.уз}$ - коефіцієнт надійності узгодження суміжного захисту по чутливості (береться із таблиці 6.1);

$I_{с.з_{(n-1)}}$ - найбільший із струмів спрацьовування попереднього захисту, А.

Селективна дія МСЗ лінії 10 кВ і запобіжників ТП 10/0,4 кВ забезпечується, якщо виконується умова

$$I_{с.з.} \geq 1,4 \cdot I_{пл(5)}, \quad (6.3)$$

де $I_{пл.(5)}$ – струм, при якому плавка вставка запобіжника (найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ) згоряє за 5 секунд [3.4].

Таблиця 6.1 - Коефіцієнти для розрахунку максимального струмового захисту

Серія (тип) реле	k_n	k_z	$k_{c.зп}$	$k_{н.уз}$
РТВ	1,2...1,4	0,65	1,2...1,3	1,5
РТ-40	1,1...1,2	0,8...0,85	1,2...1,3	1,4
РТ-80, РТ-90	1,1...1,2	0,8...0,85	1,2...1,3	1,3
РСТ11...РСТ14	1,15	0,9	1,5...2	1,15
РС40М	1,15	0,85	1,5...2	1,2
РС-80М	1,3	0,85...0,95	1,5...2	1,2
УЗА-10	1,15...1,2	0,9...0,92	1,5...2	1,15
УЗА-АТ	1,3	0,85...0,95	1,5...2	1,2
РЗЛ-01	1,15	0,9	1,5...2	1,15
МРЗС-05	1,15	0,9	1,5...2	1,15
АЛ-1	1,15	0,9	1,5...2	1,15
Мікропроцесорні пристрої фірм ABB, ALSTON, SIE- MENS, GE	1,2	0,92...0,95	1,5...2	1,1

Струм спрацьовування реле I_{cp} в симетричному режимі визначається за формулами для трифазного к. з. при заміні $I_k^{(3)}$ на струм спрацьовування $I_{cз}$, який приведений до напруги сторони, де встановлені трансформатори струму в залежності від схеми включення (рисунок 6.2).

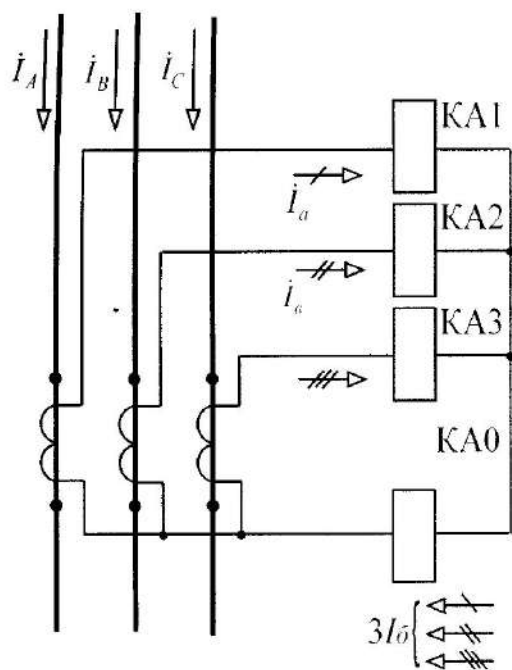
Струм спрацювання реле МСЗ визначається за виразом:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з.}^{(m)} \cdot k_{cx}^{(m)}}{k_{m.c.}}, \quad (6.4)$$

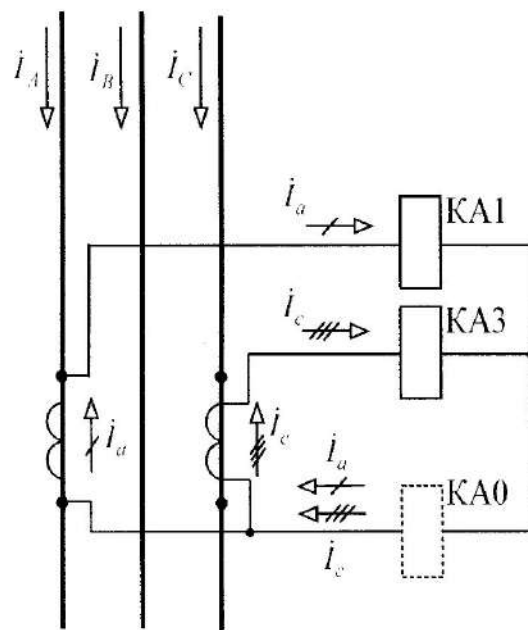
де $I_{c.з.}^{(m)}$ - найбільший струм спрацьовування захисту при даному режимі або виду к. з., з отриманих за виразами (6.1, 6.2, 6.3), А;

$k_{cx}^{(m)}$ - розрахунковий коефіцієнт схеми, для того ж режиму або виду к. з. (визначається із таблиці 6.2);

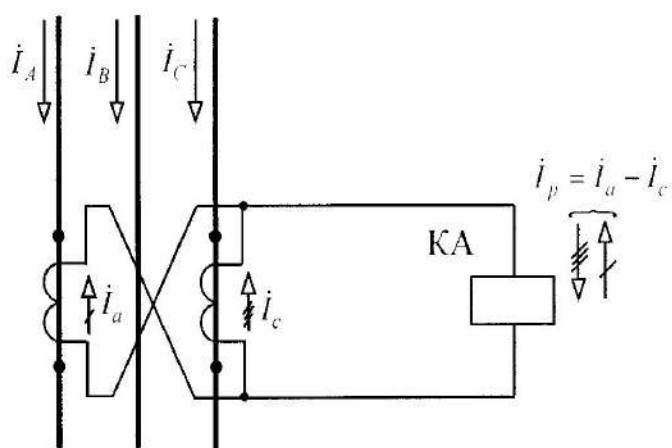
$k_{m.c.}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора струму.



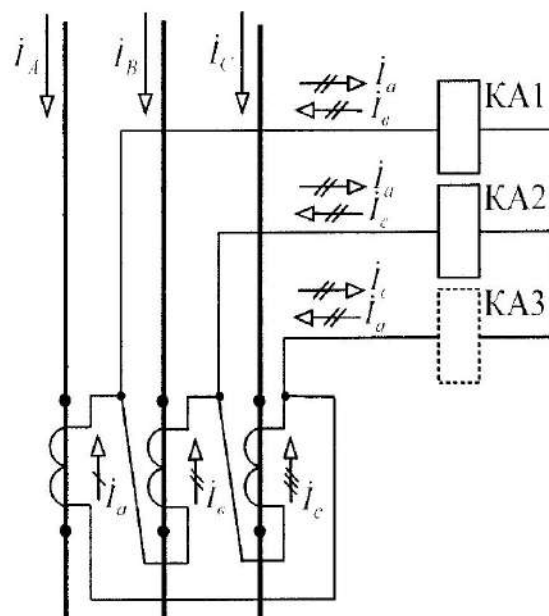
а)



б)



в)



г)

Рисунок 6.2 – Схеми включення трансформаторів струму

Таблиця 6.2 – Значення коефіцієнтів схем

Схема включення трансформаторів струму і реле	Значення коефіцієнтів схеми при к. з. і симетричних режимах				
	$k_{cx} = k_{(cx)}^{(3)}$	В місці установки захисту або за трансформатором Y / Y – 0(12)		В місці установки захисту або за трансформатором $\Delta / Y - 11$	
		$k_{cx}^{(2)}$	$k_{cx}^{(1)}$	$k_{cx}^{(2)}$	$k_{cx}^{(1)}$
Включення одного реле на різницю струмів двох фаз (рисунок 6.2 в)	$\sqrt{3}$	1	—	—	—
Неповна зірка з двома реле (рисунок 6.2 б)	1	1	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
Неповна зірка з трьома реле (рисунок 6.2 б)	1	1	$\frac{2}{3}$	$\frac{2}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
Повна зірка (рисунок 6.2 а)	1	1	—	$\frac{2}{\sqrt{3}}$	—
Трикутник з двома реле (рисунок 6.2 г)	$\sqrt{3}$	1	—	$\sqrt{3}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
Трикутник з трьома реле (рисунок 6.2 г)	$\sqrt{3}$	2	—	$\sqrt{3}$	$\frac{2}{\sqrt{3}}$

За умовою надійного спрацювання електромагніту відключення зі струмом спрацювання 5А:

$$I_{c.p.} \geq (6 \dots 6,5)A \quad (6.5)$$

За значенням струму спрацювання приймається каталожне значення струму уставки I_y реле або пристрою захисту.

Чутливість захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості при заданому виді к. з. і за струмом в кінці ділянки, яка захищається або в кінці зони резервуван-

ня. Коефіцієнт чутливості захисту визначається за виразом:

$$k_u = \frac{I_{\kappa.min}}{I'_{c.з.}} = \frac{I_{\kappa.min} \cdot k_{ex}^{(3)}}{k_{m.c} \cdot I_y}, \quad (6.6)$$

де $I_{\kappa.min}$ - струм двополюсного к. з. у кінці ділянки, що захищається, А;

$$I'_{c.з.} - \text{уточнене значення струм спрацьовування захисту, } I'_{c.з.} = \frac{I_y \cdot k_{m.c}}{k_{ex}^{(3)}}.$$

Коефіцієнти чутливості нормуються ПУЭ-86 (3.2.21-3.2.26) [2.5], величина їх складає для к. з. у зоні, що захищається, $k_u > 1,5$; у зоні резервування - $k_u > 1,2$; для швидкодіючого диференціального захисту $k_u > 2$.

6.3.2 Вибір уставок МСЗ із залежною витримкою часу

Селективне відстроювання захистів за часом передбачає створення в захистів витримок часу, тим більших, чим ближче розташовані захисти до джерела живлення.

Час спрацьовування захисту на розрахунковій ділянці визначається згідно ступінчастого принципу за виразом:

$$t = t_{(n-1)max} + \Delta t_n, \quad (6.7)$$

де $t_{(n-1)max}$ - максимальний час спрацьовування попереднього захисту, с;

Δt - ступінь витримки часу, яка необхідна для селективності дії захисту, с.

Величина ступені Δt залежить від похибки реле захисту і може бути прийнята $\Delta t = 0,3$ с для мікропроцесорних пристроїв УЗА-10 і $\Delta t = 0,4$ с для пристроїв УЗА-АТ. Для мікропроцесорного захисту закордонних фірм при витримці часу менше 1,0 с $\Delta t = 0,2$ с; для електромеханічних реле непрямої дії $\Delta t = 0,5...0,6$ с, реле прямої дії $\Delta t = 0,7...1,0$ с.

Селективність дії захисту для мікропроцесорних пристроїв визначається характеристиками, які описуються у математичній формі:

$$t = \frac{13,5k}{\left(\frac{I}{I_y}\right) - 1} \cdot t_y, \quad (6.8)$$

де t - теоретичний час спрацювання, с;

t_y - уставка часу спрацьовування, с;

I - вхідний струм пристрою, А;

I_y - уставка струму спрацьовування, А;

k - коефіцієнт, який залежить від відношення (I / I_y) .

Для характеристик, які використовуються для узгодження захисту з використанням мікропроцесорних реле $k = 10$; електромеханічних – $k = 0,3336$; для узгодження із запобіжниками $k = 0,6667$ [6.1].

6.3.3 Розрахунок струмової відсічки

Струмова відсічка без витримки часу відстроюється за струмом від коротких замикань на суміжних приєднаннях: лініях, трансформаторах.

Селективність дії захисту досягається шляхом обмеження зони її дії, при цьому струм спрацьовування відсічки вибирається з наступних умов:

- відстроювання від максимального струму к. з. наприкінці лінії, що захищається:

$$I_{с.в.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (6.9)$$

де $I_{с.в.}$ - струм спрацьовування відсічки, А;

k_n - коефіцієнт надійності (визначається із таблиці 6.3);

$I_{к.мах}^{(3)}$ - максимальний струм трифазного к. з. у точці підключення найближчого трансформатора (10/0,4 або 35/10 кВ), А.

Визначення струмів короткого замикання при ушкодженні в кінці лінії, що захищається, виконується для роботи системи в максимальному режимі, при якому електричний опір системи є мінімальним.

При розрахунках струмової відсічки лінії, від якої отримують живлення декілька трансформаторів, необхідно забезпечити умови відстроювання від кидків струмів намагнічування за виразом:

$$I_{с.в.} = k_{від} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n S_{н.м.}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (6.10)$$

де $k_{від}$ - коефіцієнт відстроювання (вибирається із таблиці 6.3);

$S_{н.м.}$ - номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

U_n - номінальна напруга мережі живлення, у місці підключення трансформатора, кВ.

Струм спрацьовування реле відсічки визначається за виразом:

$$I_{c.p.в} = \frac{I_{c.в.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_{mc}}, \quad (6.11)$$

де $I_{c.в.}$ – найбільше із значень, отриманих за виразами (6.9) і (6.10).

При використанні індукційних реле (РТ80...РТ90) додатково визначається кратність струму спрацьовування відсічки відносно струму уставки індукційного елемента за виразом:

$$k_{відс} = \frac{I_{c.p.в}}{I_y}, \quad (6.12)$$

де I_y – струм уставки індукційного елемента, А.

Таблиця 6.3 – Коефіцієнти надійності струмових відсічок ліній і трансформаторів

Серія реле (тип пристрою)	k_n		$k_{від}$
	для ліній	для трансформаторів	
РТВ	1,4...1,5	1,5...1,6	4...5
РТ-40	1,2...1,3	1,3...1,4	4...5
РТ-80, РТ-90	1,5...1,6	1,6	4...5
РСТ11...РСТ15	1,15	1,15	1,15
РС40М	1,15	1,15	1,2
РС-80М	1,3	1,3	1,2
УЗА-10	1,15...1,2	1,15	1,2
УЗА-АТ	1,3	1,15	1,3
АЛ-1	1,15	1,15	1,2
МРЗС-05	1,15	1,15	1,2
Мікропроцесорні пристрої фірм ABB, ALSTON, SIEMENS, GE	1,2	1,2	1,15

Чутливість відсічки визначається за струмом короткого замикання в місці установки захисту за виразом:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мах}}^{(3)}}{I_{\text{св}}} = \frac{I_{\text{к.мах}}^{(3)} \cdot k_{\text{сх.мах}}}{I_y \cdot k_{\text{т.с}}}, \quad (6.13)$$

де $I_{\text{к.мах}}^{(3)}$ – струм к. з. у місці установки захисту в найбільш сприятливому за умовами чутливості режимі, А;

$k_{cx.max}$ – максимальне значення коефіцієнта схеми.

Для струмової відсічки привабливішою є схема неповної зірки з коефіцієнтом $k_{cx.} = 1$, яка не залежить від виду к. з.

У відповідності з правилами улаштування електроустановок чутливість додаткових захистів повітряних ліній повинна бути $k_{\eta} \geq 1,2$, з ефективністю дії не менше 15...20% довжини лінії.

6.3.4 Перевірка дешунтування

У якості автономного захисту без використання додаткового джерела оперативного струму в розподільчих мережах широко використовуються схеми з дешунтуванням. Вони виконуються на електромеханічних реле з потужними контактами, які дозволяють дешунтувати великі струми, що протікають при коротких замиканнях. Модифікації мікроелектронних реле (УЗА-10 і УЗА-АТ) також оснащені схемами дешунтування [6.1]. Схема захисту з дешунтуванням котушки реле показана на рисунку 6.3.

При виборі уставок захисту, який виконується зі схемою дешунтування, необхідно перевірити надійність його роботи. Для надійної дії електромагніту відключення УАТ після дешунтування необхідно, щоб струм спрацювання $I_{c.z.}$ максимального захисту був більшим, ніж струм спрацювання УАТ. При цьому додатково враховується збільшена похибка за струмом трансформатора струму після дешунтування УАТ, що може виникнути в зв'язку з різким збільшенням опору його вторинного навантаження за рахунок опору УАТ. При цьому зростає похибка трансформатора струму.

Умовою забезпечення дешунтування є вимога, щоб після спрацювання захисту струм через електромагніт був достатній для відключення вимикача:

$$I_{c.z.} \geq k_n \cdot I_{c.YAT} + I_{nam}, \quad (6.14)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, $k_n = 1,2-1,4$;

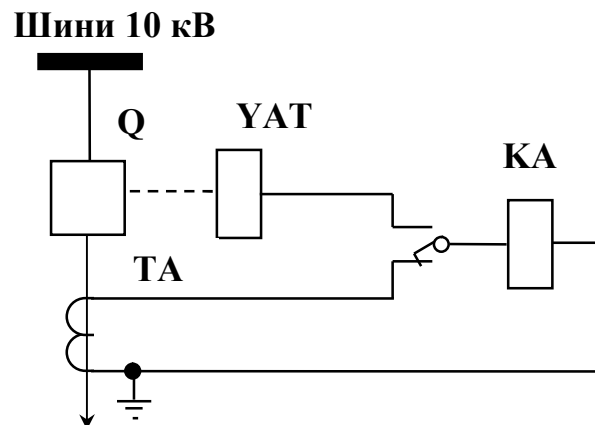
$I_{c.YAT}$ - струм спрацювання електромагніта відключення, А;

I_{nam} - струм намагнічування трансформатора струму після дешунтування, А.
Первинний струм спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{c.z.} = (k_n \cdot I_{c.YAT} + I_{nam}) \cdot k_{m.c} \quad (6.15)$$

Якщо повна похибка трансформаторів струму у режимі після дешунтування не перевищує 10%, то у виразах (6.14), (6.15) приймається $I_{nam} = 0,1k_n \cdot I_{c.YAT}$. При використанні стандартних електромагнітів відключення, у яких $I_{c.YAT} = 5$ А, струм спрацювання основних реле захисту повинен дорівнювати $I_{c.z.} = 6,6$ А. При

використанні спеціальних електромагнітів відключення зі струмом спрацювання $I_{с.УАТ} = 3 \text{ А}$; $I_{с.з.} = 4,5 \text{ А}$. Ці умови виконуються при установці зовнішніх трансформаторів струмів, у яких при кратності струму $k_i = 1,2...1,4$ допустиме вторинне навантаження перевищує 4 Ом.



КА - реле зі спеціальними посиленими контактами; ТА - трансформатор струму,

УАТ- електромагніт відключення, Q - вимикач високовольтний з електромагнітним приводом.

Рисунок 6.3 - Схема з дешунтуванням котушки відключення вимикача:

Додатково необхідно перевірити, щоб максимальний вторинний струм при к. з. у місці установки захисту не перевищував допустимого значення струму, який дешунтується контактами реле.

Для реле РТ-85, РП-341, УЗА-10, УЗА-АТ максимально допустимий струм спрацювання дорівнює 150 А (30 I_n) [3.1, 6.1].

Струм к. з. у місці встановлення визначається за виразом:

$$I_{к.мах} = \frac{I_{к.мах}^{(3)} \cdot k_{сх}}{k_{т.с}} \quad (6.16)$$

Формула (6.16) не враховує похибки трансформатора струму.

6.3.5 Захисти від замикань на землю

При замиканні на землю виникають перехідні процеси, які пов'язані з хвилювим характером розряду ємності ушкодженої фази, оскільки струми замикання на землю незначні і у цьому випадку струмові релейні захисти не реагують на даний вид ушкодження.

Тривалі однофазні ушкодження в системах з малими струмами замикання на землю призводять до збільшення напруги в неушкоджених фазах в $\sqrt{3}$ разів, що може стати причиною пробоя ізоляції і відповідно двофазного замикання на

землю.

Для захисту від струмів замикання на землю використовують струмовий захист нульової послідовності та направлений струмовий захист нульової послідовності.

При виборі уставок захисту від замикань на землю, у мережі, де відсутня компенсація струмів, необхідно визначити сумарний струм замикання на землю та струми замикання на землю конкретного фідера [2.10]:

$$I_{zz} = 3I_{01} = \frac{3}{\sqrt{3}} \omega U \sum_{i=2}^n C_i, \quad (6.17)$$

де i – номер лінії, що відходить;

n – кількість ліній, що відходять;

C_i – ємність відносно землі i -ї лінії, Ф.

Уставка захисту, який реагує на струми нульової послідовності, визначається за виразом:

$$I_{c.z.} = k_n \cdot k_{cm} \cdot I_c, \quad (6.18)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, $k_n = 1,5$ для захисту, що має витримку часу

$$t \geq 0,3;$$

k_{cm} – коефіцієнт, що враховує кидок власного ємнісного струму, $k_{cm} = 2...2,5$ для захистів з витримкою часу і $k_{cm} = 4...5$ для захистів без витримки часу [6.7, 6.11].

I_c – ємнісний струм замикання на землю конкретної лінії, А.

В практичних розрахунках ємнісний струм визначається за залежністю із допустимою в інженерних розрахунках похибкою:

$$I_c = \frac{l_{nl} + 35 \cdot l_{кл}}{350} \cdot U, \quad (6.19)$$

де $l_{nl}, l_{кл}$ – відповідно довжина повітряної і кабельної лінії, км;

U – лінійна напруга, кВ.

Гранична сумарна довжина ліній мережі 6...35 кВ без компенсації ємнісних струмів замикання на землю приймається:

- для мереж, які мають електричні лінії з однаковим питомим ємнісним струмом за виразом:

$$L \leq \frac{\sqrt{3} \cdot I_{C22}}{U_n \cdot i_n} \quad (6.20)$$

- для мереж, що мають електричні лінії з різним питомим ємнісним струмом за виразом:

$$\left. \begin{aligned} L &= \sum_{i=1}^n l_i \\ U_n \cdot \sum_{i=1}^n i_{ni} \cdot l_i &\leq \sqrt{3} \cdot I_{C22} \end{aligned} \right\}, \quad (6.21)$$

де L – гранична сумарна довжина всіх ліній електропередач даної напруги, км;

I_{C22} - граничне значення ємнісного струму замикання на землю, А (приймається за таблицею 6.4);

U_n - номінальна напруга, кВ;

i_n - питомий ємнісний струм, А, приймається згідно типової інструкції з компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6-35 ГКД 34.20.172-95;

l_i - довжина i -ї електричної лінії, км.

Таблиця 6.4 - Значення ємнісних струмів замикання на землю для мережі із повітряними лініями електропередач

Характеристика елементів повітряних ліній	Напруга мережі, кВ			
	6	10	20	35
Струм ємності, А				
З металевими та залізобетонними опорами	10	10	10	10
Без металевих та залізобетонних опор	30	20	15	10

Якщо сумарна довжина ліній електропередач з ізолюованою нейтраллю перевищує визначену за виразами (6.18) і (6.19), то застосовується компенсація ємнісних струмів замикання на землю. При цьому, якщо ємнісний струм замикання на землю в залежності від режиму роботи мережі коливається більше ніж $\pm 10\%$, застосовується автоматичне регулювання з плавною зміною індуктивності. При ємнісних струмах замикання на землю більших за 50 А рекомендується передбачати не менше двох реакторів.

Чутливість захисту перевіряється за виразом:

$$k_{\text{ч.зз}} = \frac{I_{\text{зз. min}}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (6.22)$$

де $I_{\text{зз. min}}$ – струм замикання на землю, який протікає по головному колу лінії, що

ушкоджена, А.

Мінімальний струм замикання на землю розраховується за виразом:

$$I_{zz\min} = \sum_{i=2}^{n_{\min}} I_{Ci}, \quad (6.23)$$

де I_{Ci} - струм неушкодженої лінії, який розраховується за формулою (6.17), А;

$n_{\min}$ - мінімальна кількість включених ліній, шт.

Коефіцієнт чутливості повинен бути не менше $k_{q.33} \geq 1,5$ для повітряних ліній і не менше $k_{q.33} \geq 1,25$ для кабельних ліній.

Якщо чутливість захисту не забезпечується, необхідно застосовувати направлений захист нульової послідовності [6.3].

6.3.6 Максимальний струмовий направлений захист

Захист використовується у якості основного захисту мереж напругою до 35 кВ з двобічними джерелами живлення, а в мережах 110-220 кВ – як резервний захист.

Максимальний струмовий направлений захист – захист, який реагує не тільки на абсолютну величину струму, але і на фазний кут між струмом і напругою на шинах у місці установки захисту, тобто на напрямок потоку аварійної енергії на ділянці, яка захищається [6.3]. В загальному вигляді захист складається із трьох робочих органів: пускового - реле струму (КА) миттєвої дії, органу затримки – реле часу (КТ); органу потужності, який реагує на фазний кут між струмом і напругою – реле потужності (KW) (дивись рисунок 6.4).

Струм спрацювання струмового пускового органу вибирається за умов:

$$I_{c.3} = \frac{k_n k_{c.зан}}{k_3} I_{p.max}, \quad (6.24)$$

де $I_{p.max}$ - максимальний робочий струм у напрямку дії захисту, від шин в лінію, А.

$$I_{c.3} = \frac{k_n}{k_3} I_{роб}, \quad (6.25)$$

де $I_{роб}$ - робочий струм в напрямку, який протилежний напрямку дії захисту в нормальному режимі роботи, А.

Витримка часу виконується згідно зустрічно-ступінчастого принципу узгодження захистів, які діють в одному напрямку.

Чутливість струмового пускового органу визначається як і для звичайного максимального струмового захисту:

$$k_q = \frac{I_{к.min}}{I_{c.3}}, \quad (6.26)$$

де $I_{к. min}$ - мінімальний струм, який протікає через захист при к. з. на протилежному кінці ділянки, яка захищається, А.

Чутливість органу направленої потужності визначається мертвою зоною – ділянкою лінії, на якій при короткому замиканні реле потужності не спрацює.

Довжина ділянки при металевому к. з. визначається за виразом:

$$l_{м.з} = \frac{S_{с.р. min} \cdot k_{mc} \cdot k_{mn}}{\sqrt{3} \cdot I_{к}^{(3)2} Z_o \cos(\varphi_z^{(3)} - 90^\circ + \delta)}, \quad (6.27)$$

де $S_{с.р. min}$ - мінімальна потужність спрацьовування реле (KW), В·А;

k_{mn} - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги;

Z_o - питомий опір ділянки кола від місця установки захисту до точки к. з., Ом/км;

δ - додатковий кут, який залежить від φ_n . і характеризує вид реле потужності.

Довжина мертвої зони не повинна перевищувати 10% довжини ділянки, яка захищається.

Шини 10 кВ

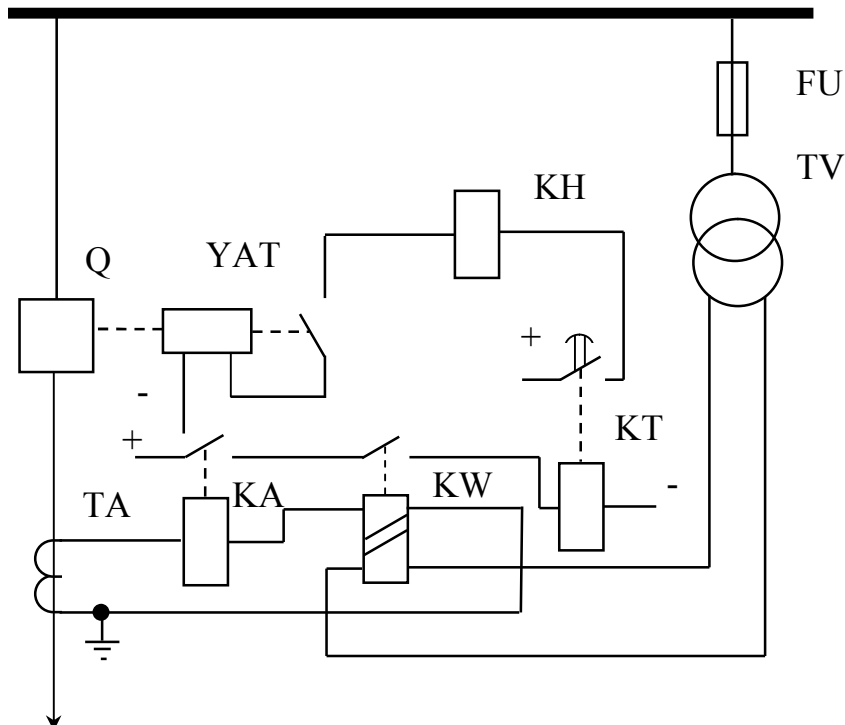


Рисунок 6.4 – Схема максимального струмового направленного захисту

6.4 Захист ліній 110 кВ

6.4.1 Загальні відомості

Згідно вимог ПУЕ - 86 (3.2.106-118) [2.2] лінії повинні бути забезпечені пристроями релейного захисту від багато- та однофазних замикань на землю. Захисти повинні мати пристрої, які блокують їх дію, якщо в мережах є можливість коливання, асинхронний хід, які можуть привести до хибних спрацьовувань.

На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань необхідно встановлювати ступінчасті захисти за струмом або ступінчасті захисти за струмом та напругою.

Від замикань на землю повинен бути, як правило, передбачений ступінчастий направлений захист за струмом або ненаправлений захист нульової послідовності. Для ліній, які складаються із декількох послідовних ділянок, допускається використання неселективних ступінчастих захистів за струмом та напругою і ступінчастих захистів за струмом нульової послідовності в поєднанні з пристроями АПВ.

На паралельних лініях, які мають живлення з двох та більше боків, а також на кінці паралельних ліній з одностороннім живленням можуть бути використані такі ж захисти, як і на одиночних лініях.

Для високовольтних ліній комплекти захисту та автоматики повинні виконувати наступні функції:

- захист від міжфазних коротких замикань і коротких замикань на землю;
- пофазне або трифазне АПВ;
- захист від перевантаження;
- визначення місця ушкодження;
- надання струмів та напруги у вигляді осцилограми, а також реєстрація дискретних сигналів;
- резервування відмов вимикача.

6.4.2 Розрахунок дистанційного захисту

Дистанційний захист (ЗД) є основним захистом, який забезпечує селективність відключення ушкодженої ділянки в мережах складної конфігурації з декількома джерелами живлення.

Дистанційні захисти з використанням мікропроцесорної техніки працюють при всіх видах ушкоджень, вимірюючи при цьому різницю фазних струмів і лінійних напруг. Дистанційні захисти MiCOM P433...439 фірми ALSTON, D30, D60 фірми GE, REL500 фірми ABB та інші мають від 2 до 6 ступенів захисту від міжфазних замикань і замикань на землю. Вони виконуються із багатокутовими або круговими характеристиками (рисунок 6.5) [6.1].

Пристрої дистанційного захисту мають параметрами, які встановлюються в залежності від завдання:

- реактивний опір в напрямку лінії;
- активний опір в напрямку лінії і шин;
- повний опір і контур фаза-фаза;

- кут навантаження контуру фаза-земля;
- коефіцієнт межі зони в напрямку лінії;
- базисний струм лінії.

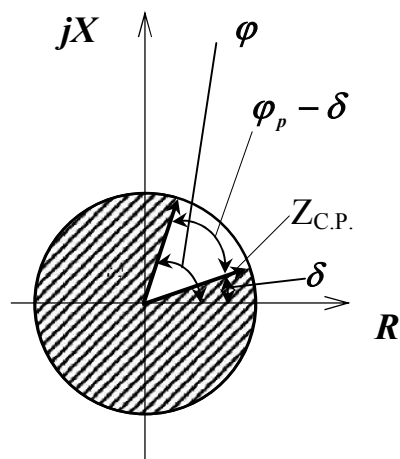


Рисунок 6.5 – Кругова характеристика реле мінімального опору

Основним елементом захисту є дистанційний вимірювальний орган (АК), який визначає віддаленість точки к. з. від місця установки пристрою релейного захисту. В якості вимірювального органу використовуються реле мінімального опору (КЗ), яке реагує на повний, реактивний або активний опір ушкодженої ділянки повітряної лінії [6.6].

Селективність дії дистанційного захисту забезпечується правильним розрахунком і вибором уставок реле, яке встановлюється на підстанції А (дивись рисунок 6.6).

Реле мінімального опору спрацьовує при умові, коли повний мінімальний опір реле (пристрою захисту) Z_p менше мінімального опору спрацьовування захисту $Z_{c.з.}$. Опір зони захисту повітряної лінії від місця установки реле до місця к. з. (точки КЗ, рисунок 6.6) пропорційний довжині цієї ділянки.

Опір реле визначається за виразом:

$$Z_p = \frac{\dot{U}_p}{\dot{I}_p} = \frac{U_p}{I_p} e^{j\varphi_p} = \frac{I_k^{(3)} \cdot Z_0 \cdot l_{k.з.} \cdot k_{m.c.}}{k_{m.n} \cdot I_k^{(3)}} = \frac{k_{m.c.}}{k_{m.n}} \cdot Z_0 \cdot l_{k.з.}, \quad (6.28)$$

де φ_p - фазовий кут між $\dot{U}_p$ і $\dot{I}_p$.

Опір спрацьовування першої зони захисту визначається за виразами:

$$Z'_{c.з. A} = k_{zan} \cdot Z_l \quad (6.29)$$

$$Z'_{c.з. A} = k_{zan} \cdot Z_{dil} \quad (6.30)$$

$$k_{c.p} = \frac{I_{k.3.2}}{I_{k.3.1}} = \frac{I_{k.3.m}}{I_{k.3.1}}.$$

$\Delta N_{max.m}$ - максимальне відносне відхилення коефіцієнта трансформації трансформатора відгалуження.

Витримка часу другої зони відстроюється від швидкодіючих захистів суміжних ліній $\Delta t''_A = \Delta t'_B + \Delta t$.

Опір спрацьовування захисту третьої зони визначається за виразом:

$$Z'''_{c.3 A} = \frac{U_{min}}{\sqrt{3} \cdot I_{p.max} \cdot k_{зан} \cdot k_3 \cdot (\varphi_p - \delta_{роз.})}, \quad (6.34)$$

де $Z'''_{c.3 A}$ - опір спрацьовування третьої зони, Ом;

U_{min} - мінімальна робоча лінійна напруга, В;

k_3 - коефіцієнт повернення реле опору;

$\delta_{роз.}$ - кут між U_{min} і $I_{p.max}$.

Витримка часу третьої зони відстроюється від швидкодіючих захистів суміжних ліній $\Delta t''_B = \Delta t'_C + \Delta t$.

Таким чином, поведінка дистанційного органу, який реагує на опір лінії, залежить від відстані до місця ушкодження і не залежить від величини струмів та напруги.

Чутливість дистанційного захисту визначається за виразом:

$$k_u = \frac{Z_{c.3}}{Z_p} > 1,5, \quad (6.35)$$

де $Z_{c.3}$ - опір спрацьовування захисту, Ом.

Z_p - опір реле, Ом.

6.5 Захист трансформаторів

6.5.1 Загальні вимоги

Захист силових трансформаторів прийнято розподіляти на дві основні групи:

- захист від внутрішніх ушкоджень:

- а) газовий захист;
- б) диференційний захист;
- в) струмова відсічка.

- захист від надструмів, які обумовлені зовнішніми к. з.:

- а) максимальний струмовий захист;
- б) струмовий захист з урахуванням складових нульової і зворотної послідовності;
- в) максимальний струмовий захист з комбінованим пуском по напрузі.

Відповідно до вимог ПУЭ-86 (3.2.51-2.97) для силових трансформаторів повинні бути передбачені наступні види захисту:

- **газовий захист** на трансформаторах потужністю 6,3 МВ·А і вище та пристроях РПН – для захисту від ушкоджень всередині кожуху бака, які супроводжуються виділенням газів і від зниження рівня масла. Можливо також встановлювати захист на трансформаторах потужністю 1...4 МВ·А;

- **диференційний захист** на трансформаторах потужністю 6,3 МВ·А, а також потужністю 4 МВ·А, якщо вони працюють паралельно – для захисту від ушкоджень на виводах і від внутрішніх ушкоджень; на трансформаторах потужністю 1000 кВ·А і вище, якщо відсічка за струмом не забезпечує необхідної чутливості при к. з. на виводах вищої напруги ($k_{\text{ч}} < 2$), а максимальний струмовий захист за струмом має витримку часу більше $t > 0,5 \text{ с}$;

- **струмова відсічка** без витримки часу, що установлюється з боку живлення та охоплює частину обмотки трансформатора, якщо не передбачений диференційний захист;

- **максимальний струмовий захист** на трансформаторах потужністю до 1 МВ·А - для захисту від зовнішніх багатofазних к. з.;

- **струмовий захист зворотної послідовності** від несиметричних к. з. і **максимальний струмовий захист з мінімальним пуском по напрузі** від симетричних к. з. для підвищуючих трансформаторів з двобічним живленням;

- **максимальний струмовий захист з комбінованим пуском по напрузі** - для знижувальних трансформаторів.

При проектуванні захисту необхідно враховувати питому пошкоджуваність елемента, який захищається та середню періодичність роботи окремих видів захисту.

В процесі експлуатації можуть відбуватися порушення нормальних режимів роботи трансформаторів: проходження через трансформатор надструмів при ушкодженні інших, пов'язаних із ним елементів, перевантаження, виділення з трансформаторного масла палих газів, зниження рівня масла, підвищення його температури. В залежності від небезпеки ушкодження для порушення нормального режиму трансформатора, захист, який фіксує порушення, діє на сигнал, розвантаження або відключення трансформатора.

З метою спрощення захистів не рекомендується враховувати рідкі види ушкоджень роботи схеми і накладення одночасно декількох ушкоджень. Захист повинен виконуватись також з урахуванням економічних факторів.

Загальними рекомендаціями для всіх видів релейного захисту силових трансформаторів є вимоги максимальної простоти і надійності пристроїв.

6.5.2 Газовий захист

Газовий захист (ГЗ) є основним захистом, який реагує на всі види ушкоджень всередині бака трансформатора, які супроводжуються виділенням газу, зниженням рівня масла в газовому реле, або інтенсивним прямуюванням потоку масла з бака трансформатора в розширювач. Для правильної роботи ГЗ корпус трансформатора встановлюється з нахилом 1,5-2% у бік розширювача.

Основним елементом ГЗ є газове реле (наприклад типа BF-80), яке працює на неелектричному принципі і встановлюється в розріз трубопроводу від корпусу трансформатора до розширювача.

Газовий захист абсолютно селективний і не реагує на ушкодження поза баком трансформатора.

Газовий захист трансформатора виконується двохступінчатим:

- перший ступінь ГЗ спрацьовує при незначному виділенні газу, або зниженні рівня масла в газовому реле, і з витримкою часу діє на сигнал.

- другий ступінь ГЗ спрацьовує при значному виділенні газу, зниженні рівня масла в газовому реле, або при інтенсивному прямуюванні потоку масла з бака трансформатора в розширювач, і діє на відключення трансформатора з усіх боків без витримки часу.

Живлення оперативних кіл газового захисту на змінному струмі виконується від трансформаторів напруги. У випадках, коли газовий захист є основним швидкодіючим захистом трансформатора середньої та великої потужності, доцільно забезпечити живлення від пристроїв постійного струму.

З цією метою промисловість виробляє цілий ряд сучасних комплектних пристроїв, наприклад “ШОТ-01” [6.1], котрі забезпечують надійну роботу релейного захисту. В шафі пристрою оперативного постійного струму встановлюються герметичні свинцево-кислотні акумуляторні батареї з рекомбінацією газу, наприклад серії ГАТ, виробництва фірми FIAMM. Батареї, які встановлюються у шафі, не обслуговуються, мають ударотривкий корпус, який вироблений із пластмаси ABS, і запобіжні клапани, які обладнанні внутрішніми вогнегасниками. Для підвищення роботи газового захисту виконують модернізацію конструкцій газових реле, від яких залежить надійність роботи релейного захисту.

Газовий захист перемикача РПН. Газовий захист РПН трансформатора виконують на струмовому реле, яке діє на відключення трансформатора при інтенсивному прямуюванні потоку масла з бака РПН у бік розширювача. Контактори перемикача РПН знаходяться у відділеному від бака трансформатора відсіку. Оскільки при переключенні контакторів дуга горить в маслі, то масло поступово руйнується з виділенням газу й інших компонентів. Бак РПН з'єднується з окремим відсіком розширювача і в сполучній трубі встановлюється спеціальне реле, наприклад, типа URF-25.

6.5.3 Диференційний захист

Диференційний захист, який виконується на принципі порівняння струмів на вході і виходах, застосовується в якості основного швидкодіючого захисту трансфо-

рматорів. Захист абсолютно селективний і діє на відключення трансформатора з усіх боків без витримки часу.

Зона дії диференційного захисту трансформатора (ДЗТ) обмежується місцем установки трансформаторів струму, і містить у собі ошиновку ВН (СН), НН.

При паралельній роботі трансформаторів диференційний захист забезпечує швидке і селективне відключення ушкодженого трансформатора.

Для виконання диференційного захисту силового трансформатора (ТВ) встановлюються трансформатори струму (ТА) із усіх боків його обмоток. Вторинні обмотки ТА з'єднуються в диференційну схему і паралельно до них підключається реле струму (КА). Схеми включення реле струмів виконують, як правило, двохрелейні.

Розрахунок диференційного захисту виконується в наступній послідовності:

– розраховуються первинні струми трансформатора для високої і низької напруги за виразом:

$$I_{1н.і} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{1н.і}} \quad (6.36)$$

– розраховуються вторинні струми трансформатора за виразом:

$$I_{2н.і} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1н.і}}{k_{м.с}} \quad (6.37)$$

Задаються основною стороною трансформатора. Як правило, за основну сторону приймається сторона основного живлення.

– розраховується струм спрацьовування диференційного захисту за умовами:

а) по відстроюванню від кидка струму намагнічування при вмиканні ненавантаженого трансформатора під напругу за виразом:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I'_н, \quad (6.38)$$

де k_n - коефіцієнт настроювання, $k_n = 1,3 \dots 1,5$ [6.6];

$I'_н$ - номінальний струм трансформатора для основної сторони при крайньому негативному положенні пристрою РПН.

$$I'_н = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n (1 - \Delta U_{РПН}^*_{розр})} \quad (6.39)$$

б) за умовою відстроювання від розрахункового максимального струму небалансу $I_{нб.розр.}$ при перехідних режимах зовнішніх к. з. з урахуванням впливу НТС:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{нб.розр}, \quad (6.40)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, $k_n = 1,3$.

Струм спрацьовування диференційного захисту повинен бути більше струму небалансу. Для зниження струму небалансу, викликаного нерівністю вторинних струмів трансформаторів струму диференційного захисту, виконуються вирівнювання цих струмів шляхом включення спеціальних проміжних автотрансформаторів струму, або шляхом використання додаткових обмоток диференційних реле, що вирівнюють. У цифрових реле таке вирівнювання виконуються математичним шляхом.

Сучасні цифрові захисти (фірм ABB, SIEMENS, ALSTOM, GE) одержують різницю фазних струмів математичним шляхом. У таких захистів трансформатори струму з усіх боків з'єднуються в зірку, а група з'єднань трансформатора і полярність трансформаторів струму вводиться в реле в виді уставки. Відстроювання виконується за формулою (6.40).

Розрахунковий струм небалансу, який обумовлений похибками трансформаторів струму, розраховується за виразом:

$$I_{1нб.розр} = k_a \cdot k_{одн} \cdot f \cdot I_{к.з.мах}, \quad (6.41)$$

де k_a - коефіцієнт, що враховує вплив на швидкодіючі захисти перехідних процесів при к. з. Приймається: $k_a = 1$ для реле, що мають БНТ із короткозамкнутими обмотками і мікропроцесорного захисту; $k_a = 2$ для реле без таких засобів;

$k_{одн}$ - коефіцієнт однотипності умов роботи трансформаторів струму. Приймається: $k_{одн} = 0,5$ у тих випадках, коли через трансформатори струму проходять близькі за величинами значення струмів; $k_{одн} = 1$ в інших випадках.

f - похибка трансформаторів струму, що задовольняє 10 % кратності, $f=0,1$;

$I_{к.з.мах}$ - найбільший струм при наскрізному к. з., А.

Друга складова струму небалансу визначається зміною коефіцієнта трансформації трансформатора, який захищається, при регулюванні напруги.

Її розраховують за виразами:

- при регулюванні на одній стороні трансформатора:

$$I_{2 нб розр} = \Delta N \cdot I_{к.з.мах} \quad (6.42)$$

- при регулюванні з обох сторін трансформатора:

$$I_{2 нб розр} = \Delta N_{ВН} \cdot I_{к.з.макс} + \Delta N_{НН} \cdot I_{к.з.макс}, \quad (6.43)$$

де ΔN - половина діапазону регулювання, для якого виконується вирівнювання вторинних струмів.

Третя складова розрахункового струму небалансу обумовлена неточністю вирівнювання вторинних струмів і розраховується за виразом:

$$I_{3 \text{ нб розр}} = \frac{w_{I \text{ розр}} - w_I}{w_{I \text{ розр}}} \cdot I_{I \text{ к.з.мах}} + \frac{w_{II \text{ розр}} - w_{II}}{w_{II \text{ розр}}} \cdot I_{II \text{ к.з.мах}}, \quad (6.44)$$

де $w_{I \text{ розр}}, w_{II \text{ розр}}$ - розрахункове число витків обмоток трансформаторів реле, що вирівнюють, для неосновних сторін (сторін із меншим вторинним струмом);

$w_{I \text{ розр}}, w_{II \text{ розр}}$ - прийняте число витків обмоток;

$I_{\text{к.з.мах}}$ - найбільші струми к. з. відповідних сторін, А.

Для двохобмоточного трансформатора вираз має вид:

$$I_{3 \text{ нб розр}} = \frac{w_{II \text{ розр}} - w_{II}}{w_{II \text{ розр}}} \cdot I_{II \text{ к.з.мах}} \quad (6.45)$$

Сумарний розрахунковий струм небалансу складається з цих трьох складових:

$$I_{\text{нб розр}} = I_{1 \text{ нб розр}} + I_{2 \text{ нб розр}} + I_{3 \text{ нб розр}} \quad (6.46)$$

При розрахунках диференційного захисту трансформаторів у першу чергу визначається струм небалансу, як сума перших двох складових:

$$I_{\text{нб розр}} = I_{1 \text{ нб розр}} + I_{2 \text{ нб розр}} \quad (6.47)$$

Після вибору струму спрацьовування і визначення розрахункової кількості витків трансформаторів струму визначається додатково сумарний струм небалансу за виразом (6.46) і виконується уточнення раніше обраного струму спрацьовування за виразом (6.40).

У залежності від вимог чутливості і прийнятого способу відстроювання від струмів небалансу використовується три основних варіанта диференційного захисту:

- диференційна відсічка, яка відстроюється від небалансів за струмом;
- диференційний захист із трансформаторами, які швидко насичуються;
- диференційний захист в якому використовуються реле, які мають гальмування.

У мікропроцесорних пристроях диференційного захисту (ДЗТ-21, R3IPT, MiCOM P630), є спеціальний елемент – відсічка, яка не має додаткової затримки і спеціальних засобів відстроювання від кидка струму намагнічування. Така відсічка не має затримок у порівнянні з основний захистом, є більш ефективним диференційним захистом, який забезпечує дуже швидке відключення великого струму короткого замикання.

Диференційний захист трансформатора, як правило, повинен виконуватися в трифазному трьохрелейному виконанні. Для двохобмоточних трансформаторів припускається виконання диференційного захисту в дворелейному виконанні.

Чутливість диференційного захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мін}}}{I_{\text{с.з.}}} > 2,0, \quad (6.48)$$

де $I_{\text{к.з.мін}}$ - мінімальний струм при к. з. у зоні захисту, А;

$I_{\text{с.з.}}$ - струм спрацювання захисту, А.

6.5.4 Струмова відсічка трансформатора

Захист виконується у двофазному виконанні за схемою неповної зірки. Струм спрацьовування відсічки вибирається з наступних умов:

- з умови відстроювання від максимального струму к. з. за трансформатором:

$$I_{\text{с.в.}} = k_n \cdot I_{\text{к.з.мах}}^{(3)} \quad (6.49)$$

де $I_{\text{к.з.мах}}^{(3)}$ - струм трифазного к. з., який приведений до сторони живлення, А.

- з умови відстроювання від кидків струму намагнічування трансформатора:

$$I_{\text{с.в.}} = (3 - 5) \cdot I_{\text{нтр}} \quad (6.50)$$

Уставка реле відсічки визначається по найбільшому зі значень (6.49) і (6.50):

$$I_y = \frac{I_{\text{с.в.}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{k_{\text{м.с}}} \quad (6.51)$$

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається за струмом мінімального к. з. у місці установки пристрою захисту за виразом:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_y \cdot k_{\text{м.с}}} \quad (6.52)$$

6.5.5 Захист шин

Для захисту шин напругою 6-10 кВ застосовуються максимальні струмові захисти, які діють при спрацьовуванні на привід вимикачів вводу і секційні вимикачі. Застосовується дворелейна схема у двофазному виконанні.

Визначається струм спрацьовування МСЗ секційного вимикача за умовами:

- відстроювання від максимального струму навантаження:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_n \cdot k_{\text{с.зан}}}{k_3} \cdot I_{\text{роб.мах}} \quad (6.53)$$

$$I_{с.з.(CB)} = k_n \left(I_{с.з.(пл.мах)} + \sum_1^{n-1} I'_{роб.мах} \right), \quad (6.54)$$

де $I_{с.з.(пл.мах)}$ - найбільший із струмів спрацювання захистів ліній 10 кВ однієї із секцій, А;

$\sum_1^{n-1} I'_{роб.мах}$ - сумарний струм ліній, які відходять від секцій шин, без урахування лінії, яка має найбільший струм спрацювання, А.

Струм спрацювання максимального струмового захисту визначається за виразом:

$$I_{с.з.(B)} = k_n \cdot I_{с.з.(CB)} \quad (6.55)$$

Струм спрацювання МСЗ вводу перевіряється на чутливість від струмів, які виникають при включенні додаткового навантаження при спрацюванні АВР за виразом:

$$I_{с.з.(B)} = k_n \left(k_{зан} I_{роб.маа(T-1)} + I_{роб.маа(T-2)} \right) \quad (6.56)$$

де $I_{роб.маа(T-1)}$; $I_{роб.маа(T-2)}$ - максимальні робочі струми на вводах трансформаторів при їх роздільній роботі, А.

Струм спрацювання реле уставки визначається за виразом (6.51).

Час спрацювання захисту приймається по відношенню спрацювання МСЗ секційного вимикача для незалежної частини характеристики реле (пристрою) $\Delta t = 0,2 \dots 0,5$ с.

6.5.6 Максимальний струмовий захист

Максимальний струмовий захист є резервним захистом трансформатора і суміжних захистів. Струмові реле підключаються до трансформаторів струму з боку вищої напруги, що дозволяє ввести в зону дії максимального захисту силовий трансформатор. Максимальний струмовий захист виконується із двох комплектів з двома витримками часу. З меншою витримкою він відключає к. з. на шинах нижчої напруги і резервує відмови захистів приєднань, які відходять від них. З більшою витримкою часу він працює при к. з. у трансформаторі, резервуючи його відсічку.

МСЗ трансформатора на стороні живлення вибирається за умови:

- умови узгодження по чутливості з захистом вводу 10...35 кВ:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I'_{с.з.(B)}, \quad (6.57)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, приймається $k_n=1,45$ для МСЗ трансформаторів 35/10 кВ із РПН, $k_n = 1,55$ трансформаторів 110/10 кВ із РПН;

$I'_{c.з.(B)}$ - струм спрацьовування МСЗ вводу, приведений до сторони живлення, А.

- з умови узгодження основних реле захисту і електромагніта (УАТ) для схеми з дешунтуванням:

$$I_{c.з.} = \left(k_n I_{c.(YAT)} + I_{нам.} \right) \frac{k_{m.c}}{k_{cx}^{(3)}}, \quad (6.58)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, $k_n=1,2...1,4$;

$I_{c.(YAT)}$ - струм спрацьовування електромагніта відключення (включення),

$$I_{c.(YAT)} = 5 \text{ А};$$

$I_{нам.}$ - струм намагнічування трансформатора струму, $I_{нам.} = 0,6 \text{ А}$.

Струм спрацьовування реле

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_{m.c}} \quad (6.59)$$

Коефіцієнт чутливості визначається за вторинними струмами к. з. за виразом:

$$k_u = \frac{I_{p.min}}{I_y} > 1,5 \quad (6.60)$$

Розрахунковий струм мінімального короткого замикання за трансформатором визначається в залежності від схеми з'єднання.

Час спрацьовування МСЗ трансформатора визначається за виразом:

$$t_{c.з.(МСЗ)} = t_{c.з.(B)} + \Delta t \quad (6.61)$$

6.5.7 Захист від перевантаження трансформатора

Захист від перевантаження трансформатора встановлюється з боку живлення. Захист виконується за допомогою струмового реле, яке включається на струм середньої фази.

Струм спрацьовування захисту від перевантаження визначається за виразом:

$$I_{c.з.} = \frac{k_n}{k_3} \cdot I_n, \quad (6.62)$$

Таблиця 6.5 – Розрахунковий струм короткого замикання

Схема з'єднання трансформаторів струму і реле	Група з'єднання обмоток	Розрахункова формула
Схема неповної зірки з двома реле	Y / Δ	$I_{p.min} = \frac{0,5 I_k^{(3)}}{k_{m.c}}$
Схема неповної зірки з трьома реле	Y / Δ	$I_{p.min} = \frac{I_k^{(3)}}{k_{m.c}}$
Схема трикутника з трьома або двома реле	Y / Δ	$I_{p.min} = \frac{1,5 I_k^{(3)}}{k_{m.c}}$
Схема неповної зірки з двома реле	$Y / Y / \Delta - 0 - 11$	$I_{p.min} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_k^{(3)}}{2 \cdot k_{m.c}}$
Схема трикутника з трьома реле	Y / Δ	$I_{p.min} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_k^{(3)}}{k_{m.c}}$

де I_n - номінальний струм силового трансформатора, який захищається А.

Час спрацювання захисту

$$t_{c.z.} = t_{c.z.(B)} + \Delta t \quad (6.63)$$

6.5.8 Максимальний струмовий захист з блокуванням від напруги

Захист має два вимірювальні органи, які реагують на підвищення струму I і зниження (підвищення) напруги нульової послідовності U_0 . Технічно захисти виконуються на базі мікроелектронних пристроїв (наприклад УЗА-АН) і фільтрів реле (наприклад РНФ-1). Пристрої забезпечують блокування по напрузі МСЗ, пуск АВР шин при зниженні напруги, контроль наявності напруги на резервному джерелі живлення для АВР, захист від зниження напруги, захист від підвищення напруги, сигналізацію замикання на землю по напрузі $3U_0$, захист від підвищення напруги зворотної послідовності з використанням фільтрів.

Напруга спрацювання фільтра-реле напруги зворотної послідовності розраховується за виразом:

$$U_{c.p.2} = 0,06 \cdot U_n, \quad (6.64)$$

де U_n - номінальна напруга на вторинній обмотці трансформатора напруги, від якої отримує живлення реле напруги зворотної послідовності, В.

Напругу спрацювання реле мінімальної напруги визначають за виразом:

$$U_{c.p.} = \frac{U_{min}}{k_3 \cdot k_{vid}}, \quad (6.65)$$

де U_{min} - мінімальна залишкова напруга, $U_{min} = (0,85...0,9)U_n$;

k_{vid} - коефіцієнт відстроювання реле, $k_{vid} = 1,1...1,2$;

k_3 - коефіцієнт повернення реле мінімальної напруги, $k_3 = 1,2$.

Коефіцієнт чутливості визначається за виразом:

$$k = \frac{\left(\frac{U_2}{k_{m.n}} \right)}{U_{cp.2}}, \quad (6.66)$$

де U_2 - міжфазна напруга зворотної послідовності в місці встановлення трансформатора напруги, В;

$U_{cp.2}$ - уставка спрацювання фільтра-реле напруги зворотної послідовності, В.

Коефіцієнт чутливості реле мінімальної напруги визначають за виразом:

$$k_u = \frac{U_{c.p.} \cdot k_3}{\left(\frac{U_{зал}}{k_{m.n}} \right)}, \quad (6.67)$$

де $U_{c.p.}$ - напруга спрацювання реле мінімальної напруги, В;

k_3 - коефіцієнт повернення реле;

$U_{зал}$ - залишкова напруга в місці встановлення трансформатора напруги, В.

Коефіцієнт чутливості для резервних захистів $k_u \geq 1,2$.

Струм спрацювання реле визначається за виразом:

$$I_{c.p.} = \frac{k_{vid} \cdot k_{сам.зап}}{k_3} \cdot I_{роб\ max} \quad (6.68)$$

Струм спрацювання захисту визначається за виразом:

$$I_{c.з.} = \frac{k_{vid}}{k_3} \cdot I_{роб\ max} \quad (6.69)$$

Коефіцієнт чутливості струмового органа визначається за виразом:

$$k_u = \frac{I_{к.min}}{I_{c.з.}} \quad (6.70)$$

6.5.9 Струмовий захист зворотної послідовності

Захист реагує на струми зворотної послідовності, які виникають під час несиметричного к.з. як на суміжному елементі, так і в трансформаторі. Вимірювальним органом захисту є реле струму зворотної послідовності.

Струм спрацювання вибирають за умовами:

- не спрацювання від струму небалансу фільтра струму зворотної послідовності для максимального навантаження трансформатору:

$$I_{c.з.2} \geq I_{нб.мах} \quad (6.71)$$

- узгодження за чутливістю із захистами приєднань, які отримують живлення від трансформатора:

$$I_{c.з.2} = k_{від} \cdot I_{2розр}, \quad (6.72)$$

де $I_{2розр}$ - розрахунковий струм зворотної послідовності, А.

Узгодження захисту виконується із захистами:

- із захистом нульової послідовності в мережах з ефективно заземленою нейтраллю;

- із захистом від міжфазних к. з.;

- із захистом зворотної послідовності суміжних ліній.

Розрахунковий струм зворотної послідовності виконується за умовами:

- для узгодження з захистами нульової послідовності:

а) замикання однієї фази на землю:

$$I_{2розр} = \frac{k_{2с.розп}}{k_{0с.розп}} \cdot \frac{I_{0с.з}}{3} \quad (6.73)$$

б) замикання двох фаз на землю:

$$I_{2розр} = k_{анер} \frac{k_{2с.розп}}{k_{0с.розп}} \cdot \frac{I_{0с.з}}{3} \cdot \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma}}, \quad (6.74)$$

де $I_{0с.з}$ - струм спрацювання захисту нульової послідовності, з яким виконується узгодження;

$k_{2с.розп}$ - коефіцієнт струморозподілу в розрахунковій схемі;

$k_{0с.розп}$ - коефіцієнт струморозподілу в схемі нульової послідовності;

$Z_{2\Sigma}$, $Z_{0\Sigma}$ - сумарні опори нульової та зворотної послідовності відносно точки к. з.;

$k_{анер}$ - коефіцієнт, який враховує вплив аперіодичної складової струму

к. з., $k_{анер} = 1,2$.

Вид к. з. визначається співвідношенням $\alpha = k_{анер} \cdot \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma}}$. При замиканні

двох фаз на землю $\alpha > 1$. В інших випадках розрахунків режим є однофазним к. з. на землю.

- для узгодження з дистанційним захистом суміжного елемента:

$$I_{2\text{розр}} = k_{2\text{с.розп}} \cdot \frac{E_{\phi}}{2Z_{2\Sigma}}, \quad (6.75)$$

де E_{ϕ} - значення еквівалентної фазної ЕРС в розрахунковій схемі прямої послідовності, В;

$2Z_{2\Sigma}$ - сумарний опір зворотної послідовності відносно точки к. з.

- для узгодження з максимальним струмовим захистом суміжних ліній:

$$I_{2\text{розр}} = k_{2\text{с.розп}} \cdot \frac{I_{\text{с.з.}(n-1)}}{\sqrt{3}}, \quad (6.76)$$

де $I_{\text{с.з.}(n-1)}$ - струм спрацювання максимального струмового захисту, з яким здійснюють узгодження, А.

- для узгодження із струмовим захистом зворотної послідовності суміжних ліній:

$$I_{2\text{розр}} = k_{2\text{с.розп}} \cdot I_{2\text{с.з.}(n-1)}, \quad (6.77)$$

де $I_{2\text{с.з.}(n-1)}$ - струм спрацювання захисту зворотної послідовності суміжної лінії, А.

Час спрацювання струмового захисту зворотної послідовності вибирається на ступінь селективності більшим від часу спрацювання захистів суміжних елементів, з якими проводилось узгодження за чутливістю.

Чутливість захисту перевіряється за виразом:

$$k_{\eta} = \frac{I_{2\text{к.з.}\min}}{I_{2\text{с.з}}} \geq 1,2 \quad (6.78)$$

де $I_{2\text{к.з.}\min}$ - струм зворотної послідовності в режимі найменших струмів к. з., А.

6.5.10 Дистанційний захист

Дистанційний захист використовують для захисту потужних трансформаторів напругою 110 кВ і вище від надструмів зовнішніх к. з.

Результатом розрахунків параметрів спрацювання дистанційного захисту трансформаторів є визначення опорів спрацювання вимірювальних органів двох ступенів та їх часу спрацювання.

Опір спрацювання першої ступені захисту, коли трансформатори напруги встановлені на високій стороні напруги:

$$Z_{\text{с.з.вн}}^I = 0,78 \cdot \frac{Z_{\text{с.з.пл.вн}}^I}{k_{\text{с.розп.вн}}}, \quad (6.79)$$

де $Z_{\text{с.з.пл.вн}}^I$ - опір спрацювання першого ступеня дистанційного захисту, Ом;

$k_{с.розп.вн}$ - коефіцієнт струмового розподілу.

Перший ступінь дистанційного захисту використовують для забезпечення узгодження із захистами суміжних ліній, які підключені до шин високої напруги.

Опір спрацювання другого ступеня визначають з виразу:

$$Z_{с.з.}^{II} = \frac{Z_{нав.розр}}{k_{від} \cdot k_z} \cdot x \left(\frac{(1+2a) \cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{нав})}{2a} - \frac{\sqrt{(1+2a)^2 \cos^2(\varphi_{м.ч} - \varphi_{нав}) - 4a(1+a)}}{2a} \right), \quad (6.80)$$

де $Z_{нав.розр}$, $\varphi_{нав}$ - величина та кут вектора мінімального опору навантаження в розрахунковому режимі;

$\varphi_{м.ч}$ - кут максимальної чутливості реле;

k_z - коефіцієнт повернення реле, $k_z = 1,05$;

a - зміщення характеристики спрацювання в перший або третій квадрант у відносних одиницях.

Опір спрацювання реле визначають з виразу:

$$Z_{с.р.вн} = \frac{k_{т.с \text{ вн}}}{k_{т.н \text{ вн}}} \cdot Z_{с.з.вн} \quad (6.81)$$

Час спрацювання дистанційного захисту першого ступеня вибирають з умови узгодження з першим ступенем дистанційного захисту лінії того класу напруги, куди спрямований дистанційний захист трансформатора:

$$t_{с.з.вн}^{II} = t_{с.з.пл.вн}^I + \Delta t, \quad (6.82)$$

де $t_{с.з.пл.вн}^I$ - спрацювання перших ступенів дистанційних захистів ліній, с.

Витримка часу спрацювання другого ступеня дистанційного захисту трансформатора вибирається на ступінь селективності більшою від часу спрацювання третіх ступенів дистанційних захистів ліній того класу напруги, куди спрямовано захист трансформатора.

Чутливість дистанційного захисту трансформатора від надструмів зовнішніх к. з. визначається за виразом:

$$k_q = \frac{I_{к.з.min}}{I_{с.з.сmp}}, \quad (6.83)$$

де $I_{к.з.min}$ - первинний струм у місці встановлення захисту під час трифазного к. з. у розрахунковій точці в режимі мінімальних струмів к. з., А;

$I_{с.з.стр}$ - первинний струм точної роботи першого ступеня вимірювального органу на дистанційного захисту трансформатора, А.

Коефіцієнт чутливості для першого ступеня повинен бути $k_q > 1,3$, для другого ступеня - $k_q > 1,1$.

6.6 Автоматика мереж

6.6.1 Загальні відомості

Протиаварійна автоматика захищає систему від струмів короткого замикання і забезпечує стійкість її роботи. До технічних засобів протиаварійного управління, перш за все, відносяться автоматичні пристрої релейного захисту (АПРЗ), пристрої резервування відмов вимикачів (ПРВВ).

Автоматичні пристрої і системи протиаварійного управління, що впливають на об'єкти автоматики мереж, виконують наступні функції [6.9]:

- запам'ятовування початкового (нормального) режиму роботи системи;
- фіксацію аварійної дії, яка приводить до зміни початкового режиму роботи системи електропостачання;
- оцінку ступеня небезпеки аварійної дії;
- виробітку видів, інтенсивності і тривалості протиаварійних дій, які направлені на відновлення початкового режиму роботи системи.

Пристрої протиаварійної автоматики розподільних мереж відносяться до основної групи технічних засобів, які забезпечують безперебійне електропостачання споживачів. В порівнянні з пристроями протиаварійної автоматики, які встановлені на електростанціях і транзитних лініях 110...750 кВ, пристрої автоматики в розподільних мережах, як правило, виконуються значно простіше, вимагають менших витрат праці на наладку і обслуговування.

Пристрої автоматики, які застосовуються в енергетичних системах і зокрема в сільських мережах 6...35 кВ, розділяють на три категорії режимів: нормальний, аварійний і післяаварійний.

Автоматичні пристрої нормального режиму призначені для підтримки наперед заданих параметрів нормального режиму роботи (частоти, напруги) і для усунення їх небезпечних відхилень. До них відносяться пристрої автоматики регулювання напруги, автоматики розвантаження трансформаторів і т.п.

Автоматичні пристрої аварійного режиму забезпечують швидку ліквідацію аварії і припиняють її розповсюдження на інші ділянки і класифікуються на групи:

- релейний захист (РЗ), автоматика включення (АПВ, АВР) і автомата розвантаження ліній;
- автоматики ділення (АД) різного призначення;
- пристрої автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і розвантаження при зниженні напруги.

Автоматичні пристрої післяаварійного режиму забезпечують відновлення нормального режиму мережі або живлення відключених споживачів після ліквідації аварії. До пристроїв автоматики післяаварійного режиму відносяться також АПВ, які поновлюють нормальну схему мережі після дії деяких типів автоматики ділення.

Більшість пристроїв автоматики в розподільних мережах 6...35 кВ відноситься до типу місцевих (локальних) пристроїв, тобто таких пристроїв, які одержують інформацію і здійснюють дію, яка управляє, в межах одного об'єкту, на якому вони встановлені.

У складних розподільних мережах з двостороннім живленням все більш широко використовуються комплекси автоматичних пристроїв, яка містить в собі декілька місцевих пристроїв автоматики. До таких комплексних пристроїв відносяться: АВР мереж, який включає пристрій АВР на підстанції, пристрій автоматики ділення (АД) на граничних підстанціях цієї ж мережі і ряд інших пристроїв.

Мікропроцесорна реалізація систем протиаварійного управління здійснюється багатофункціональними інтегрованими мікропроцесорними автоматичними пристроями. Наприклад, комутаційні модулі автоматичних пунктів секціонування АПС-10-12,5/630 [6.11], реклаузери РВА/TEL-12.5-16/630 У1[6.12]. Ці технічні пристрої нового покоління об'єднали в собі передові технології мікропроцесорного релейного захисту і автоматики та комутаційної техніки.

6.6.2 Автоматичне включення резервного живлення

Призначенням пристроїв автоматичного включення резервного живлення (АВР) є здійснення найбільш швидкого автоматичного перемикавання на резервне живлення споживачів, знеструмлених в результаті пошкодження або призвільного відключення робочого джерела електропостачання.

Основна класифікація АВР:

- за призначенням:
 - а) АВР ліній;
 - б) АВР трансформаторів;
 - в) АВР електродвигунів;
 - г) АВР шинок управління.
- за способом запобігання подачі напруги на пошкоджене робоче джерело живлення:
 - а) АВР місцеві;
 - б) АВР мереж.
- по напрямку дії:
 - а) АВР односторонньої дії;
 - б) АВР двосторонньої дії
- по роду оперативного струму, прийнятого для даної підстанції:
 - а) на постійному струмі;
 - б) на змінному струмі.

Вимоги до виконання АВР. Пристрої АВР повинні забезпечити можливість його дії при зникненні напруги на шинах елементу живлення. Для забезпечення дії

АВР при знеструмленні елементу живлення з боку живлення робочого джерела в схемі АВР повинен передбачатися пусковий орган по напрузі. При виконанні пристроїв АВР слід перевіряти умови перевантаження резервного джерела живлення. При дії пристроїв АВР, коли можливо включення вимикача на к. з., повинне передбачатися прискорення дії захисту цього вимикача.

6.6.2.1 Автоматичне включення резерву на підстанції

На підстанціях розподільних систем 6...35 кВ в більшості випадків застосовується роздільна робота трансформаторів з одностороннім живленням споживачів. Роздільна робота трансформаторів знижує величину струмів к. з., але одночасно збільшує вірогідність порушення електропостачання споживачів. Усунення недоліку схем роздільного живлення виконується застосуванням місцевого пристрою АВР на шинах РП.

Вимоги до виконання АВР на шинах підстанцій:

- схема місцевого АВР повинна приходити в дію при зникненні напруги на шинах підстанції:

- а) при аварійному, помилковому або призвільному відключенні вимикача робочого живлення, який знаходиться на даній підстанції;

- б) при зникненні напруги на даній підстанції без відключення встановленого вимикача робочого живлення.

- при глибокому зниженні напруги на підстанції пусковий орган пристрою АВР повинен давати команду на відключення вимикача робочої лінії з деякою витримкою часу;

- дія пристрою АВР повинна бути одноразовою;

- пристрій АВР повинен забезпечувати швидке відключення резервного вимикача при його включенні на стійке к. з.;

- дії пристрою АВР не повинні викликати неприпустимих перевантажень устаткування, неправильних дій релейного захисту;

- на всіх вимикачах, які знаходяться в режимі АВР, повинен виконуватися постійний контроль справності ланцюга включення.

6.6.2.2 Розрахунок параметрів спрацьовування

Мінімальні реле напруги або реле часу пускового органу АВР вибирається з умови його спрацьовування:

$$U_{c.p} = (0,25...0,4)U_n \quad (6.84)$$

Пусковий орган не повинен спрацьовувати при зниженні напруги, яка викликана струмами короткого замикання, з умови:

$$U_{c.p} = \frac{U_{зал.к.з}}{k_{зан.} \cdot k_{т.н.}}, \quad (6.85)$$

де $U_{зал.к.з}$ - залишкова напруга на шинах секції при к. з., В;

$k_{зан.}$ - коефіцієнт запасу, $k_{зан.}=1,2...1,3$;

$k_{м.н.}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Для реле, які контролюють наявність напруги на резервному джерелі, напруга спрацьовування вибирається з умови:

$$U_{с.р} = \frac{U_{роб. min}}{k_{зан.} \cdot k_3 \cdot k_{м.н.}} \quad (6.86)$$

де $k_{зан.}$ - коефіцієнт запасу, $k_{зан.}=1,1...1,2$;

k_3 - коефіцієнт повернення, $k_3=0,8$.

Час спрацьовування пускового органу мінімальної напруги пристрою АВР ($t_{с.р.}$) вибирається за наступними умовами:

- по умові відстроювання від часу спрацьовування захисту, в зоні дії якого пошкодження можуть викликати зниження напруги нижче прийнятого по умові:

$$t_{с.р. АВР} \geq t_1 + \Delta t \quad (6.87)$$

$$t_{с.р. АВР} \geq t_2 + \Delta t, \quad (6.88)$$

де t_1 - найбільший час спрацьовування захисту шин підстанції з боку джерела живлення, с;

t_2 - час спрацьовування захисту, де встановлений пристрій АВР, с.

Δt - ступінь селективності, приймається рівною 0,6 с при використанні реле часу з шкалою до 9 с і рівній 1,5...2 с зі шкалою до 20 с. Для мікропроцесорних захистів ступінь селективності приймається 0,2...0,5 с.

- по умові узгодження дії пристрою АВР з іншими пристроями автоматики вузла:

$$t_{с.р. АВР1} \geq (t_{с.з} + t_{1 АПВ})_{ПЛ_i} + t_{зан.} \quad (6.89)$$

- при необхідності очікування спрацьовування пристрою АПВ двократної дії цих ліній:

$$t_{с.р. АВР1} \geq (t_{с.з} + t_{1 АПВ} + t'_{с.з} + t_{2 АПВ})_{ПЛ_i} + t_{зан.} \quad (6.90)$$

де $t_{с.з}$ - час дії того ступеня захисту лінії $ПЛ_i$, яка надійно захищає всю лінію, с;

$t'_{с.з}$ - час дії захисту лінії $ПЛ_i$, яка прискорена АПВ, с.;

$t_{1 АПВ}; t_{2 АПВ}$ - уставка за часом першого і другого циклів АПВ лінії ПЛ1 і ПЛ2, с;

$t_{зан.}$ - запас за часом, який приймається в межах 2,5...3,5 с.

Для пристрою АВР2 з метою очікування спрацьовування АВР1, розташованого ближче до джерел живлення, необхідно приймати час:

$$t_{c.p.ABP2} \geq t_{c.p.ABP1} + t_{зан.} \quad (6.91)$$

де $t_{зан.}$ - час, який залежить від типів вимикачів і реле часу в схемах АВР1 і АВР2, с.

6.6.3 АВР мережі

Для розподільних електричних мереж 6...110 кВ з двостороннім живленням передбачається замкнутий або розімкнений режим роботи. Вибір режиму виконується на підставі техніко-економічних розрахунків залежно від характеристик джерел живлення, ліній електропередачі і споживачів електроенергії.

Для надійного забезпечення електропостачання споживачів розімкнені електричні мережі повинні відповідати вимогам:

- мати достатню пропускну спроможність в аварійних режимах;
- забезпечувати швидкий автоматичний перехід з робочого джерела живлення на резервний;

АВР мережі є комплексом пристроїв, які виконують наступні завдання:

- перемикають живлення мережі на резервне джерело при відключенні робочого - це виконує пристрій АВР;
- запобігають подачі напруги від резервного джерела на пошкоджене робоче джерело живлення (на робочу лінію, шини, трансформатор) це завдання виконують пристрої автоматики ділення мінімальної напруги, які діють перед спрацьовуванням АВР мережі;
- виконують при необхідності автоматичну перебудову релейного захисту перед зміною режиму роботи мережі, тобто перед дією АВР мережі;

АВР мереж широко застосовуються в повітряних лініях 10 кВ, які працюють, як правило, в розімкненому режимі. Повітряні лінії 35 і 110 кВ, які отримують живлення від двох і більш джерел живлення, також достатньо часто працюють в розімкненому режимі з АВР мережі.

6.6.3.1 Вимоги до АВР мережі

– схема АВР мережі односторонньої дії повинна запускатися при зникненні напруги з боку робочого джерела живлення і за наявності напруги з боку резервного джерела живлення. Схема АВР двосторонньої дії повинна запускатися при зникненні напруги з боку будь-якого з двох джерел живлення і за наявності напруги з боку іншого джерела живлення.

- дія АВР мережі спрямована на включення вимикача резервного живлення.
- включення резервного вимикача повинно проводитися з витримкою часу.
- дія АВР мережі повинна бути одноразовою.
- при дії АВР мережі повинне бути забезпечене швидке відключення стійкого

к. 3.

6.6.3.2 Розрахунок параметрів спрацьовування АВР мережі

Напруга спрацьовування мінімальних реле напруги вибирається по умові 6.84. При цьому встановлюється, що вибрана уставка не менше ніж на 10% нижче за напругу спрацьовування аналогічних реле в схемах тривалих захистів мінімальної

напруги, діючих перед спрацьовуванням АВР.

Час спрацьовування двостороннього АВР мережі вибирається роздільно для випадків дії схеми АВР в одну і в іншу сторони.

Для розрахунку часу спрацьовування використовуються вирази (6.87...6.91), а також додаткова умова очікування спрацьовування пристроїв автоматики ділення мінімальної напруги, що діють перед спрацьовуванням АВР:

$$t_{с.р.АВР2} \geq t_{с.р.АДН} + \Delta t, \quad (6.92)$$

де $t_{с.р.АДН}$ - час спрацьовування реле часу автоматики ділення мінімальної напруги. Приймається $t_{с.р.АДН} = 0,6$ с при використанні реле часу з шкалою до 9 с; $t_{с.р.АДН} = 1,5 \dots 2$ с - зі шкалою до 20 с.

З умов (6.87...6.92) вибирається найбільший час спрацьовування. У ряді випадків враховується тільки перший цикл АПВ. При цьому дія другого циклу пристрою АПВ після успішного спрацьовування АВР повинна бути заборонена.

6.6.4 Автоматичне повторне включення

Автоматичне повторне включення призначено для швидкого відновлення живлення споживачів шляхом автоматичного включення вимикачів, які відключені приладами релейного захисту.

Автоматика повторного включення відключених АПРЗ вимикачів у більшості випадків ліквідовує дію струмів к. з., відновлює схему і нормальний режим роботи електропостачання в цілому. Залежно від напруги 10...110 кВ вона складає 0,2-0,5 с для пристроїв мікропроцесорної техніки.

Автоматика повторного включення, як правило, є трифазною (ТАПВ). Сучасна автоматика повторного включення представляється мікросхемними реле повторного включення РПВ-01 і РПВ-02, панелями комплексних безконтактних автоматичних пристроїв ПДЭ 2004.01 і ПДЭ 2004.02, розробленими мікропроцесорними програмними пристроями повторного включення пристроїв АПВ, УЗА-10 [6.9].

Вимоги до пристроїв АПВ При розробці схем АПВ, виборі їх параметрів спрацьовування і при наладці повинні виконуватися загальні вимоги:

- АПВ повинно спрацьовувати у всіх випадках аварійного відключення вимикача, за винятком випадків, коли це відключення відбулося відразу ж після його оперативного включення;
- АПВ не повинно спрацьовувати при оперативному відключенні вимикача (ключем або кнопкою управління або за допомогою телеуправління);
- АПВ повинно спрацьовувати з наперед вибраною витримкою часу; тривалість імпульсу включення від пристрою АПВ повинна бути достатньою для надійного включення вимикача.
- пристрої АПВ повинні мати автоматичне повернення в стан готовності до нової дії.
- АПВ повинно спрацьовувати із заданою кратністю:

а) для одноразових АПВ - один раз після першого аварійного відключення;

б) для двократних АПВ - двічі, після першого відключення і повторно удруге при невдалій дії АПВ;

– пристрої АПВ повинні передбачати можливість блокування їх дії в необхідних випадках;

– для обліку дій пристроїв АПВ повинні бути передбачені сигнальні пристрої або лічильник спрацьовувань.

Види пристроїв АПВ:

по числу циклів включення:

а) АПВ одноразової дії

б) АПВ двократної дії;

в) АПВ триразової дії.

по вигляду устаткування, на яке подається напруга:

а) АПВ ліній;

б) АПВ шин;

в) АПВ трансформаторів;

г) АПВ електродвигунів.

по числу фаз вимикача, які відключаються при к. з., а потім включаються повторно:

а) трифазні АПВ (ТАПВ);

б) однофазні АПВ (ОАПВ).

за способом дії на привід вимикача:

а) механічні пристрої АПВ;

б) електричні пристрої АПВ.

6.6.4.1 Розрахунок параметрів спрацьовування пристроїв АПВ

Визначення часу спрацьовування пристрою АПВ одноразової дії виконується за умовами:

$$t_{АПВ1} = t_{з.н.} + t_{зан.} \quad (6.93)$$

де $t_{з.н.}$ - час готовності приводу, с;

$t_{зан.}$ - час запасу спрацьовування пристрою захисту; $t_{зан.} = 0,3...0,4$ с.

$$t_{АПВ1} = t_{\partial.} + t_{зан.} \quad (6.94)$$

де $t_{\partial.}$ - час деіонізації середовища в місці к. з., с.

З умови (6.93) і (6.94) вибирається більше значення. Досвід експлуатації показує, що найбільш раціональним часом спрацьовування є $t_{АПВ1} = 2...3$ с.

Пристрій АПВ не повинен спрацьовувати на короткі замикання, які не усунулися. Час спрацьовування при цьому вибирається з умови:

$$t_{АПВ2} \geq t_{АПВ1} + t_{в.в} + t_{р.з.мах} + t_{від.в} + t_{зан.} \quad (6.95)$$

де $t_{в.в}$; $t_{від.в}$ - час включення і виключення вимикача, с;

$t_{р.з.мах}$ - максимальний час спрацювання захисту, с;

$t_{зан.}$ - час запасу, рівний часу ступеня селективності захисту лінії, с.

Час спрацювання за даними експлуатації електричних мереж складає 15...20 с.

6.7 Приклади розрахунків

Приклад 6.1 Виконати розрахунки релейного захисту ліній 10 кВ, які отримують живлення від РТП₀₂-35/10 кВ.

Рішення. Розрахунок максимального струмового захисту виконуємо для лінії 10 кВ Ф-3. Схема виконання МСЗ: двофазна, двохрелейна по схемі неповної зірки (рисунок 6.2 б) з використанням реле типу РС80М (додаток Е1). Схема та необхідні данні (струми навантаження, короткого замикання, потужність трансформаторів) наведені на рисунку 6.7.

Розраховуємо струм спрацювання захисту з умови відстроювання від максимального струму навантаження за виразом (6.1):

$$I_{с.з.} = \frac{1,15 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 132,7 = 254,3 \text{ А}$$

Селективна дія МСЗ лінії 10 кВ і запобіжників ТП 10/0,4 кВ забезпечуються, якщо виконується умова (6.3). Струм, при якому плавка вставка $I_{\epsilon}=50 \text{ А}$ запобіжника ПКТ 012-10-50-31,5 УЗ, який встановлено на ТПЗ.03- 10/0,4 кВ, згорає за 5 секунд визначаємо по ампер-секундній характеристиці (рисунок 5.17 а) $I_{пл.(5)} = 251,0 \text{ А}$. Струм спрацювання захисту визначаємо за виразом (6.3):

$$I_{с.з.} \geq 1,4 \cdot 251,0 = 351,4 \text{ А}$$

Приймаємо струм спрацювання захисту $I_{с.з.} = 351,4 \text{ А}$ і визначаємо струм спрацювання реле за виразом (6.4). Коефіцієнт трансформації трансформатора струму типу ТПЛ-10-0,5/150У2 (таблиця 5.47 і рисунок 5.25) складає $k_{м.с.} = 30$.

$$I_{с.р} = \frac{351,4 \cdot 1}{30} = 11,7 \text{ А}$$

Приймаємо струм уставки $I_y = 11,76 \text{ А}$ і вибираємо реле РС80М2-5÷20.



Уточнений струм спрацювання захисту дорівнює:

$$I'_{c.3} = \frac{11,76 \cdot 30}{1} = 352,8 A$$

Коефіцієнт чутливості захисту визначаємо за виразом (6.6):

$$k_u = \frac{810}{352,8} = 2,3$$

Чутливість захисту в основній зоні забезпечується, $k_u > 1,5$.

Приймаємо уставку витримки часу реле РС80М2-5÷20 $t_y = 0,3$ с.

Час спрацьовування захисту на розрахунковій ділянці визначаємо за виразом (6.7):

$$t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

Перевіряємо спроможність контактів реле РС80М2-5÷2 при відключенні і включенні (шунтуванні - дешунтуванні) за виразом:

$$I_{k.max.} = \frac{k_{cx.} \cdot I_{k.max}^{(3)}}{k_{m.c.}} \quad (6.96)$$

$$I_{k.max.} = \frac{k_{cx.} \cdot I_{k.max}^{(3)}}{k_{m.c.}} = \frac{1 \cdot 2310}{150 / 5} = 77$$

Контакти реле будуть працювати надійно, оскільки максимальне значення струму не перевищує 150 А.

Перевірка трансформаторів струму:

– за мовою забезпечення надійної роботи дешунтуючих контактів реле РС80М струм спрацювання $I_{c.3}$ максимального захисту повинен бути більшим, ніж струм спрацьовування УАТ (вираз 6.14)

Струм спрацьовування електромагніта при дешунтуванні дорівнює (6.15):

$$I_{c.YAT} = (1,5 \cdot 5 + 0,1 \cdot 1,5 \cdot 5) \cdot 30 = 247,5 A$$

Оскільки струм спрацювання захисту перевищує струм спрацювання електромагніта при дешунтуванні $I_{c.3.} = 352,0 > I_{c.YAT} = 247,5 A$, умова надійності роботи виконується.

– перевірка трансформаторів струму на 10%-ву похибку.

Визначаємо граничну кратність струмів за виразом:

$$k_{10} = \frac{I_{k.max}^{(3)}}{I_{1n}} = m_{нас} \quad (6.97)$$

де $I_{1н}$ - номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму, А.

$$k_{10} = \frac{2310}{150} = 15,4$$

Розраховуємо вторинне навантаження трансформаторів струму, які з'єднані у неповну зірку за виразом:

$$Z_{2н.розр} = R_{np} + Z_p + R_k \quad (6.98)$$

де Z_p - опір пристрою, $Z_p = \frac{S_p}{I_y^2}$, Ом.

З урахуванням виразів (5.17, 5.18), розрахункове навантаження складає

$$Z_{2н.роз.} = 0,17 + 0,14 + 0,1 = 0,41 \text{ Ом}$$

Визначаємо розрахункову кратність первинного струму трансформатора струму за виразом:

$$k_{10 \text{ розр.}} = \frac{I_{\text{розр.}}}{I_{1н}} = \frac{1,1 \cdot I_{c.p.} \cdot \frac{k_{m.c.}}{k_{cx}}}{I_{1н}} \quad (6.99)$$

$$k_{10 \text{ розр.}} = \frac{1,1 \cdot 11,76 \cdot \frac{30}{1}}{150} = 2,6$$

По кривій 10%-ї похибки трансформатора ТПЛ-10-0,5/150У2 з $k_{m.c.} = 150 / 5$ визначаємо допустиме вторинне навантаження $Z_{дон.} = 4,6 \text{ Ом}$.

Оскільки $Z_{дон.} > Z_{2н.роз.}$, необхідна точність роботи трансформаторів струму забезпечується.

Розрахунок струмової відсічки ПЛ-10 кВ

Струм спрацьовування відсічки вибираємо з наступних умов:

- відстроювання від максимального струму к. з. наприкінці лінії, що захищається, за виразом (6.9):

$$I_{c.в} = 1,15 \cdot 2310 = 2656,5 \text{ А}$$

- відстроювання від кидків струмів намагнічування за виразом (6.10):

$$I_{c.в.} = 1,2 \cdot \frac{2250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 156,1 \text{ А}$$

Приймаємо $I_{c.в.} = 2656,5 \text{ А}$.

Струм спрацьовування реле відсічки визначається за виразом (6.11):

$$I_{c.p.v.} = \frac{2656,5 \cdot 1}{30} = 88,55 A$$

Визначаємо кратність струму спрацьовування відсічки відносно струму уставки за виразом (6.12):

$$k_{відс} = \frac{88,6}{11,76} = 7,53$$

Приймаємо кратність струму спрацьовування $k_{відс} = 7,75$.

Тоді уточнене значення струму спрацьовування відсічки дорівнює

$$I_{c.v.} = 7,75 \cdot 11,76 \cdot 30 = 2734,2 A$$

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається за виразом: (6.13):

$$k_u = \frac{2370}{2734,2} = 0,86$$

Чутливість струмової відсічки повітряної лінії не забезпечується для мінімального режиму при живленні від джерела живлення ДЖ1 (рисунок 5.26 а) $k_u < 1,2$.

Розрахунки релейного захисту для інших повітряних ліній 10 кВ виконуємо аналогічно.

Приклад 6.2. Виконати розрахунки релейного захисту вводу 10 кВ РТП₀₂-35/10 кВ.

Рішення. Розрахунок максимального струмового захисту вводу виконуємо з використанням реле типу РС80М. Схема МСЗ: двофазна, двохранейна по схемі неповної зірки (рисунок 6.2 б). Схема та необхідні данні наведені на рисунку 6.7.

Розраховуємо струм спрацьовування захисту:

- з умови відстроювання від максимального струму навантаження за виразом (6.1):

$$I_{c.з.} = \frac{1,15 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 202,3 = 387,7 A$$

- з умови узгодження по чутливості з попереднім захистом за виразом (6.54):

$$I_{c.з.} = 1,5 \cdot [352,8 + 49,6 + 56,7 + 32,8] = 736,8 A$$

Струм спрацьовування реле за виразом (6.4) з урахуванням коефіцієнта трансформації трансформатора струму ТПЛ-10-0,5/Р-300У2 (таблиця 5.47):

$$I_{c.p.} = \frac{736,8 \cdot 1}{300 / 5} = 12,3 A$$

Приймаємо струм уставки $I_y = 12,34 A$ і вибираємо реле РС80М2-5÷20.

Уточнений струм спрацювання захисту дорівнює:

$$I'_{с.з.} = \frac{I_y \cdot k_{m.c}}{k_{cx}^{(3)}} = \frac{12,34 \cdot 60}{1} = 740,4 \text{ A}$$

Коефіцієнт чутливості захисту визначаємо за виразом (6.6):

$$k_u = \frac{2370}{740,4} = 3,2$$

Чутливість захисту в основній зоні забезпечується, $k_u > 1,5$.

Приймаємо уставку витримки часу реле РС80М2-5÷20 $t_y = 0,3 \text{ с.}$

Час спрацювання захисту на розрахунковій ділянці визначається за виразом (6.7):

$$t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с.}$$

Приклад 6.3. Виконати розрахунки релейного захисту силового трансформатора ТМН-2500-35/10, який встановлений на РТП₀₂-35/10 кВ.

Рішення. Розрахунок максимального струмового захисту трансформатора виконуємо з використанням мікроелектронного пристрою максимального струмового захисту трансформаторів УЗА-АТ (додаток Е2). Схема та необхідні данні наведені на рисунку 6.7. МСЗ для трансформатора 35/10 кВ виконаний по схемі трикутника.

МСЗ діє з двома витримками часу. З меншою витримкою часу він відключає струми короткого замикання на шинах низької напруги і резервує відмови захистів ліній 10 кВ. З більшою витримкою часу він спрацює при короткому замиканні в трансформаторі і діє на включення короткозамикача.

Пристрій УЗА-АТ забезпечує: двофазний максимальний струмовий захист; двофазну струмову відсічку з витримкою часу 50 мс; роботу в схемі з шунтуванням - дешунтуванням кола управління до 150 А; індикацію роботи пристрою.

Розраховуємо струм спрацювання захисту на стороні живлення за виразом (6.57) із умови узгодження по чутливості з захистом вводу 10 кВ:

$$I_{с.з.} = 1,45 \cdot 740,4 \cdot \frac{10}{35} = 306,7 \text{ A}$$

- з умови узгодження основних реле захисту і електромагніта (УАТ) для схеми з дешунтуванням:

$$I_{с.з.} = (1,4 \cdot 5 + 0,6) \cdot \frac{300 / 5}{\sqrt{3}} = 263,6 \text{ A}$$

Струм спрацювання реле

$$I_{c.p} = \frac{306,7 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 8,8 A$$

Приймаємо уставку $I_y = 8,8 A$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ. за трансформатором визначаємо за виразом (6.60) з урахуванням розрахункового струму короткого замикання і групи з'єднання обмоток силового трансформатора (таблиця 6.4):

$$k_u = \frac{1,5 \cdot 2370 \cdot \frac{10}{35}}{\frac{300}{5} \cdot 8,8} = 1,9 > 1,5$$

Час спрацьовування МСЗ трансформатора на відключення вимикача вводу 10 кВ дорівнює:

$$t_{c.з.(МСЗ)} = 1,3 + 0,5 = 1,8 c$$

Час спрацьовування захисту на включення короткозамикача дорівнює:

$$t_{c.з.(QN)} = 1,8 + 0,5 = 2,3 c$$

Перевіряємо можливість застосування схеми з дешунтуванням електромагніту YAT:

- за умовою узгодження чутливості в основних реле захисту з YAT короткозамикача (при двох YAT у приводі):

$$U_{2m} = \frac{k_n \cdot I_{c.YAT}}{k_{(2)cxxYA}} (Z_{н.розр.} + Z_{2T}) \quad (6.100)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, $k_n = 1,2 \dots 1,5$;

$k_{(2)cxxYA}$ - коефіцієнт схеми, $k_{(2)cxxYA} = 1,5$;

$Z_{н.розр.}$ - розрахункове навантаження, Ом.

$$U_{2m} = \frac{1,4 \cdot 5}{1,5} (8 + 2 \cdot 0,35) = 40 B$$

Перевіряємо умову для трансформаторів ТВТ-35-/Р-300У2, обмотки яких з'єднані послідовно при $I_n = 0,5 A$ за виразом:

$$I_{c.з} \geq \frac{k_{cx.p}^{(2)}}{k_{cx.p}^{(3)}} \left(k_n \cdot \frac{I_{c.YAT}}{k_{cx.YAT}^{(2)}} + I_{ном} \right) k_{T.c.} \quad (6.101)$$

де k_H - коефіцієнт надійності, що враховує неточність роботи реле УАТ.

$$k_H = 1,2 - 1,4;$$

$k_{cx.p}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми при симетричному режимі, $k_{cx.p}^{(3)} = \sqrt{3}$;

$k_{cx.p}^{(2)}$ - коефіцієнт схеми для реле при розрахунковому двохфазному к. з.,
 $k_{cx.p}^{(2)} = 1,5$;

$I_{p\max}^{(2)}$ - найбільший струм, що проходить по реле при аналізованому виді к. з.,
 $I_{p\max}^{(2)} = 2590 A$;

$k_{cx.YAT}^{(2)}$ - коефіцієнт схеми для УАТ при цьому ж виді к. з., $k_{cx.YAT}^{(2)}$;

$$I_{c.z.} = 306,7 > \frac{1,5}{\sqrt{3}} \left(1,2 \cdot \frac{5}{1,5} + 0,5 \right) \frac{300}{5} = 234,1 A$$

Надійність роботи електромагніта після його дешунтування забезпечується.

Розрахунок струмової відсічки трансформатора.

Струм спрацьовування відсічки вибираємо з умов:

- відстроювання від максимального струму к. з. за трансформатором
 (вираз 6.49):

$$I_{c.v.} = 1,15 \cdot \sqrt{3} \cdot 2720 \cdot \frac{10}{35} = 1546,1 A$$

- з умови відстроювання від кидків струму намагнічування трансформатора

$$I_{c.v.} = 5 \cdot 202,3 = 1011,5 A$$

Кратність спрацьовування відсічки пристрою УЗА-АТ визначаємо по найбільшому значенню $I_{c.v.} = 1546,1 A$

$$k_{відс} = \frac{I_{c.v.}}{I_{c.z.}} = \frac{1546,1}{306,7} = 5,0$$

Приймаємо кратність спрацьовування відсічки $k_{відс} = 5$.

Коефіцієнт чутливості відсічки визначаємо за струмом мінімального к. з. у місці установки пристрою захисту за виразом (6.52):

$$k_u = \frac{2250}{1546,1} = 1,46$$

Оскільки чутливість відсічки не відповідає нормативним значенням $k_{\text{ч}} = 1,46 < k_{\text{ч.норм.}} = 2$, а час спрацювання МСЗ перевищує 0,5 с, необхідно застосувати захист від перевантаження і диференційний захист трансформатора.

Приклад 6.4 Виконати розрахунки релейного захисту силового трансформатора ТМН -2500-35/10 від перевантаження.

Рішення. Захист від перевантаження встановлюємо з боку живлення. Захист виконуємо з використанням однофазного реле типу РС40М, яке включаємо на струм середньої фази "В".

Струм спрацювання захисту визначаємо за виразом (6.62):

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,15}{0,85} \cdot 202,3 \cdot \frac{10}{35} = 78,2 \text{ A}$$

Визначаємо струм спрацювання реле із урахуванням коефіцієнта трансформації трансформатора струму типу ТВТ-35-/Р-300У2 (рисунок 5.25) $k_{\text{м.с.}} = 30$.

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{78,2 \cdot \sqrt{3}}{\frac{300}{5}} = 2,26 \text{ A}$$

Приймаємо уставку реле струму $I_{\text{у}} = 2,3 \text{ A}$

Час спрацювання захисту

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{с.мсз}} + \Delta t = 1,8 + 0,1 = 1,9 \text{ с}$$

Приклад 6.5. Виконати розрахунки диференційного захисту силового трансформатора ТМН -2500-35/10, який встановлений на РТП₀₂-35/10 кВ.

Рішення. Приймаємо дворелейну схему диференційного захисту. Для компенсації кутового здигу для сторони трансформатора, де його обмотки з'єднані в трикутник, вибираємо схему з'єднання трансформаторів струму в зірку, тоді коефіцієнт схеми $k_{\text{сх}} = 1$. Для сторони, де обмотки трансформатора з'єднані в зірку, вибираємо схему з'єднання трансформаторів струму в трикутник, тоді коефіцієнт схеми $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

Визначаємо первинні і вторинні номінальні струми для всіх сторін трансформатора, який захищається. Результати розрахунків наводимо у таблицю 6.5

Приймаємо плече з більшим вторинним струмом за основне і підключаємо до робочої обмотки реле.

Визначаємо номінальний струм трансформатора для високої сторони при крайньому негативному положенні пристрою РПН

$$I'_H = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot (1 - 0,09)} = 45,4 \text{ A}$$

Розраховуємо струм спрацьовування диференційного захисту:

- за умови відстроювання від кидка струму намагнічування при вмиканні ненавантаженого трансформатора під напругу

$$I_{с.з.} = 1,5 \cdot 45,4 = 68,1 \text{ A},$$

- за умовою відстроювання від розрахункового максимального струму небалансу $I_{нб.розр.}$ при перехідних режимах зовнішніх к. з. з урахуванням впливу НТС. Спочатку розраховуємо струм спрацьовування без урахування складового струму небалансу від неточного вирівнювання на комутаторі реле

$$I_{с.з.(35кВ)} = 1,3 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09) \cdot 2720 \cdot \frac{10}{35} = 192,0 \text{ A}$$

$$I_{с.з.(105кВ)} = 192,0 \cdot \frac{35}{10} = 672,0 \text{ A}$$

Струм спрацьовування реле основної сторони (10 кВ) складає

$$I_{ср.розр.} = \frac{I_{сз(10кВ)} \cdot k_{сх}^{(3)}}{k_{м.с.}} = \frac{672,0 \cdot 1}{300 / 5} = 11,2 \text{ A}$$

Приймаємо реле диференційного захисту типу РСТ-15. Реле виконано на інтегральних мікросхемах і отримує живлення від джерела постійного оперативного струму.

Таблиця 6.5 – Результати розрахунків номінальних струмів трансформатора

Найменування величини	Чисельні значення для сторін	
	35 кВ	10 кВ
Первинний номінальний струм $I_{лн}$, А	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,3$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144,5$
Коефіцієнт трансформації ТС	$\frac{300}{5}$	$\frac{300}{5}$
Схема з'єднання ТС	Δ	Y
Вторинні струми у плечах захисту, I_2 , А	$\frac{41,3 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 1,2$	$\frac{144,5 \cdot 1}{300 / 5} = 2,4$

Визначаємо розрахункове число витків основної сторони

$$\omega_{осн.розр.} = \omega_{роб.розр10кВ} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{11,2} = 8,9$$

Приймаємо найближче значення $\omega_{осн.уст.} = 9$ витків.

Трансформатори струму 35 кВ неосновної сторони підключаємо до першої зрівнювальної і до робочої обмотки реле.

Загальне число витків неосновної сторони

$$\omega_{\text{неосн.розр}} = \omega_{\text{осн.уст}} \cdot \frac{I_{2\text{осн}}}{I_{2\text{неосн}}} = 9 \cdot \frac{2,41}{1,2} = 18,07$$

Приймаємо $\omega_{\text{неосн.уст.}} = 18$ витків

Складова первинного струму небалансу, обумовлена округленням розрахункового числа витків неосновної сторони для випадків ушкодження на стороні 10 кВ

$$I'''_{\text{нб.розр.}} = \frac{\omega_{\text{неосн.розр.}} - \omega_{\text{неосн.уст.}}}{\omega_{\text{неосн.розр}}} = \frac{18,07 - 18}{18,7} \cdot 2720 \cdot \frac{10}{35} = 3,01 \text{ A}$$

Первинний струм небалансу з урахуванням складової $I'''_{\text{нб.розр.}}$

$$I_{\text{нб.розр}} = (I'_{\text{нб.розр}} + I'_{\text{нб.розр.}}) + I'''_{\text{нб.розр.}} = 192 + 3,01 = 195,01 \text{ A}$$

Уточнене значення струму спрацьовування захисту

$$I_{\text{с.з.}} = 1,3 \cdot 195,01 = 253,5 \text{ A}$$

Уточнений струм спрацювання реле диференційного захисту РСТ-15

$$I_{\text{ср.р.}} = \frac{253,5 \cdot \frac{35}{10}}{300 / 5} = 14,78 \text{ A}$$

Уточнене значення витків основної сторони

$$\omega_{\text{осн}(10\text{кВ})} = \frac{100}{14,78} = 6,75$$

Приймаємо $\omega_{\text{осн}(10\text{кВ})} = 6$ витків.

Уточнене значення витків неосновної сторони

$$\omega_{\text{неосн}(35\text{кВ})} = 6 \cdot \frac{2,41}{1,2} = 12,05$$

Приймаємо $\omega_{\text{неосн}(35\text{кВ})} = 12$ витків.

Уточнюємо струм спрацьовування реле захисту

$$I_{\text{ср.р}(10\text{кВ})} = \frac{100}{6} = 16,6 \text{ A}$$

$$I_{\text{ср.р}(35\text{кВ})} = \frac{100}{12} = 8,3 \text{ A}$$

Уточнюємо струм спрацьовування захисту

$$I_{c.з.(10кВ)} = \frac{16,6 \cdot 60}{1} = 966 A$$

$$I_{c.з.(35кВ)} = \frac{8,3 \cdot 60}{\sqrt{3}} = 287,9 A$$

Уточнюємо мінімальний коефіцієнт чутливості

$$k_{ч.min} = \frac{I_{k.min}^{(2)} \cdot k_{m.u}}{I_{c.з.}} = \frac{2370 \cdot \frac{10}{35}}{287,9} = 2,35$$

Чутливість захисту забезпечується.

Газовий захист (ГЗ) доповнює диференціальний захист і повинний працювати насамперед при ушкодженнях, що відбуваються усередині трансформатора, при яких диференційний захист не може спрацювати через недостатню чутливість і малий розмір оперативного струму, одержуваного від трансформаторів струму. Газовий захист трансформатора виконується двоступінчатим: перший ступінь ГЗ спрацьовує при незначному виділенні газу, або пониженні рівня масла в газовому реле, і з витримкою часу діє на сигнал. Другий ступінь ГЗ спрацьовує при значному виділенні газу, пониженні рівня масла в газовому реле, або при інтенсивному русі потоку масла з бака трансформатора в розширювач, і діє на відключення трансформатора з усіх боків без витримки часу.

7 НАДІЙНІСТЬ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

7.1 Загальні положення

Енергетичний комплекс України включає в себе цілий ряд систем (рисунки 7.1): газопостачання, нафтопостачання, вугле- та теплопостачання, ядерно-енергетичні. Однією із важливих систем є **електроенергетичні системи**, які забезпечують *виробництво, створювання, акумулювання, передачу і розподіл* електричної, а якщо говорити про вироблення частини тепла на теплоцентралях, теплової енергії.

У розвитку світової енергетики, енергетики промислово розвинутих країн спостерігається тенденція більш тісної взаємодії процесів виробництва, переробки та перетворення, передачі, зберігання, розподілу і споживання різних видів енергії. Тому при проектуванні і експлуатації систем енергопостачання важливим є вміння практичного використання існуючих методів, алгоритмів та математичних моделей при вирішенні задач забезпечення надійності енергопостачання споживачів та зокрема *електропостачання*.

З точки зору надійності, для опису електроенергетичної системи, як і будь-якої іншої вводиться ряд уявлень, термінів та їх визначення, які наведені у таких нормативних документах, як: ГОСТ 21027-75 «Системы энергетические. Термины и определения», ГОСТ 19431-74 «Энергетика и электрификация народного хозяйства. Основные понятия. Термины и определения», ГОСТ 27002-89 «Надежность в технике. Термины и определения».

До основних визначень систем електропостачання відносяться:

- 1) **об'єкт** – предмет певного цільового призначення, який розглядається з точки зору аналізу його властивостей, стану та інших якісних ознак;
- 2) **елемент** – об'єкт, властивості та інші ознаки якого вивчаються незалежно від властивостей його складових частин;
- 3) **система** – сукупність спільно функціонуючих елементів, які об'єднані для виконання єдиної задачі;
- 4) **виріб** – елемент, властивості та інші ознаки якого розглядаються незалежно від його місця і функції в системі.

На стан електрообладнання значно впливають різні зовнішні і внутрішні дії, які приводять до пошкоджень і знижують надійність не тільки окремих елементів, а і системи електропостачання в цілому.

Основними причинами є:

- *відмова* елементів системи (основне обладнання і пристрої системи управління);
- *помилки* експлуатаційного персоналу;
- *відхилення* умов від розрахункових;
- *забезпеченість* системи ресурсами необхідної якості і кількості.

Відмови елементів системи відбуваються не тільки за рахунок старіння, але і в результаті зовнішніх дій, які призводять до непередбачених відключень (природні процеси), а також за рахунок навмисних дій експлуатаційного персоналу (необхідність проведення планових технічних обслуговувань і поточних ремонтів).

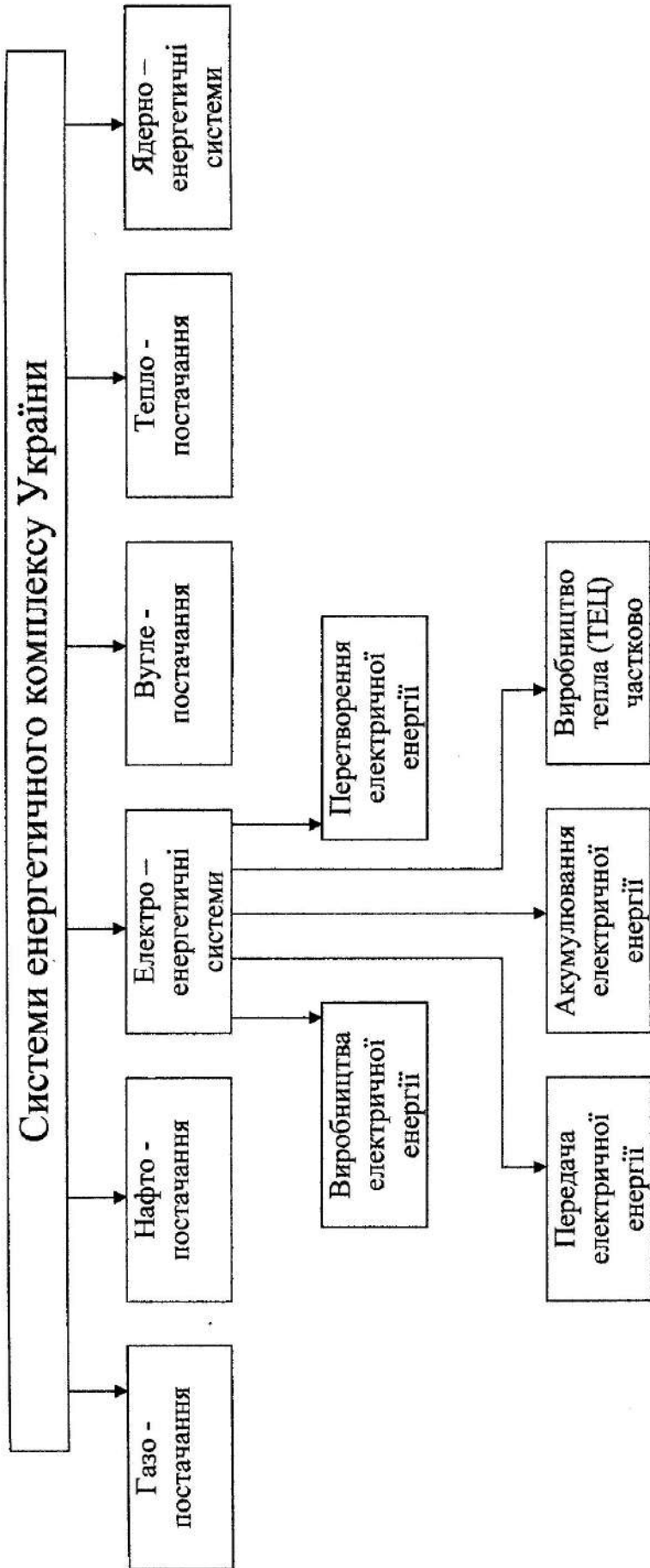


Рисунок 7.1 – Складові енергетичного комплексу України

Помилки експлуатаційного персоналу пов'язані з неправильним налагоджуванням систем релейного захисту і автоматики, помилковими діями при оперативних перемиканнях, виконанням профілактичних випробувань і ремонтів.

Відхилення умов від розрахункових пов'язані з перевищенням навантаження, технічною неудоконаленістю системи, з затриманням вводу у експлуатацію нового обладнання, невірно вибраними режимами роботи системи.

Забезпеченість системи передбачає забезпеченість її потрібними грошовими, матеріальними (в плані обладнання) і трудовими ресурсами. Основні причини і характер пошкоджень деяких базових елементів систем електропостачання наведені у таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Причини і характер пошкоджень основних елементів СЕП

Елемент СЕП	Причини	Кількість аварійних відключень, %	Примітка
1	2	3	4
Повітряні лінії (ПЛ) 0,4 – 110 кВ	1. Грозові пошкодження ізоляції 2. Ожеледні утворення 3. Повітряні навантаження 4. Вібрація і „танок” проводів 5. Займання дерев'яних опор 6. Послаблення механічної міцності деталей опор 7. Пошкодження опор і проводів автотранспортом та механізмами 8. Порушення правил монтажу та спорудження 9. Порушення при прийманні до експлуатації 10. Недоліки в організації експлуатації	90 - 95	
Кабельні лінії (КЛ) 0,4 – 110 кВ	1. Порушення цілісності будівельними машинами і механізмами при земляних роботах 2. Старіння міжфазної та поясної ізоляції 3. Інтенсивна корозія (електрична і хімічна) покриття 4. Перевантаження кабелю 5. Потрапляння вологи у кабель 6. Порушення ізоляції гризунами 7. Недоліки в організації експлуатації	60 - 70	Пошкодження кабелів залежить від способу прокладки, різниці горизонтальних рівнів ділянок прокладання (стікання масла і осушення ізоляції), агресивності навколишнього середовища, строку експлуатації та інше

Продовження таблиці 7.1

1	2	3	4
Силові трансформатори (ТН)	1. Пошкодження ізоляції обмоток внаслідок дефектів конструкції та виготовлення, при дії та виготовлення, при дії зовнішніх перенапруг і струмів короткого замикання 2. Пошкодження перемикачів (в основному регулюємих під напругою), а також пошкодження, викликані конструктивними і технологічними дефектами 3. Пошкодження введів, в основному при зовнішніх перенапругах в мережах 4. Неякісні контактні з'єднання		
Комутаційні апарати (вимикачі, роз'єднувачі, відокремлювачі)	1. Механічні пошкодження, які пов'язані з недосконалістю конструкції 2. Порушення технології виготовлення 3. Порушення правил експлуатації 4. Перекриття ізоляції при зовнішніх та внутрішніх перенапругах 5. Пробій внутрішньообової ізоляції вимикачів		Велика пошкодженість лінійних роз'єднувачів 6 – 10 кВ внаслідок недоліків їхнього конструктивного виконання

Надійність систем забезпечується як надійністю окремих елементів, що складають систему, так і схемами систем електропостачання в цілому.

Згідно ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Термины и определения» під **надійністю** розуміють властивість об'єкта (елементу системи) виконувати задані функції у заданому об'ємі при визначених умовах функціонування. Основні класифікаційні ознаки, які характеризують надійність об'єктів електроенергетики наведені на рисунку 7.2.

Як бачимо із рисунку 7.2 кожний об'єкт електроенергетики, з точки зору надійності, характеризується рядом **властивостей, станом, подією** та їх кількісними або якісними показниками.

Властивості. До основних властивостей, якими характеризується надійність систем електропостачання відносяться: **безвідмовність, довговічність, ремонтоздатність, збереженість.**

Безвідмовність – це властивість об'єкту безперервно зберігати працездатний стан на протязі деякого часу або деякої наробітки.

Довговічність – властивість об'єкту зберігати працездатність до настання граничного стану при встановленій системі технічного обслуговування і ремонту.

Ремонтоздатність – властивість об'єкту, яка полягає у пристосування до попередження та виявлення причин виникнення відмов, пошкоджень і усунення

їхніх наслідків шляхом проведення технічного обслуговування та ремонтів.

Збереженість – властивість об'єкту безперервно зберігати ладний або тільки працездатний стан на протязі і після зберігання або транспортування.

Стан. Стан системи електропостачання, в якому вони можуть знаходитися, з точки зору надійності визначається по здатності об'єкту виконувати задані функції у заданому об'ємі. По даним ознакам стан об'єкту класифікується слідуєчим чином (рисуніок 7.2).

Роботоздатний стан – стан об'єкту, при якому він здатний виконувати усі або частину заданих функцій в повному або частковому об'ємі.

У свою чергу роботоздатний стан характеризується двома ознаками:

1) **повністю роботоздатний стан** – це роботоздатний стан об'єкту, при якому він здатний виконувати всі задані функції в повному обсязі;

2) **частково роботоздатний стан**, при якому об'єкт здатний виконувати частину заданих функцій в повному або частковому обсязі або усі задані функції, але при цьому хоча б одну з них – в частковому об'ємі.

Нероботоздатний стан – стан об'єкту, при якому він не здатний виконувати всі задані функції. Стан, який визначає виконання об'єктом заданих функцій в заданому об'ємі, підрозділяється:

1) **робочий стан** – стан об'єкту, при якому він виконує усі або частину заданих функцій в повному або частковому обсязі і підрозділяється на слідуєчі види:

а) **повністю робочий стан**, при якому об'єкт виконує усі задані функції в повному об'ємі;

б) **частково робочий стан**, при якому об'єкт виконує частину заданих функцій в повному або частковому об'ємі або усі функції, але при цьому хоча б одну з них в частковому об'ємі;

2) **резервний стан** – стан, при якому об'єкт здійснює резервування інших об'єктів і підрозділяється на два стани:

а) **навантаженого резерву**, при якому об'єкт знаходиться в роботі;

б) **ненавантаженого резерву**, при якому об'єкт не знаходиться в роботі;

3) **неробочий стан** – стан об'єкту, при якому він не виконує усі задані функції.

Крім того, робочий стан систем електропостачання характеризується режимами її роботи: **нормальним, ремонтним, важким, аварійним і післяаварійним** (рисуніок 7.2).

Нормальний режим – робочий стан системи електропостачання, при якому забезпечуються значення заданих параметрів режиму роботи і резервування у встановлених границях.

Ремонтний режим – робочий стан системи, при якому незалежно від значення заданих параметрів режиму не забезпечується резервування у встановлених границях.

Важкий режим – робочий стан об'єкту, при якому незалежно від значення заданих параметрів режиму не забезпечується резервування у встановлених границях.

Аварійний режим – робочий стан системи, при якому вона знаходиться в результаті відмови її елементів від моменту виникнення відмови до її локалізації.

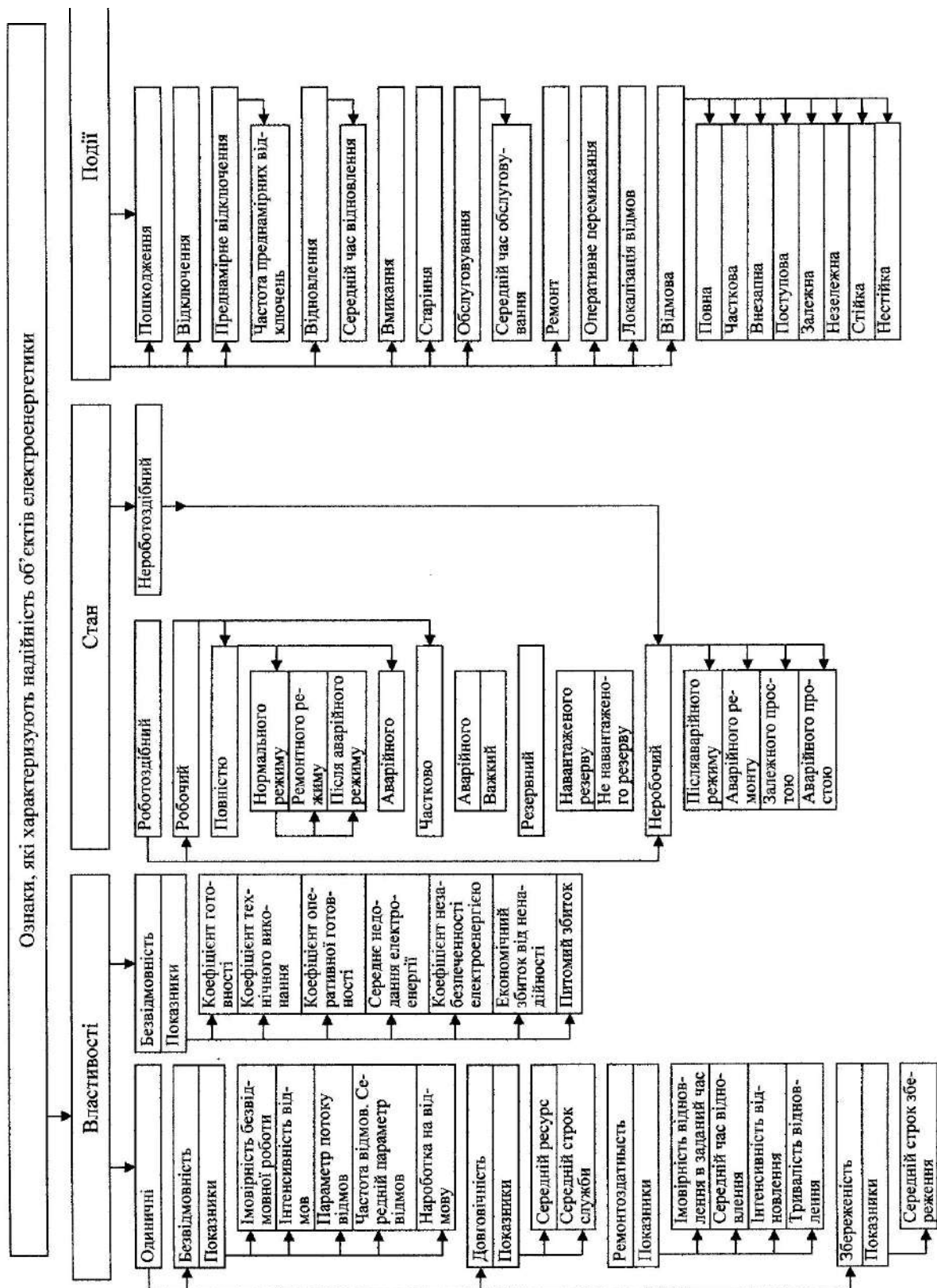


Рисунок 7.2 – Класифікація ознак, які характеризують надійність об'єктів електропостачання

Післяаварійний режим – робочий стан системи, у якому вона знаходиться в результаті відмови її елементів після локалізації відмови до встановлення заданого режиму.

Необхідно підкреслити, що перераховані режими, як правило, характеризують стан системи, а не її елементів.

Нормальний режим завжди відповідає повністю робочому, а важкий – частково робочому стану.

Події. Перехід об'єкту (системи електропостачання) електроенергетики із одного стану в інший, який здійснюється в результаті цілеспрямованої зміни його структури і параметрів режиму або в результаті відмов (аварії) та операцій відновлення, називається **подією**. Класифікація подій, які характерні для електротехнічних систем, наведена на рисунку 7.2. До основних видів подій відносяться слідуєчі:

Пошкодження – порушення ладності об'єкту або його складових частин в результаті зовнішніх дій, які перевищують рівні, що встановлені нормативно-технічною документацією.

Відключення – переведення об'єкту із робочого у неробочий стан.

Навмисне відключення – це відключення, яке передбачене і виконане експлуатаційним персоналом.

Відновлення – це подія, яка заключається у переході об'єкту із нероботоздатного в роботоздатний стан.

Обслуговування – сукупність заходів, які здійснюються для зберігання або відновлення роботоздатного стану об'єкту.

Ремонт – сукупність заходів, які здійснюються для відновлення роботоздатності об'єкту.

Оперативне перемикання – це зміна схеми або режиму роботи об'єкту, яка виконується обслуговуючим персоналом.

Відмова – подія, яка заключається в порушенні роботоздатності об'єкту або однієї із вимог до якості виконання даної функції, які встановлені у нормативно-технічній або конструкторській документації на систему.

Розрізняють два види відмови:

а) **відмова роботоздатності** – подія, яка заключається у переході об'єкту з одного рівня роботоздатності на другий, більш низький;

б) **відмова функціонування** – подія, яка заключається в переході об'єкту з одного відносного рівня функціонування на інший, більш низький.

Як відмова роботоздатності, так і відмова функціонування об'єкту електроенергетики може бути:

1) **повною відмовою роботоздатності** – відмова роботоздатності, яка приводить об'єкт у нероботоздатний стан;

2) **часткова відмова роботоздатності** – відмова роботоздатності, яка приводить об'єкт до часткового роботоздатного стану;

3) **раптова відмова роботоздатності** – відмова роботоздатності, яка характеризується раптовим зниженням рівня роботоздатності об'єкту;

4) **поступова відмова роботоздатності** – відмова роботоздатності, яка

характеризується поступовим зниженням рівня роботоздатності об'єкту;

5) **незалежна відмова роботоздатності** – відмова роботоздатності об'єкту, яка не обумовлена відмовами роботоздатності інших об'єктів;

6) **залежна відмова роботоздатності** – відмова роботоздатності об'єкту, яка обумовлена відмовами роботоздатності інших об'єктів;

7) **стійка відмова роботоздатності** – відмова роботоздатності, для відновлення якої необхідний ремонт об'єкту;

8) **нестійка відмова роботоздатності** – відмова роботоздатності, для відновлення якої необхідні тільки відключення або зміна режиму роботи об'єкту без його ремонту.

По тривалості в електропостачанні відрізняють такі відмови:

- **тривала перерва** в електропостачанні споживачів, яка обумовлена ліквідацією великих пошкоджень в системі електропостачання (декілька діб);

- **припинення живлення** споживачів на час відновлення роботоздатності елементу СЕП, який відмовив (4 – 24 год);

- **припинення живлення** споживачів на час, необхідний для ручного вмикання резервного живлення діями оперативно-виїздної бригади (ОВБ) (1,5 – 6 год);

- **припинення живлення** на час оперативних перемикачів, які виконуються черговим персоналом на підстанціях (декілька хвилин);

- **короткочасна відмова** в електропостачанні споживачів на час автоматичного вводу резервного живлення або автоматичного відключення пошкодженої ділянки мережі (декілька секунд).

Крім того, відмови в електропостачанні розділяють на:

- **раптові**, коли споживач не отримує ніякої інформації про відмови;

- **позапланові відключення**, коли споживач отримує інформацію про відключення незадовго до моменту відключення;

- **планові відключення**, про які споживач попереджується завчасно і це відключення планується експлуатаційним персоналом.

Критерієм відмови (аварії) є умови, відповідно до яких приймається рішення про працездатний стан об'єкту і відповідність його параметрам та допустимим границям їх зміни. Ці критерії встановлюються відповідною нормативно-технічною документацією по відмовам об'єктів електроенергетики.

Події, які приводять до обмеження наслідків відмов і підвищенню рівня працездатності та функціонування характеризується поняттям **локалізації відмови функціонування**. Це означає управління об'єктом з метою обмеження наслідків відмови шляхом відділення пошкоджених елементів.

Необхідно підкреслити, що відмова є одним із основних уявлень теорії надійності.

7.2 Кількісні показники надійності елементів систем електропостачання

Крім якісних характеристик, надійність елементів систем електропостачання має і кількісну оцінку. Найменування і визначення основних показників елементів схем та математичні вирази для їх кількісної оцінки наведено в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2 – Показники надійності елементів систем електропостачання

Найменування показника та його визначення	Математичний вираз	Розшифрування символів, які входять до математичного виразу
1	2	3
1.Імовірність безвідмовної роботи $R(t)$ - це імовірність того, що час t_0 буде більше часу t	$R(t) = p(t_0 > t)$ $\tilde{R}(t) = \frac{N(t_0)}{N(0)}$	$N(t_0)$ - кількість елементів, які проробили безвідмовно до моменту часу t ; $N(0)$ - першопочаткова кількість спостережених елементів; t_0 - час безвідмовної роботи, год (рік); t - координата часу, год (рік)
2.Імовірність відмови $F(t)$ - імовірність того, що відмова настала до моменту часу t	$F(t) = p(t_0 > t)$ $\tilde{F}(t) = \frac{n(t_0)}{N(0)}$	$n(t_0)$ - кількість елементів, відмова яких настала до моменту часу t ; t_0 - час, який пройшов до настання відмови
3.Щільність імовірності відмови $f(t)$ - імовірність того, що відмова елементу настане за одиницю часу	$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = p(t < t_0 < t + \Delta t)$ $\tilde{f}(t) = \frac{n(\Delta t_0)}{N(0)\Delta t_0}$	$n(\Delta t_0)$ - кількість елементів, які відмовили за проміжок часу Δt_0 ; Δt_0 - проміжок часу, за який спостерігалися відмови, год (рік)
4.Інтенсивність відмов $\lambda(t)$ - це умова імовірності відмови після часу t_0 за одиницю часу Δt_0 при умові, що до моменту t_0 відмови не було	$\lambda(t) = \lim_{\Delta t_0 \rightarrow 0} \frac{p(t < t_0 < t + \Delta t_0 t_0 > t)}{\Delta t_0}$ $\lambda(t) = \frac{n(\Delta t_0)}{N(t) \cdot \Delta t_0}$	$N(t)$ - кількість елементів, які знаходяться в ладному стані до моменту часу настання відмови t_0 ; $N(t) = N(t_0)$; Δt_0 - проміжок часу, за який спостерігалися відмови, год (рік)

Продовження таблиці 7.2

1	2	3
5.Параметр потоку відмов – відношення кількості елементів, які відмовили в інтервалі часу Δt_δ до кількості елементів, які знаходяться під спостереженням при умові, що всі елементи, які вийшли з ладу, замінюються працездатними	$\omega(t) = \lim_{\Delta t_\delta \rightarrow 0} \frac{p(t, t + \Delta t_\delta)}{\Delta t_\delta}$ $\tilde{\omega}(t) = \frac{n(\Delta t_\delta)}{N_c(t)}$	$N_c(t)$ - кількість елементів, які знаходяться під спостереженням
6.Середній параметр відмов (частота відмов) ω_t	$\omega_t = \int_t^{t+\Delta t_\delta} \omega(x) dx$	$\omega(x)$ - функція параметру потоку відмов
7.Середній час безвідмовної роботи T_δ - це відношення часу роботи елемента до математичного очікування кількості його відмов за цей же час	$T_\delta = \int_0^\infty R(t) dt$ $T_\delta = \frac{t_p}{M(n_p)}$	$M(n_p)$ - математичне очікування кількості відмов за час роботи елемента t_p

Продовження таблиці 7.2

1	2	3
8.Імовірність відновлення елементу за даний час $G(t)$ - це імовірність того, що час відновлення $t_{\text{вд}}$ менше заданого t, або відношення кількості випадків $m(\Delta t_{\text{вд}})$, коли відновлення елемента продовжувалося менше інтервалу часу $\Delta t_{\text{вд}}$ до загальної кількості спостережених випадків відновлення $N_{\text{вд}}(t)$	$G(t) = p(t_{\text{вд}} < t)$ $G(t) = \frac{m(\Delta t_{\text{вд}})}{N_{\text{вд}}(t)}$	$m(\Delta t_{\text{вд}})$ - кількість випадків, коли відновлення елемента продовжувалося менше інтервалу часу $t_{\text{вд}}$; $N_{\text{вд}}(t)$ - загальна кількість спостережених випадків відновлення
9.Середній час відновлення τ - це відношення сумарного часу відновлення, який зафіксований за N_{τ} випадків відновлення до кількості цих випадків	$\tau = \int_0^{\infty} (1 - G(t)) dt$ $\tilde{\tau} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\tau}} \tau_i}{N_{\tau}}$	τ_i - час відновлення елемента в i-му випадку, год (рік); N_{τ} - кількість зафіксованих випадків відновлення
10.Частота навмисних відключень ν - відношення кількості елементів, які були переднамірно відключені в інтервалі часу Δt_n до кількості елементів, які знаходяться під спостереженням $M_c(t)$	$\tilde{\nu} = \frac{m(\Delta t_n)}{M_c(t)}$	$m(\Delta t_n)$ - кількість елементів, які були переднамірно відключені в інтервалі часу Δt_n; $M_c(t)$ - кількість подібних елементів, які знаходяться під спостереженням за цей же час

Продовження таблиці 7.2

1	2	3
11.Середній час обслуговування (відновлення після навмисного відключення) η - це відношення сумарного часу обслуговування, який зафіксований за M_τ випадків обслуговування до кількості цих випадків	$\tilde{\eta} = \frac{\sum_{i=1}^{M_\tau} \tau_{oi}}{M_\tau}$	τ_{oi} - час обслуговування елемента в і-му випадку, год (рік); M_τ - кількість зафіксованих випадків обслуговування
12.Коефіцієнт готовності K_z - це відношення середнього часу безвідмовної роботи T_δ до суми цього часу та середнього часу відновлення τ. Або – це імовірність того, що у довільний момент часу елемент знаходиться у працездатному стані	$K_z = \frac{T_\delta}{T_\delta + \tau}$	
13.Коефіцієнт простою K_{np} - імовірність того, що в усталеному режимі у довільний момент часу елемент буде непрацездатним	$K_{np} = 1 - K_z = \frac{1}{(T_\delta + \tau)\tau}$	

Продовження таблиці 7.2

1	2	3
14. Коефіцієнт технічного використання $K_{тв}$ - це відношення середнього часу безвідмовної роботи елемента до суми цього часу, середнього часу відновлення та середнього часу обслуговування η	$K_{тв} = \frac{T_{\delta}}{T_{\delta} + \tau + \eta}$	
15. Коефіцієнт оперативної готовності $K_{ог}$ - це імовірність безвідмовної роботи елемента на протязі заданого часу роботи Δt_p у період нормального функціонування при умові, що до цього моменту елемент не відмовив	$K_{ог} = K_z R(t)$	

7.3 Основні відомості про статистичну обробку даних про надійність елементів систем електропостачання

Як в процесі проектування, а саме виборі схем первинних комутацій підстанцій, схем електричних мереж та інше, так і виборі режимів їх роботи в процесі експлуатації, необхідним та важливим є кількісна оцінка показників надійності. Це дозволяє, при виборі схем і режимів їх роботи, прийняти найбільш оптимальне техніко-економічне рішення.

Визначення та оцінка кількісних показників надійності елементів СЕП базується на положеннях теорії імовірностей, математичної статистики, теорії масового обслуговування.

Дані про відмови і навмисні відключення елементів утримуються в первинній документації підприємств електричних мереж. Ці дані необхідно обробляти таким чином, щоб у результаті отримати достовірні показники надійності елементів мережі. Обробка даних спостережень виконується в наступній послідовності.

1. Накопичується необхідний об'єм вибірки спостережень, які беруться в експлуатаційних організаціях (наприклад, в РЕМ) або здійснюються експериментальні спостереження за роботою та відмовами елементів схем систем електропостачання, які підлягають оцінці. Мінімальний необхідний об'єм спостережень $N_i(0)$ визначається за виразом [7.1]:

$$N_i(0) = \frac{n_{ei} \cdot T_{ei}}{f \cdot \Delta t_{ei}}, \quad (7.1)$$

де n_{ei} - кількість відмов i -го елемента схеми за час спостереження;

T_{ei} - очікуваний час безвідмовної роботи i -го елемента, років;

Δt_{ei} - проміжок часу, за який спостерігалися відмови i -го елемента, років (задається);

f - кількість ступенів свободи

$$f = 1 + \delta, \quad (7.2)$$

де δ - відносна похибка; може бути задана.

Кількість відмов n_{ei} визначається по таблицям [7.3] при розрахунковому значенні ступенів свободи f та вибраному значенні довірчої імовірності α .

2. Складається таблиця спостережень, яка містить графі „номер спостереження” та „значення параметру” (таблиця 7.3).

3. Визначаємо параметри закону розподілу по експериментальним даним (таблиця 7.3):

3.1) визначаємо кількість інтервалів q , на які необхідно розділити різницю між двома граничними значеннями даних за правилом Старджеса:

$$q = 1 + 3,33 \lg N, \quad (7.3)$$

де N - кількість спостережень; береться з таблиці експериментальних спостережень (таблиця 7.3);

Таблиця 7.3 – Дані експериментальних спостережень

Номер спостереження	Значення параметру	Номер спостереження	Значення параметру
1	2	1	2
1	x_1	6	x_6
2	x_2	7	x_7
3	x_3	8	x_8
4	x_4	...	...
5	x_5	N	x_N

Примітка – x_i – кількісне значення спостереженого параметра

3.2) визначаємо масштаб (або шаг) вибірки h :

$$h = (x_{max} - x_{min})q^{-1}, \quad (7.4)$$

де x_{max}, x_{min} - відповідно, максимальне та мінімальне значення параметра спостереження; береться з таблиці 7.3;

3.3) визначаємо граничні значення кожного інтервалу $x_{qmin} \dots x_{qmax}$. Слід враховувати те, що верхнє граничне значення попереднього інтервалу є початковим (мінімальним) граничним значенням слідуєчого, тобто:

- перший інтервал:

$$x_{min} \dots (x_{min} + h)$$

- другий інтервал:

$$(x_{min} + h) \dots (x_{min} + 2h)$$

- для третього інтервалу:

$$(x_{min} + 2h) \dots (x_{min} + 3h)$$

- для останнього інтервалу:

$$(x_{min} + (q - 1)h) \dots (x_{min} + qh)$$

- для i -го інтервалу:

$$(x_{min} + (q_i - 1)h) \dots (x_{min} + q_i h) \quad (7.5)$$

де q_i - порядковий номер i -го інтервалу.

Розрахункові дані заносимо в „шапку” таблиці для визначення параметрів статистичного ряду (таблиця 7.4).

Таблиця 7.4 – Розрахункові дані статистичного ряду

Параметр статис- тичного ряду	$x_{q\min} \dots x_{q\max}$				
	$x_{\min} \dots$ $(x_{\min} + h)$	$(x_{\min} + h) \dots$ $(x_{\min} + 2h)$	$(x_{\min} + 2h) \dots$ $(x_{\min} + 3h)$		$(x_{\min} + (q-1)h) \dots$ $(x_{\min} + qh)$
$\bar{x}_q$					
x_q^*					
n_q					
p_q					

3.4) визначається середнє значення $\bar{x}_q$ спостереженого параметру в кожному інтервалі. Для q-го інтервалу $\bar{x}_q$ визначається як:

$$\bar{x}_q = 0,5(x_{q\max} + x_{q\min}) \quad (7.6)$$

3.5) визначаємо відносне середнє значення спостереженого параметру x_q^* в q-му інтервалі [7.2]:

$$x_q^* = (\bar{x}_q - \bar{x}_0) \cdot h^{-1}, \quad (7.7)$$

де $\bar{x}_0$ - умовний нуль (новий початок відрахунку); як правило це середнє значення спостереженого параметру для усіх вибірки;

3.6) визначаємо частоту p_q спостережених значень параметру в q-му інтервалі:

$$p_q = n_q / N, \quad (7.8)$$

де N - загальна кількість спостережень параметру.

Результати розрахунків заносяться до таблиці визначення параметрів статистичного ряду (таблиця 7.4).

4. За даними таблиці 7.4 будується гістограма для визначення закону розподілу (рисунок 7.3). Гістограма будується слідуєчим чином. По вісі абсцис відкладається відносне середнє значення досліджуваного параметру x_q^* , а також відносні значення границь інтервалів $x_{q\min}^*$ та $x_{q\max}^*$:

$$\begin{aligned} x_{q\min}^* &= (x_{q\min} - \bar{x}_0) \cdot h^{-1} \\ x_{q\max}^* &= (x_{q\max} - \bar{x}_0) \cdot h^{-1} \end{aligned} \quad (7.9)$$

По вісі ординат відкладається частота спостережень параметру p_q в q-му

інтервалі.

З кінців інтервалів встановлюються перпендикуляри, висота яких дорівнює значенню частоти спостережень досліджуваного параметру p_q . Кінці інтервалів на рівні p_q з'єднуються прямою, яка паралельна вісі абсцис. В результаті отримуємо ступінчастий графік, тобто *вид статистичного розподілу* даних спостережень.

5. Будується теоретична крива закону розподілу (дані беруться з таблиці 7.4). Для цього визначаємо:

5.1) математичне очікування середнього значення досліджуваного параметру m_x :

- у відносних одиницях:

$$m_x^* = \sum_{q=1}^q x_q^* \cdot p_q^* \quad (7.10)$$

- в іменованих одиницях:

$$m_x = m_x^* \cdot h + \bar{x}_0 \quad (7.11)$$

5.2) дисперсію s_x :

- у відносних одиницях:

$$s_x^* = \sum_{q=1}^q (x_q^* - m_x^*)^2 \cdot p_q^* \quad (7.12)$$

- в іменованих одиницях:

$$s_x = s_x^* \cdot h^2 \quad (7.13)$$

6. По вигляду гістограми (рисунок 7.3) визначається (приблизно) відповідність до того або іншого закону розподілу (наприклад, з рисунку 7.3 видно, що зміна досліджуваного параметру може бути описана нормальним законом розподілу). Для затвердження цього висновку необхідно по параметрам розподілу побудувати теоретичну криву прийнятого розподілу. Для нормального закону розподілу функція буде мати наступний вид [7.2]:

$$f(x) = (\sigma_x \sqrt{2\pi})^{-1} e^{-\frac{(\bar{x}_q - m_x)^2}{2\sigma_x^2}}, \quad (7.14)$$

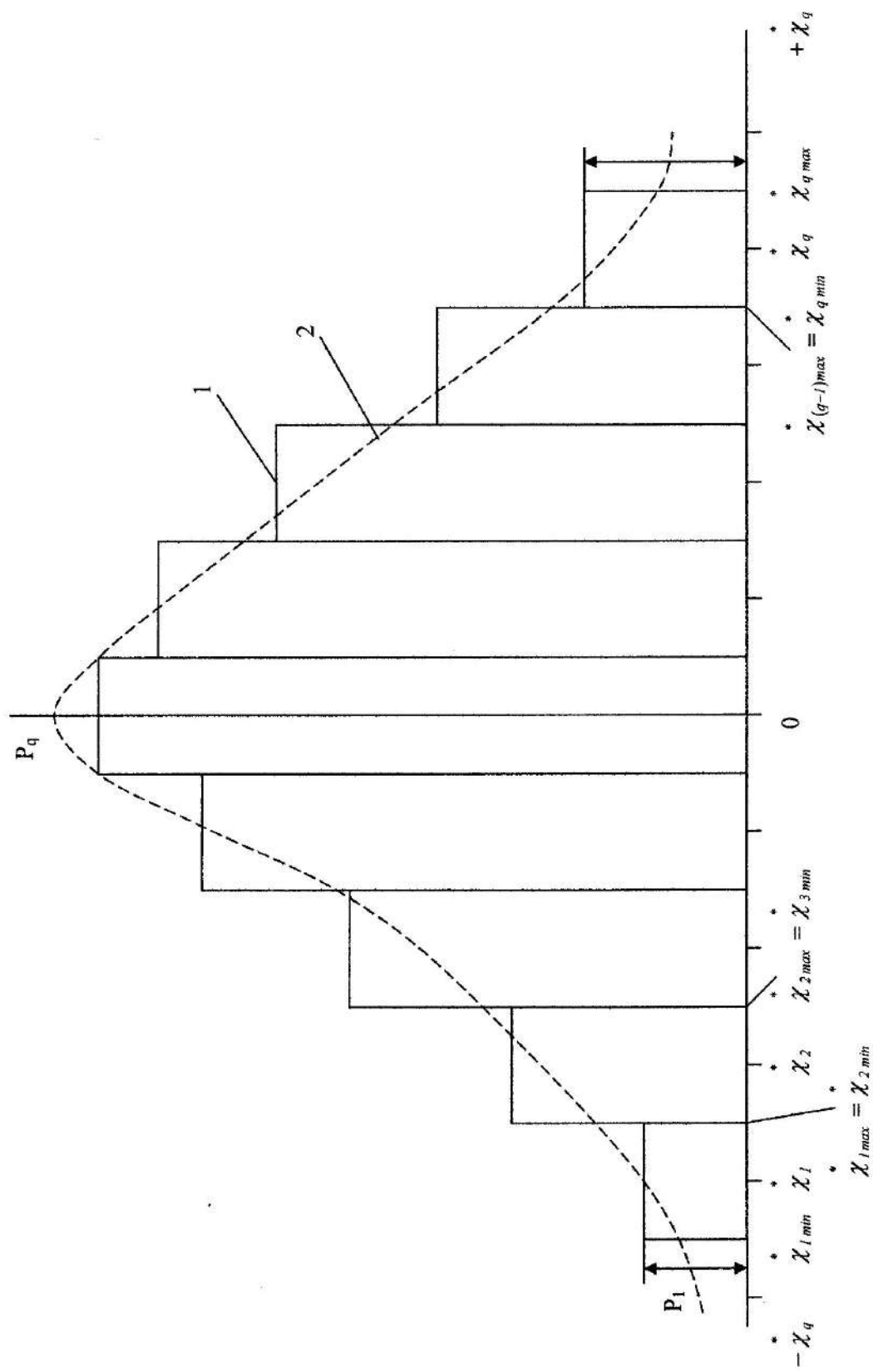
де σ_x - середньоквадратичне відхилення значення досліджуваного параметру:

- у відносних одиницях:

$$\sigma_x^* = \sqrt{s_x^* / (N - 1)} \quad (7.15)$$

- в іменованих одиницях:

$$\sigma_x = \sqrt{s_x / (N - 1)} \quad (7.16)$$



1 – гістограма; 2 – теоретична крива закону розподілу статистичних даних
Рисунок 7.3 – Приклад побудови гістограми та теоретичної кривої закону розподілу

6.1) визначаємо значення нормованого та центрованого розподілу по таблицям із [7.2] для функцій:

$$\varphi_0(t) = (2\pi)^{-0,5} \cdot e^{-0,5t^2}; \quad f(t) = \sigma_x^{-1} \varphi_0(t) \quad (7.17)$$

де
$$t = (\bar{x}_q - m_x) \cdot \sigma_x^{-1} \cdot \quad t = (x_q - m_x) \sigma_x^{-1} \quad (7.18)$$

6.2) визначається функція $f(x)$ з урахуванням (7.17).

Розрахункові значення t , $\varphi_0(t)$, $f(x)$ заносимо до таблиці 7.5. По цим даним будуємо теоретичну криву розподілу (рисунок 7.3).

Таблиця 7.5 – Розрахункові дані для побудови теоретичної кривої розподілу по нормальному закону

Розрахункові параметри	Відносне середнє значення досліджуваного параметру x_q								
	$-x_q$				x_0				$+x_q$
$(x_q - m_x) \sigma_x^{-1}$									
$\varphi_0(t_q)$									
$f(x_q)$									
p_q									

7. По отриманим даним (таблиця 7.5) та теоретичній кривій (рисунок 7.3) оцінюємо відповідність теоретичного закону розподілу до статистичного.

Існує ряд критеріїв перевірки відповідності статистичного і теоретичного законів розподілу.

Найбільш детально про закони розподілу експериментальних даних та критеріїв їх відповідності до теоретичних законів можна знайти у [7.1, 7.7]. Відповідність теоретичного та статистичного законів розподілу вказує на правильність проведенних розрахунків і дає підстави для подальших рішень. Приклад застосування критеріїв оцінки відповідності статистичного та теоретичного законів розподілу наведено в підрозділі 7.6.

7.1) визначаємо імовірність попадання випадкових величин досліджуваного параметру в інтервали по виразу [7.2]:

$$p_{qp} = \Phi\left(\frac{x_{qmax} - m_x}{\sigma_x}\right) - \Phi\left(\frac{x_{qmin} - m_x}{\sigma_x}\right), \quad (7.19)$$

де Φ^* - функція нормального розподілу; визначається за таблицями [7.2].

Для розрахунку використовуємо дані таблиць 7.3 – 7.5. Результати розрахунків заносимо до таблиці 7.7.

7.2) визначаємо міру розходження між теоретичними і статистичними значеннями величин (тобто розрахунковий критерій χ_p^2):

$$\chi_p^2 = \sum_{q=1}^q (n_q - Np_{qp})^2 (Np_{qp})^{-1} \quad (7.20)$$

7.3) визначаємо кількість ступенів свободи f' :

$$f' = q - r, \quad (7.21)$$

де q - кількість інтервалів статистичного ряду;

r - кількість повторів спостережень для кожного дослід; визначається з таблиці даних експериментальних спостережень (таблиця 7.3).

Таблиця 7.7 – Розрахункові дані для перевірки відповідності теоретичного та статистичного законів розподілу

Розрахункові параметри	Границі інтервалів $x_{q \min} \dots x_{q \max}$:								
	$x_{q \min}$	...	...	...	$x_{0 \min}$	...	...	...	$x_{q \min}$
	$x_{q \max}$				$x_{0 \max}$				$x_{q \max}$
n_q									
p_{qp}									
Np_{qp}									

7.4) по таблиці додатку 5 [7.2] при кількості ступенів свободи f' і прийнятому рівні значущості α визначаємо χ_m^2 і оцінюємо ступінь відповідності прийнятому закону розподілу:

а) при $\chi_m^2 \geq \chi_p^2$ - статистичний закон розподілу відповідає прийнятому теоретичному;

б) при $\chi_m^2 < \chi_p^2$ - статистичний закон розподілу не відповідає прийнятому теоретичному.

8. Визначаються довірчі границі відхилення спостереженого параметру надійності від середнього значення:

8.1) з таблиці додатку 6 [7.2] при прийнятому рівні значущості α і кількості ступенів свободи f' визначаємо значення критерію Ст'юдента t_{α} ;

8.2) визначаємо відхилення ε_{α} параметра від його середнього значення:

$$\varepsilon_{\alpha} = t_{\alpha} \cdot \sigma_x; \quad \varepsilon_{\alpha} = t_{\alpha} \cdot \sigma_x \quad (7.22)$$

Тоді з урахуванням (7.22) значення спостереженого параметра буде знаходитися в таких границях:

- у відносних одиницях:

$$m_x - \varepsilon_{\alpha} \leq x \leq m_x + \varepsilon_{\alpha} \quad (7.23)$$

- в іменованих одиницях:

$$m_x - \varepsilon_{\alpha} \leq \bar{x} \leq m_x + \varepsilon_{\alpha} \quad (7.24)$$

7.4 Визначення надійності структур електропостачання

Визначення показників надійності для структур систем електропостачання (СЕП) відрізняється від визначення тих самих показників для елементів тим, що в структурі показники надійності елементів або відомі, або задаються. При цьому на розглядувану систему накладаються деякі умови:

- 1) система розглядається як деяка абстрактна структура і незалежна від її фізичної природи;
- 2) структура має вхід x і вихід y ;
- 3) показники надійності структури СЕП визначаються на виході;
- 4) елементи структури знаходяться тільки в двох станах: роботоздатному або нероботоздатному;
- 5) відмови елементів структури розглядаються як незалежні дії;
- 6) потік відмов та відновлення елементів є простими діями;
- 7) пропускна здатність елементів структури необмежена.

Для здійснення розрахунків показників надійності СЕП необхідно:

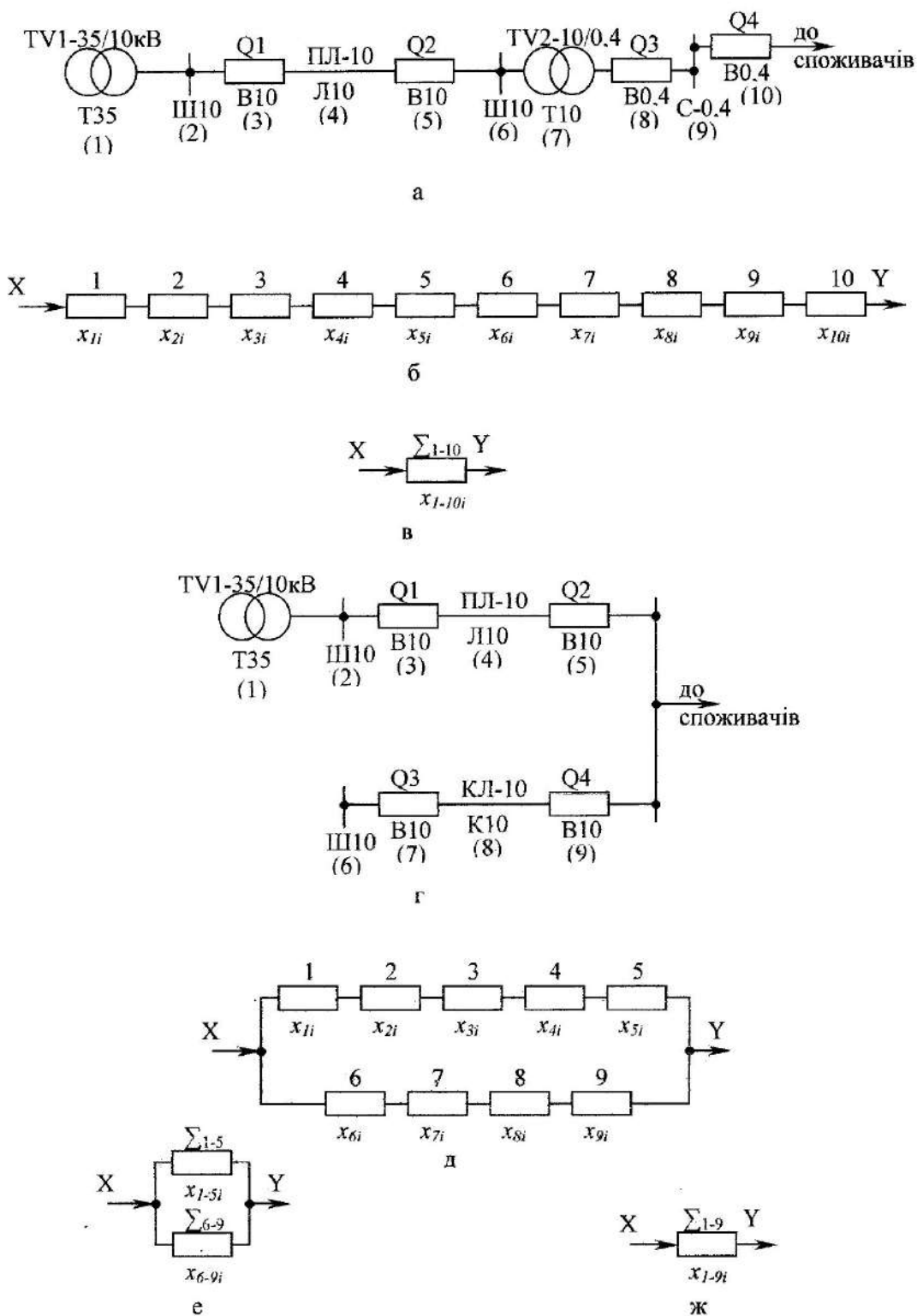
- 1) розглядувану систему представити у вигляді структурної схеми, на якій кожен елемент дається у вигляді еквівалентного прямокутника із своїми значеннями розрахункових або заданих показників надійності x_i (рисунок 7.4).

Показники надійності деяких елементів СЕП наведені у таблиці 7.8;

- 2) провести еквівалентування всієї структурної схеми, тобто сукупність елементів привести до загального елементу з сумарним значенням показників надійності. При цьому необхідно дотримуватись правил еквівалентування послідовно, паралельно та змішано з'єднаних елементів схем;

- 3) визначити проміжні та загальні показники надійності.

Нижче наведені правила еквівалентування та розрахунку показників надійності для різних схем з'єднання елементів структури СЕП.



а – в – послідовне з'єднання; г – ж - паралельне з'єднання елементів
 Рисунок 7.4 – Приклади структур СЕП з послідовним і паралельним з'єднаннями елементів та їх перетворювання (еквівалентування)

Таблиця 7.8 – Показники надійності елементів систем електропостачання

Елемент	Умове позначення	Частота відмов ω , рік ⁻¹	Середній час відновлення, τ , год	Частота навмисних відключень ν , рік ⁻¹	Середній час обслуговування η , год
Повітряна лінія 35, 110 кВ одноколова, на 1 км	Л110	0,08	6/8*	0,1/0,15*	6,5/8*
Обидва кола повітряної лінії 35, 110 кВ, на 1 км	2Л110	0,008	10/-	0,01/-	8/-
Повітряна лінія 6, 10 кВ одноколова, на 1 км	Л10	0,25	5/6	0,2/0,25	5/5,8
Кабельна лінія 6, 10 кВ, на 1 км	К10	0,10	15/50-25**	0,3/0,5-1**	3/30-10**
Дві кабельні лінії 6, 10 кВ у одній траншеї, на 1 км	2К10	0,005	15/-	0,05/-	3/-
Повітряна лінія 0,38 кВ, на 1 км	Л0,4	0,20	4/3	0,25/0,30	4/6
Трансформатор 35, 110 кВ	Т110	0,03	25/30	0,3/0,5	10/12
Трансформатор 6, 10 кВ	Т10	0,035	6/8	0,25/0,30	6/8
Чарунка вимикача 35, 110 кВ	В110	0,02	5,5/7	0,2/0,3	5/6
Чарунка вимикача 6, 10 кВ внутрішнього встановлення	В10	0,015	5/6	0,15/0,25	4/7
Чарунка вимикача 6, 10 кВ КРПН зовнішнього встановлення	ВО10	0,05	4,5/5,5	0,25/0,35	4/7
Чарунки ВД (КЗ) 35, 110 кВ	ВД(КЗ)	0,05	3,5/5	0,25/0,35	4/6
Чарунка роз'єднувача 35, 110 кВ	Р110	0,005	3/4,5	0,2/0,3	3/5
Чарунка роз'єднувача 6, 10 кВ внутрішнього встановлення	РВ10	0,002	2,5/4	0,15/0,25	2,5/5
Чарунка роз'єднувача 6, 10 кВ КРПН зовнішнього встановлення	РЗ10	0,01	2,5/4	0,15/0,25	2,5/5
Чарунка ПК 6, 10 кВ	ПК	0,05	2,5/3	0,15/0,25	2,5/4
Лінійний роз'єднувач 6 і 10 кВ	ЛР10	0,08	3,5/6	-	-
Шини ВРП 35, 110 кВ (на 1 приєднання)	Ш110	0,001	4/6	0,1/0,2***	5/7***
Шини РП 6, 10 кВ (на 1 приєднання)	Ш10 кВ	0,001	3,5/5	0,12/0,2***	4/6***
Збірка НН – 0,4 кВ ТП	С0,4	0,007	3/5	0,15/0,25	4/6

Примітка: * - у чисельнику – для нерезервованих систем, а у знаменнику – для резервованих;

** - 25/01 – величини, які наведені для живлячих мереж 6, 10 кВ;

*** - показники для усієї системи (секції) шин

7.4.1 Послідовне з'єднання елементів структури СЕП

Послідовним з'єднанням називається така структура, відмова якої трапляється при виході з ладу хоча б одного елемента, тобто послідовна структура роботоздатна, коли усі її елементи роботоздатні.

Прикладом такої структури може бути схема, яка наведена на рисунку 7.4а. При виході з ладу хоча б одного із вимикачів Q1 – Q4 або ділянки лінії 10 кВ (елемент 4), шин 10 або 0,4 кВ (елементи 2, 6, 9), будь якого трансформатора (TV1 або TV4) вся мережа становиться недієздатною, тобто споживачі не будуть отримувати електричну енергію. Структурна схема системи електропостачання з послідовним з'єднанням елементів наведена на рисунку 7.4б. В результаті еквівалентування схеми необхідно визначити еквівалентні показники надійності x_{1-10i} , формули для розрахунку яких (при послідовному з'єднанні елементів) наведені у таблиці 7.9 (стовпчик 2).

7.4.2 Паралельне з'єднання елементів структури СЕП

Паралельним з'єднанням називається така структура, відмова якої може наступити тільки при відмові усіх елементів структури.

Прикладом такої системи може служити схема електричної мережі, яка наведена на рисунку 7.4 г і більш наочно (після її еквівалентування) на рисунку 7.4 е.

Ця система забезпечує споживачів енергією від двох незалежних джерел (рисунок 7.4 г) TV1 – 35/10 кВ (елемент 1) і шин 10 кВ Ш10 (елемент 6) та по двох лініях ПЛ-10 кВ (елемент 4) і КЛ-10 кВ (елемент 8). На схемі заміщення (рисунок 7.4 д) структура представляє собою два ланцюга з послідовним з'єднанням елементів $x_{1i} - x_{5i}$ та $x_{6i} - x_{9i}$. Після еквівалентування (по правилам для послідовних з'єднань) отримаємо схему з паралельним з'єднанням двох еквівалентованих елементів $x_{1i} - x_{5i}$ і $x_{6i} - x_{9i}$ (рисунок 7.4 е) з сумарними значеннями показників надійності. Споживач буде отримувати електричну енергію до тих пір, поки не вийдуть з ладу одночасно елементи x_{1-5i} і x_{6-9i} . При виході тільки одного із цих еквівалентних елементів живлення споживачів не порушиться. Воно буде здійснюватися через другий еквівалентований елемент. Для розрахунку показників надійності для усієї структури, схема рисунку 7.4 е повинна бути еквівалентована до сумарного елемента x_{1-9i} . Розрахункові формули для цього випадку наведені у таблиці 7.9 (стовпчик 3).

Таблиця 7.9 – Номенклатура показників надійності структур СЕП

Найменування показників надійності	Математичний вираз для розрахунку показника надійності структури СЕП із способом з'єднання елементів		Розшифрування символів, які входять до математичного виразу
	послідовним	паралельним	
1	2	3	4
Без урахування навмисних відключень			
1. Імовірність безвідмовної роботи $R_c^{(n)}(t)$	$R_c^{(n)}(t) = R_1(t) \cdot R_2(t) \dots$ $R_n(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t)$ $R_c^{(n)}(t) = e^{-t \sum_{i=1}^n \lambda_i(t)}$ при $\lambda(t) = \lambda = \omega = \text{const}$ $R_c^{(n)}(t) = e^{-t \sum_{i=1}^n \omega_i}$	$R_c^{(m)}(t) = 1 - \prod_{j=1}^m (1 - R_j(t))$	$R_i(t), \quad R_j(t)$ - імовірність безвідмовної роботи і-го елементу у схемі з послідовним і j-го – у схемі з паралельним з'єднанням
2. Імовірність відмови $F_c^{(n)}(t)$	$F_c^{(n)}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - F_i(t)) =$ $= 1 - R_c^{(n)}(t) = - \prod_{i=1}^n R_i(t)$ при $\lambda(t) = \lambda = \omega = \text{const}$ $F_c^{(n)}(t) = 1 - \exp\left(-t \sum_{i=1}^n \omega_i\right)$	$F_c^{(m)}(t) = F_1(t) \cdot F_2(t) \dots$ $\dots F_m(t) = \prod_{j=1}^m F_j(t)$	$F_i(t), \quad F_j(t)$ - імовірність відмови і-го елементу у схемі з послідовним і j-го – у схемі з паралельним з'єднанням

Продовження таблиці 7.9

1	2	3	4
3. Частота відмов $\omega_c^{()}$	$\omega_c^{(n)} = \sum_{i=1}^n \omega_i$	$\omega_c^{(m)} = \left(\prod_{j=1}^m \omega_j \cdot \tau_j \right) \left(\sum_{j=1}^m \tau_j^{-1} \right)$ $\omega_c^{(m)} = 8760^{1-m} \times$ $\times \left(\prod_{j=1}^m \omega_j \cdot \tau_j \right) \left(\sum_{j=1}^m \tau_j^{-1} \right)$ для системи з рівнонадійними елементами: $\omega_c^{(m)} = m \omega^m \tau^{m-1}$	ω_i, ω_j - частота відмов і-го та j-го елементів відповідно у послідовній і паралельній схемах з'єднань, рік ⁻¹ ; τ_j - середній час відновлення j-го елементу у схемі з паралельним з'єднанням, год (рік)
4. Середній час безвідмовної роботи $T_c^{()}$	$T_c^{(n)} = (\omega_c^{(n)})^{-1} = \left[\sum_{i=1}^n (T_i)^{-1} \right]^{-1}$	$T_c^{(m)} = (\omega_c^{(m)})^{-1}$	T_i - середній час безвідмовної роботи і-го елементу структури, год (рік)
5. Середній час відновлення $\tau_c^{()}$	$\tau_c^{(n)} = (\omega_c^{(n)})^{-1} \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \tau_i$	$\tau_c^{(m)} = \left(\sum_{j=1}^m \tau_j^{-1} \right)^{-1}$ для системи з рівнонадійними елементами: $\tau_c^{(m)} = m^{-1} \tau$	τ_i, τ_j - середній час відновлення і-го і j-го елементів при послідовному та паралельному з'єднанні відповідно, год n, m - кількість елементів схеми

Продовження таблиці 7.9

1	2	3	4
Тільки при навмисному відключенні			
6. Частота навмисних відключень $\nu_c^{()}$	$\nu_c^{(n)} = \sum_{i=1}^n \nu_i$ з урахуванням коефіцієнту збіжності $g_{\delta i}$ (при нееквівалентованій структурі) $\nu_c^{(n)'} = \nu_{\delta} + \sum_{i=1, i \neq \delta}^n \nu_i (1 - g_{\delta i})$		ν_i - частота навмисних відключень і-го елементу, рік⁻¹; ν_{δ} - частота навмисних відключень базового елементу, рік⁻¹; $g_{\delta i}$ - коефіцієнт збіжності і-го елементу; береться з таблиці 7.10
7. Середній час обслуговування $\eta_c^{()}$	$\eta_c^{(n)} = (\nu_c^{(n)})^{-1} \sum_{i=1}^n \nu_i \eta_i$ з урахуванням коефіцієнту збіжності $\eta_c^{(n)} = (\nu_c^{(n)})^{-1} [\nu_{\delta} \eta_{\delta} + \nu_{max} \times$ $\times (\eta_{max} - \eta_{\delta}) + \sum_{i=1, i \neq \delta}^n \nu_i (1 - g_{\delta i}) \eta_i]$		η_i, η_{δ} - середній час обслуговування і-го та базового елементів, год; ν_{max} - частота навмисного відключення елементу, у якого цей показник найбільший, рік⁻¹; η_{max} - середній час обслуговування елементу, у якого цей показник має найбільше значення, год; n - кількість елементів схеми

Продовження таблиці 7.9

1	2	3	4
З урахуванням навмисних відключень			
8. Частота відмов $\omega_c^{()}$	$\omega_c^{(n)} = \sum_{i=1}^n \omega_i$	$\omega_c^{(m)} = (\omega_0 + \sum_{k=1}^m \omega_k) \cdot 8760^{1-m}$ $\omega_0 = (\prod_{i=1}^m \omega_i \cdot \tau_i) (\sum_{i=1}^m \tau_i^{-1})$ $\omega_k = \nu_k \eta_k \times$ $\times (\prod_{j=1}^m \omega_j \cdot \tau_j) (\sum_{j=1}^m \tau_j^{-1})$ $k = 1, 2 \dots m; k \neq j$	ω_i, ω_j - частота відмов елементів, які не підлягають навмисному відключенню, рік ⁻¹ ; τ_i, τ_j - середній час відновлення елементів, які не підлягають навмисному відключенню, год (рік); ω_k - частота відмов паралельних елементів, серед яких є ті, що підлягають навмисному відключенню, рік ⁻¹ ; $\nu_k; \eta_k$ - показники надійності елементів, для яких передбачено навмисне відключення

Продовження таблиці 7.9

1	2	3	4
9. Середній час відновлення $\tau_c^{()}$	$\tau_c^{(n)} = (\omega_c^{(n)})^{-1} \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \tau_i$	$\tau_c^{(m)} = (\omega_c^{(m)})^{-1} \times$ $\times \left(\omega_0 \tau_0 + \sum_{k=1}^m \omega_k \tau_k \right)$ $\tau_0 = \left(\sum_{i=1}^m \tau_i^{-1} \right)^{-1}$ $\tau_k = \left(\eta_k^{-1} + \sum_{j=1}^m \tau_j^{-1} \right)^{-1}$ $k = 1, 2 \dots m; k \neq j$	τ_0 - сумарний середній час відновлення елементів, які не передбачають навмисного відключення, год; τ_k - сумарний середній час відновлення елементів, серед яких є ті, що передбачають навмисне відключення, год (рік); η_k - середній час обслуговування елементу навмисного відключення, рік ⁻¹

Таблиця 7.10 – Значення коефіцієнтів збіжності основних елементів систем електропостачання

Елемент системи	Базові елементи			
	ПЛ (КЛ) 35, 110 кВ	ПЛ (КЛ) 6, 10 кВ	трансфор- матор 110, 35/ 10 кВ	трансфор- матор 6, 10/ 0,4 кВ
1. ПЛ 6, 10 кВ	0,7	1,0	0,6	-
2. КЛ 6, 10 кВ	0,6	1,0	0,5	-
3. Чарунка РП-35, 110 кВ	0,8	-	0,6	-
4. Чарунка вимикача 6, 10 кВ	0,85	0,8	0,7	-
5. Чарунка РП-6, 10 кВ	0,3	0,6	0,4	1,0
6. Трансформатор 35, 110/ 10 кВ	0,6	-	1,0	-
7. Трансформатор 6, 10/ 0,4 кВ	0,3	0,6	0,4	1,0
8. Шини 35, 110 кВ	0,6	-	0,8	-
9. Шини 6, 10 кВ	0,75	-	0,7	0,8
10. Збірка НН ТП	-	0,4	-	0,8

7.4.3 Урахування навмисних відключень

Як позначено раніше, навмисне відключення – це відключення, яке передбачено навмисно і виконується експлуатаційним персоналом. При цих відключеннях виконуються роботи, які направлені на підвищення надійності СЕП. Але з іншого боку, навмисні відключення знижують надійність електропостачання, так як створюють нерезервовані схеми. Тобто навмисні відключення тим чи іншим чином впливають на показники надійності СЕП, і їх необхідно враховувати як при проектуванні, так і при експлуатації електричних систем. При розрахунках показників надійності прийнято навмисні відключення елементів СЕП розглядати як випадкові події [7.4].

При послідовному з'єднанні елементів частота навмисних відключень ν_c і середній час обслуговування η_c для окремих елементів розраховується по виразам 6 і 7 таблиці 7.9.

Але ж треба відмітити, що при ремонті електрообладнання звичайно відключаються декілька взаємопов'язаних елементів. Це означає, що сумарне значення частоти навмисних відключень цих елементів менше, ніж сума частот окремих елементів. Тому для даного випадку прийнято наступне. Один з елементів схеми, який найчастіше відключається, приймають за *базовий*, а частоту навмисних відключень останніх елементів розраховують по відношенню до базового за допомогою коефіцієнту збіжності:

$$g_{\delta i} = \frac{m(\Delta t_n)_{\delta i}}{M_{ci}(t)}, \quad (7.25)$$

де $m(\Delta t_n)_{\delta i}$ - кількість навмисних відключень i -го елемента, які виконані сумісно з навмисними відключеннями базового елемента, за період часу Δt_n ;

$M_{ci}(t)$ - загальна кількість навмисних відключень i -го елемента.

Значення коефіцієнту збіжності для основних елементів систем електропостачання наведені в таблиці 7.10.

З урахуванням коефіцієнту збіжності вирази для визначення показників навмисних відключень наведені у таблиці 7.9 (вирази 6 і 7). Слід відмітити, що ці формули дійсні, коли система не еквівалентована. Після проведення еквівалентування елементів ці показники розглядаються як незалежні події, тому розрахунок ведеться по формулам без урахування коефіцієнту збіжності.

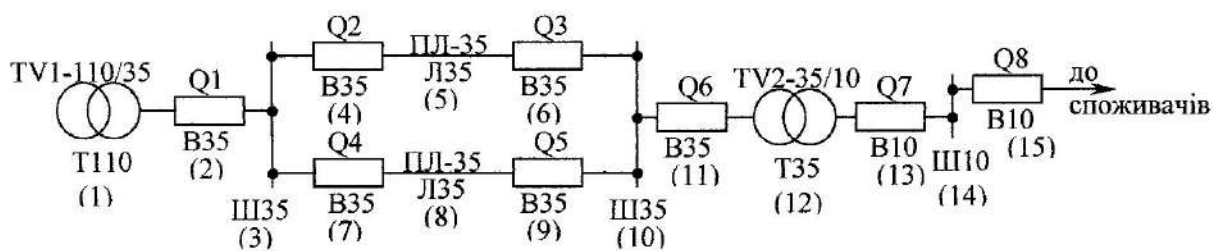
При паралельному з'єднанні двох і більше елементів у випадку простою одного із елементів інші не виводяться з роботи і живлення споживачів не порушується. В процесі експлуатації СЕП можливий такий випадок, коли один з елементів простоє, а другий – відмовляє (для системи із двох паралельно з'єднаних елементів). В цьому випадку система відмовляє. Тому, чим частіше і більш тривалі навмисні відключення, тим нижче надійність системи. В загальному випадку для системи, яка складається із m паралельно з'єднаних елементів, частота відмов та середній час відновлення системи повинні розраховуватися з урахуванням показників надійності, що характеризують навмисні відключення. Розрахункові формули показників надійності при паралельному з'єднанні елементів системи наведені у таблиці 7.9 (вирази 8, 9).

7.4.4 Змішане з'єднання елементів структури СЕП

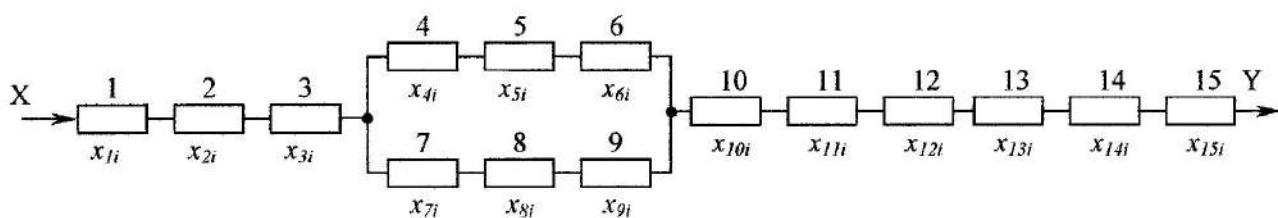
Така структура уявляє собою сполучення послідовно та паралельно з'єднаних елементів. Для цього випадку показники надійності визначаються поетапним об'єднанням елементів. Прикладом такої структури може бути схема, яка наведена на рисунку 7.5 а, б. На цій схемі елементи 1 – 3, 4 – 6, 7 – 9, 10 – 15 з'єднані послідовно, а кола з послідовно з'єднаними елементами 4 – 6 і 7 – 9 між собою з'єднані паралельно. Послідовність еквівалентування цієї схеми зрозуміла з рисунку 7.5 а – д.

7.4.5 Складне з'єднання елементів структури СЕП

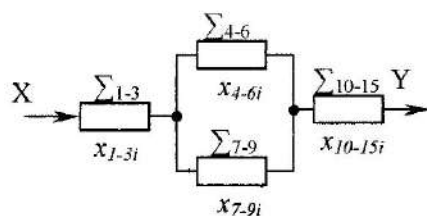
Реальні системи електропостачання не завжди представляють сукупність послідовно та паралельно з'єднаних елементів. Існують і більш складні структури, наприклад, схема електропостачання частини району, яка наведена на рисунку 7.6 а. У таких структурах елементи з'єднані таким чином, що їх подальше спрощення неможливе (рисунк 7.6 в). Для цих випадків вживаються деякі методи



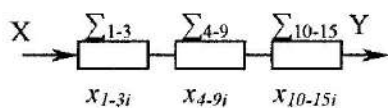
а



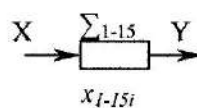
б



в



г



д

Рисунок 7.5 – Приклад структури СЕС із змішаним з'єднанням елементів та її перетворювання (еквівалентування)

спрощення. Одним з ефективних методів є метод *мінімального перерізу*. Сутність методу полягає в наступному.

Існують деякі групи елементів, одночасна відмова яких приводить до *роз'єднування (розриву)* усіх шляхів, які зв'язують вхід X та вихід Y структури. Набір елементів, відмова яких призводить до відмови структури (тобто розриву усіх зв'язків між входом і виходом) в теорії надійності називається **перерізом**. Якщо виявити усі перерізи, які має досліджувана структура і визначити їх надійність, то взагалі можна визначити надійність усієї структури.

Чим складніша структура і чим більше елементів вона містить, тим складніше визначити усі можливі перерізи. Для структури, яка містить n елементів, необхідно розглянути $2^n - 1$ сполучень. Але серед безлічі перерізів складних структур є такі, що утворені мінімальним набором елементів тобто – **мінімальні перерізи**.

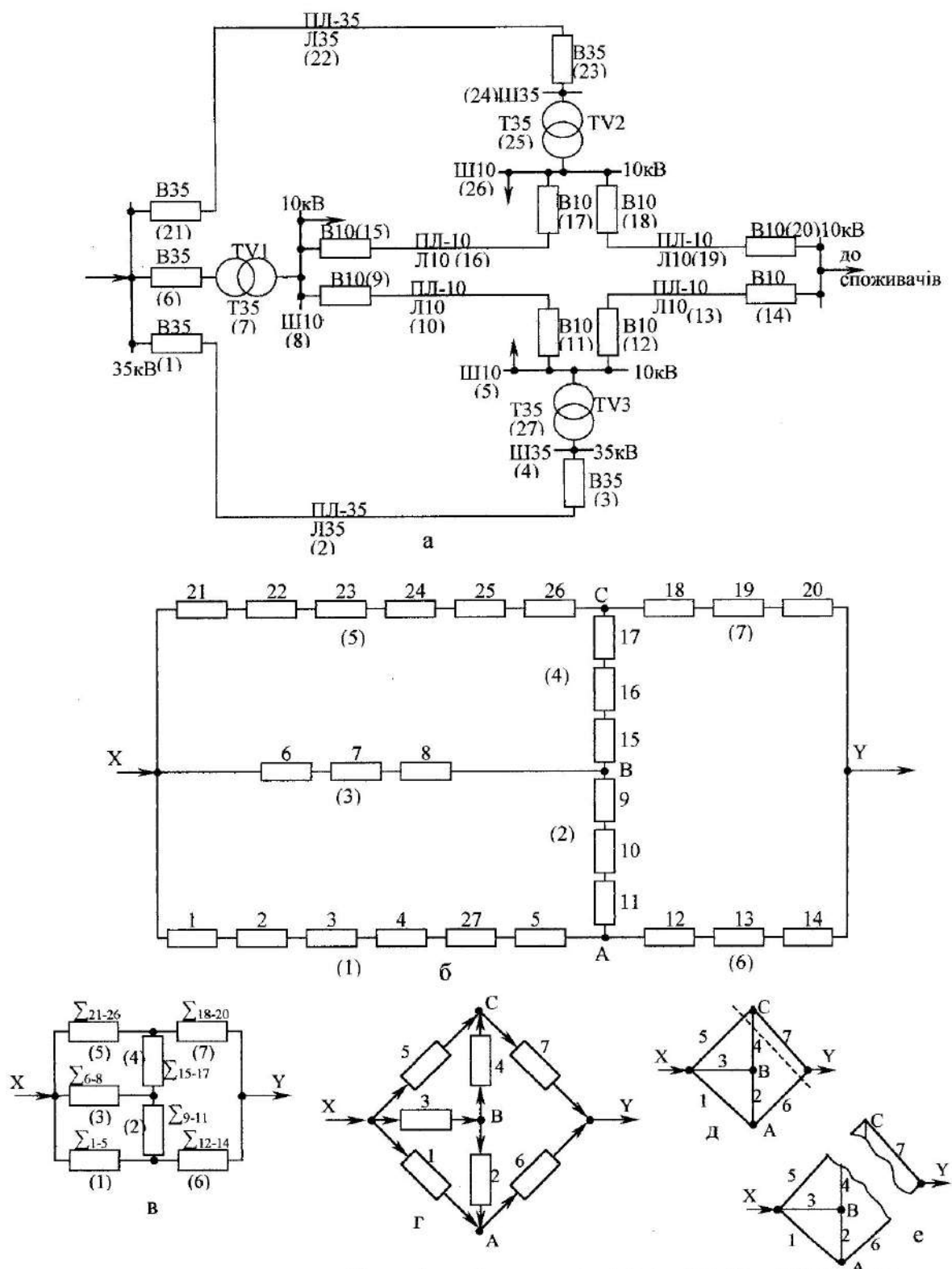
В теорії надійності доведено, що складну структуру можна перетворити в схему з послідовно з'єднаних мінімальних перерізів, кожен з яких являє собою паралельне з'єднання елементів, що входять до складу кожного з цих мінімальних перерізів.

Для спрощення дії по вибору мінімальних перерізів використовують елементи теорії графів.

Графом називається схема, на якій позначена сукупність вузлів (**вершин** X, A, B, C, Y – рисунок 7.6 г – е), з'єднуючі їх вітки (**ребра**) (1 – 7) і наведена інформація про передачу кожної вітки (**ребра**). Вузли і вітки графа відповідають вузлам і віткам початкової електричної схеми (рисунок 7.6 а). Тобто, граф представляє собою топологічне відображення самої електричної схеми.

Застосування положень теорії графів в даному випадку полягає в наступному. Структуру представляють у вигляді замкненого графа. **Замкненим графом** називається граф, який не має елементів, по яким не проходить хоча б один шлях, зв'язуючий вхід графа з його виходом. **Ребрами** такого графа служать елементи, надійність яких відома. Для розгляду цього питання звернемося до рисунку 7.6 д. Допустимо, що ми маємо граф, який містить z ребер і m вершин. Розірвемо графу таким чином, щоб частина вершин n була приєднана тільки до входу X графа, а інші $(m - n)$ вершин – до виходу Y графа (рисунок 7.6 е). Тим самим порушується зв'язок між входом та виходом графа і утворюються дві структури, які називаються **деревами**: n -дерево (тобто дерево, яке містить n вершин X, A, B , приєднаних до входу X графа) та $(m - n)$ -дерево з вершинами C, Y , які приєднані до виходу графа. При цьому обірвані ребра утворюють мінімальні перерізи. На рисунку 7.6 е мінімальні перерізи утворюють елементи 5, 4, 6.

Таким чином, задача пошуку мінімальних перерізів зводиться до задачі побудови можливих дерев графа. Для цього до однієї із вершин графа (входу або виходу) послідовно приєднується одна за другою вершини, які безпосередньо зв'язані з попереднім деревом. Порядок визначення мінімальних перерізів виконується в наступній послідовності:



а – принципова схема; б, в – хід еквівалентування схеми а; г – е – визначення мінімальних перерізів

Рисунок 7.6 – Приклад складного з'єднання елементів СЕП та її перетворення (еквівалентування)

- 1) складається матриця безпосередніх зв'язків вершин-ребер графу;
- 2) складається масив n -дерев графа послідовним приєднанням до n -дерева вершин, які безпосередньо зв'язані з однією із вершин, яка належить n_{i-1} -дереву;
- 3) для кожного n -дерева вибирається переріз;
- 4) складається масив перерізів, з яких вибираються мінімальні.

Згідно цього порядку визначаємо мінімальні перерізи для графу, наведеного на рисунку 7.6 г – е.

1. Вершина X безпосередньо пов'язана з ребрами 1, 3, 5; вершина A – з ребрами 1, 2, 6 і так далі. Матриця можливих зв'язків вершин з ребрами для даного випадку наведена у таблиці 7.11.

Таблиця 7.11 – Матриця зв'язків вершин графа з ребрами

Вершина	Ребра, які пов'язані з вершиною
X	$1\ 3\ 5$
A	$1\ 2\ 6$
B	$2\ 3\ 4$
C	$4\ 5\ 7$
Y	$6\ 7$

2. До першого n -дерева відноситься вершина X . До неї безпосередньо приєднуються вершини A , B , C , які в свою чергу є послідовними n -деревами XA , XB , XC . Далі до дерева XA приєднуємо вершину C і отримуємо дерево XAC . Потім до дерева XA приєднуємо вершину B і отримуємо дерево XAB і так далі, поки не будуть розглянуті усі вершини, крім Y - вихід графа (в цьому випадку утворюється замкнена структура). Таким чином, із розглянутого графа отримуємо масив n -дерев: X ; XA ; XB ; XC ; XAB ; XAC ; XBC ; $XABC$, які утворюються сукупністю відповідних ребер. Ці дані заносимо до таблиці 7.12.

Таблиця 7.12 – Визначення мінімальних перерізів графа

n -дерево	Ребра	Переріз	Мінімальний переріз
X	$1\ 3\ 5$	$1\ 3\ 5$	$1\ 3\ 5$
XA	$1\ 3\ 5, 1\ 2\ 6$	$2\ 3\ 5\ 6$	$2\ 3\ 5\ 6$
XB	$1\ 3\ 5, 2\ 3\ 4$	$1\ 2\ 4\ 5$	$1\ 2\ 4\ 5$
XC	$1\ 3\ 5, 4\ 5\ 7$	$1\ 3\ 4\ 7$	$1\ 3\ 4\ 7$
XAB	$1\ 3\ 5, 1\ 2\ 6, 2\ 3\ 4$	$4\ 5\ 6$	$4\ 5\ 6$
XAC	$1\ 3\ 5, 1\ 2\ 6, 4\ 5\ 7$	$2\ 3\ 4\ 6\ 7$	-
XBC	$1\ 3\ 5, 2\ 3\ 4, 4\ 5\ 7$	$1\ 2\ 7$	$1\ 2\ 7$
$XABC$	$1\ 3\ 5, 1\ 2\ 6, 2\ 3\ 4, 4\ 5\ 7$	$6\ 7$	$6\ 7$

3. Для кожного n_i -дерева визначаємо переріз. Тобто, згідно матриці „ребра-вершини” (таблиця 7.11) виписуємо усі ребра, які безпосередньо пов'язані з вершинами n -дерев. Наприклад, для n -дерева XA перерізами будуть ті, що пов'язані як з вершиною X , так і з вершиною A , тобто $1\ 3\ 5$ і $1\ 2\ 6$. Ці дані

заносимо в графу 2 таблиці 7.12. напроти відповідного n -дерева.

Ребра, які входять у сукупність n_i -дерева парне число разів, перекреслюються (таблиця 7.12, графа 2). Ребра, які залишилися, виписуються у графу 3 таблиці 7.12 у порядку зростання номера елемента.

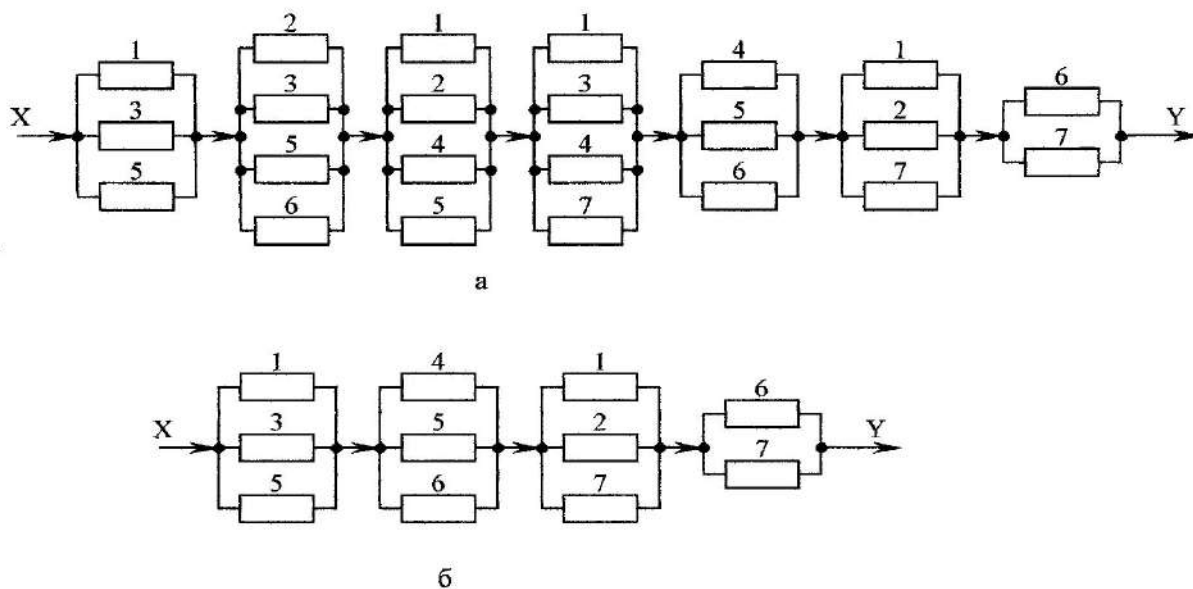
Із отриманої кількості перерізів з більшим числом елементів визначаються ті, що мають в собі перерізи з меншим числом елементів. У даному випадку переріз, який утворений деревом XAC містить переріз, який утворений деревом $XABC$. Тому даний переріз виключається з переліку. Ті перерізи, що залишилися, являють собою мінімальні перерізи (графа 4 таблиці 7.12).

4. На схемі рисунку 7.7 кожне n_i -дерево позначається, як паралельно з'єднані елементи, з кількістю і номерами відповідно кількості і номерам ребер n_i -дерева.

Усі n_i -дерева між собою з'єднуються послідовно. Таким чином, для наведеної структури СЕП схема заміщення буде мати сім мінімальних перерізів (рисунок 7.7 а).

Слід підкреслити, що чим більше елементів входить до мінімального перерізу, тим менше вони впливають на загальну надійність системи. Тому перерізами з числом елементів *більше трьох* можна знехтувати.

Враховуючи цю рекомендацію, отриману схему заміщення можна дещо спростити. Кінцева еквівалентована схема для розрахунку показників надійності наведена на рисунку 7.7 б.



а – схема з повним набором мінімальних перерізів; б – спрощена схема

Рисунок 7.7 – Еквівалентна схема для розрахунку показників надійності системи електропостачання, яка наведена на рисунку 7.6 а

В деяких випадках доводиться розглядувати структури, в яких надані напрямки потоку енергії або іншого параметру електричної мережі. В цих випадках вибір мінімальних перерізів має свої особливості і для їх визначення роблять наступне.

При складанні матриць безпосередніх зв'язків ребер, які входять у вершину (вузол), позначаються знаком (-), а ребра, які виходять з вузлів (вершин) – знаком (+). Далі ребра, які входять у сукупність ребер n_i -дерева парну кількість разів викреслюються, незалежно від знаку. Також викреслюються ребра, які входять у сукупність ребер n_i -дерева із знаком (-).

Прикладом такої системи може бути структура, яка наведена на рисунку 7.8.

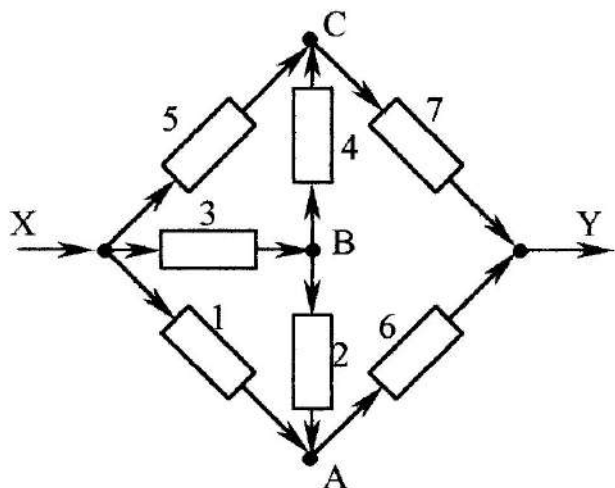


Рисунок 7.8 – Структура, в якій надані напрямки потоку енергії по ребрам графа

Використовуючи вище означене правило, отримаємо наступну матрицю зв'язків вершин графа з ребрами (таблиця 7.13).

Таблиця 7.13 – Матриця зв'язків вершин графа з орієнтованими ребрами

Вершини	X	A	B	C	Y
Ребра, які пов'язані з вершиною	1 3 5	-1 -2 6	2 -3 4	-4 -5 7	-6 -7

Порядок визначення мінімальних перерізів наведено в таблиці 7.14. А еквівалентована схема для розрахунків показників надійності системи для даного випадку наведена на рисунку 7.9.

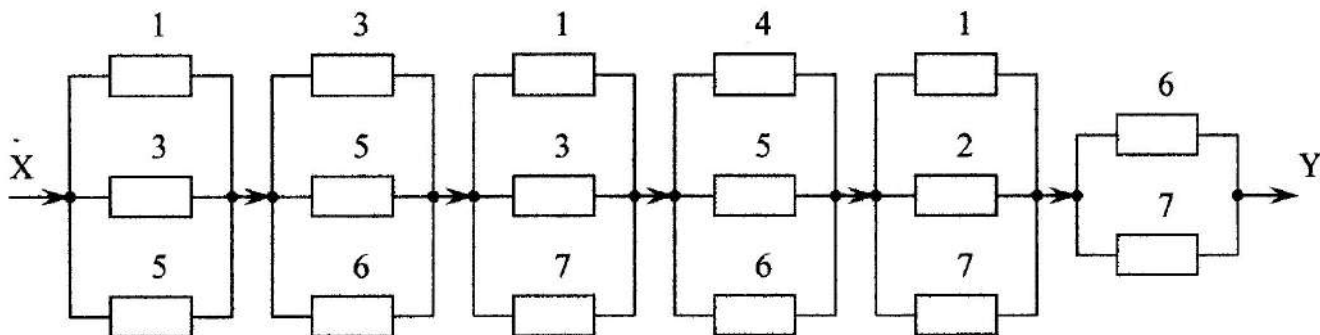


Рисунок 7.9 – Еквівалентована схема для розрахунку показників надійності структури, в якій надані напрямки потоку енергії по ребрам графа

Таблиця 7.14 – Визначення мінімальних перерізів графа з орієнтованими ребрами

<i>n</i> -дерево	Ребра	Переріз	Мінімальний переріз
<i>X</i>	<i>1 3 5</i>	<i>1 3 5</i>	<i>1 3 5</i>
<i>XA</i>	<i>1 3 5, -1 -2 6</i>	<i>3 5 6</i>	<i>3 5 6</i>
<i>XB</i>	<i>1 3 5, 2 -3 4</i>	<i>1 2 4 5</i>	- так як більше 3-х елементів
<i>XC</i>	<i>1 3 5, -4 -5 7</i>	<i>1 3 7</i>	<i>1 3 4</i>
<i>XAB</i>	<i>1 3 5, -1 -2 6, 2 -3 4</i>	<i>4 5 6</i>	<i>4 5 6</i>
<i>XAC</i>	<i>1 3 5, -1 -2 6, -4 -5 7</i>	<i>3 6 7</i>	- так як містить <i>XABC</i>
<i>XBC</i>	<i>1 3 5, 2 -3 4, -4 -5 7</i>	<i>1 2 7</i>	<i>1 2 7</i>
<i>XABC</i>	<i>1 3 5, -1 -2 6, 2 -3 4, -4 -5 7</i>	<i>6 7</i>	<i>6 7</i>

Загальний алгоритм розрахунку надійності складних структур полягає в наступному:

1. На підставі реальної принципової схеми системи електропостачання складається її структурна схема.
2. Визначаються вхід і вихід системи (їх може бути декілька).
3. Визначаються показники надійності кожного елементу схеми (дані підприємств, довідкові або експериментальні дані).
4. Виконується поетапне еквівалентування схеми об'єднанням послідовно і паралельно з'єднаних елементів.
5. Якщо при еквівалентуванні схеми отримано граф, то далі визначається сукупність мінімальних перерізів.
6. Визначаються показники надійності мінімальних перерізів та показники усієї схеми взагалі.

7.5 Прийняття рішень при проектуванні СЕП з урахуванням надійності

Мета кількісної оцінки надійності СЕП – це прийняття економічно обґрунтованих рішень на різних стадіях проектування і експлуатації. В загальному випадку можливі наступні постановки задач прийняття технічних рішень:

- 1) знайти такий набір технічних засобів підвищення надійності, який відповідає мінімуму приведених витрат;
- 2) забезпечити заданий (нормативний) рівень надійності для СЕП при мінімумі додаткових витрат;
- 3) при заданих обмежених ресурсах (додаткових капітальних вкладень, об'ємі і складі засобів підвищення надійності, недостатньої кількості обслуговуючого персоналу) вибрати необхідні технічні засоби, які забезпечують максимальний рівень надійності;
- 4) вибрати об'єм та черговість застосування засобів підвищення надійності

при поступовому зниженні їх ефективності.

7.5.1 Техніко-економічне обґрунтування рівня надійності СЕП

Надійність є категорією економічною, і тому тільки за допомогою економічних методів можна гарантувати оптимальний рівень надійності електропостачання.

До відомих методів оцінювання варіантів СЕП з урахуванням надійності відносяться:

- порівняння кількісних показників надійності окремих елементів СЕП;
- відносне значення недодавання електроенергії споживачам в результаті відмов СЕП (або по коефіцієнту забезпеченості електроенергією споживачів);
- величина збитків, нанесених при виникненні відмов в електропостачанні;
- еквівалентна тривалість відключень як аварійних, так і навмисних.

Крім того, при розрахунках СЕП та порівнянні варіантів враховують приведені витрати на забезпечення необхідного рівня надійності.

Оцінювання надійності окремих елементів СЕП. Порівняння і вибір найкращого із варіантів окремого елементу системи електропостачання здійснюється по кількісним показникам надійності, які розглянуті в підрозділі 7.2, а також на підставі статистичних розрахунків (підрозділ 7.3). Умовами раціонального вибору того чи іншого елементу структури СЕП є:

- по частоті відмов ω :

$$\omega_{\epsilon} \rightarrow \min \quad (7.26)$$

- по середньому часу відновлення τ :

$$\tau_{\epsilon} \rightarrow \min \quad (7.27)$$

- по частоті навмисних відключень ν :

$$\nu_{\epsilon} \rightarrow \min \quad (7.28)$$

- по середньому часу обслуговування η :

$$\eta_{\epsilon} \rightarrow \min \quad (7.29)$$

- по середньому часу безвідмовної роботи T_{δ} :

$$T_{\delta\epsilon} \rightarrow \min \quad (7.30)$$

де ω_{ϵ} , τ_{ϵ} , ν_{ϵ} , η_{ϵ} , $T_{\delta\epsilon}$ - відповідні показники надійності для вибраного елементу структури СЕП;

$$\omega_i - \omega_k, \tau_i - \tau_k,$$

$\nu_i - \nu_k, \eta_i - \eta_k, T_{\delta i} - T_{\delta k}$ - ті ж самі показники надійності, але для і-го, j-го, k-

го елементів, з якими здійснюється порівняння.

При однакових значеннях показників надійності вибір здійснюється на підставі порівняння приведених витрат по прийнятим до розгляду варіантам.

Порівняння варіантів рішень по еквівалентній тривалості аварійних і навмисних відключень. Вибір найкращого варіанту схеми електропостачання може виконуватися на порівняння розрахованого показника надійності з нормативним. За цей показник у сільських мережах прийнята *еквівалентна тривалість відключень* $\theta_{ев}$, який розраховується за формулою:

$$\theta_{ев} = \theta_{ав} + k_{\epsilon} \theta_{нев}, \quad (7.31)$$

де $\theta_{ев}$, $\theta_{ав}$, $\theta_{нев}$ - тривалість аварійних та навмисних відключень за рік, год/рік;

k_{ϵ} - коефіцієнт, який ураховує негативну післядію навмисних відключень у порівнянні з аварійними; $k_{\epsilon} = 0,33$.

Розрахункова еквівалентна тривалість відключень $\theta_{евр}$ споживачів, в загальному випадку, визначається за виразом:

$$\theta_{евр} = \theta_{жм} + \theta_{рпп} + \theta_{рм} + \theta_{тп} + \theta_{нм}, \quad (7.32)$$

де $\theta_{жм}$, $\theta_{рпп}$, $\theta_{рм}$, $\theta_{тп}$, $\theta_{нм}$ - відповідно, еквівалентна тривалість відключення (перерви) у живлячій мережі 35 – 110 кВ, районній підстанції 35 – 110/10 – 6 кВ, розподільчій мережі, включно з відгалуженнями, на споживчих підстанціях 10/0,4 кВ, низьковольтної мережі, включно з відгалуженнями, год/рік.

Формули для розрахунку складових загальної еквівалентної тривалості відключення наведені у таблиці 7.15, а у таблиці 7.16 наведені рекомендовані для розрахунків середньостатистичні значення еквівалентної питомої тривалості основних елементів електричної мережі.

Необхідний ступінь надійності буде забезпечений при виконанні умови:

$$\theta_{евр} \leq \theta_n, \quad (7.33)$$

де θ_n - нормоване значення еквівалентної тривалості відключень, год/рік.

Нормовані значення еквівалентної тривалості відключень для деяких споживачів сільських СЕП наведено у таблиці 7.17.

При невиконанні умови (7.33) необхідно прийняти заходи по підвищенню надійності розробляємої системи електропостачання.

Таблиця 7.15 – Розрахункові формули еквівалентної тривалості відключень для різних елементів СЕП

Елемент СЕП	Розрахункова формула	Розшифровка символів, які входять до розрахункової формули
1	2	3
1. Живлячі лінії 35 – 110 кВ	$\theta_{ЖМі} = \alpha_{Жі} \cdot l_{Жі} = (\omega_{Жі} \cdot \tau_{Жі} + k_{\epsilon} \nu_{Жі} \cdot \eta_{Жі}) \cdot l_{Жі}$	$\alpha_{Жі}$ - питома тривалість відключення на 1 км живлячої лінії і-го класу напруги та і-го типу виконання, год/(рік·км); дані наведені у таблиці 7.16; $l_{Жі}$ - довжина і-тої живлячої лінії, км; $\omega_{Жі}, \tau_{Жі}$ - сумарні показники надійності і-тої живлячої лінії (частота відмов, середній час відновлення, частота навмисних відключень, середній час обслуговування); k_{ϵ} - коефіцієнт, який ураховує негативну післядію навмисних відключень у порівнянні з аварійними; $k_{\epsilon} = 0,33$

Продовження таблиці 7.15

1	2	3
2. Районні трансформаторні підстанції 110 – 35/ 10 (6) кВ	$\theta_{PTPi} = \omega_{PTPi} \cdot \tau_{PTPi} + k_6 v_{PTPi} \cdot \eta_{PTPi}$	$\omega_{PTPi}, \tau_{PTPi}$ - сумарні показники надійності v_{PTPi}, η_{PTPi} і-тої районної трансформаторної підстанції
3. Розподільчі мережі 6, 10 кВ з урахуванням усіх відгалужень	$\theta_{PMi} = \alpha_{PMi} \cdot l_{PMi} =$ $(\omega_{PMi} \cdot \tau_{PMi} + k_6 v_{PMi} \cdot \eta_{PMi}) \cdot l_{PMi}$	α_{PMi} - питома тривалість відключення на 1 км і-тої розподільчої лінії, год/(рік·км); дані наведені у таблиці 7.16; l_{PMi} - довжина і-тої розподільчої лінії, км; ω_{PMi}, τ_{PMi} - сумарні показники надійності v_{PMi}, η_{PMi} і-тої розподільчої лінії
4. Споживча трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ	$\theta_{TPI} = \omega_{TPI} \cdot \tau_{TPI} + k_6 v_{TPI} \cdot \eta_{TPI}$	ω_{TPI}, τ_{TPI} - сумарні показники надійності v_{TPI}, η_{TPI} і-тої споживчої трансформаторної підстанції
5. Низьковольтні мережі 0,38 кВ з усіма відгалуженнями	$\theta_{HMi} = \alpha_{HMi} \cdot l_{HMi} =$ $(\omega_{HMi} \cdot \tau_{HMi} + k_6 v_{HMi} \cdot \eta_{HMi}) \cdot l_{HMi}$	α_{HMi} - питома тривалість відключення на 1 км і-тої низьковольтної мережі 0,38 кВ, год/(рік·км); дані наведені у таблиці 7.16; l_{HMi} - довжина і-тої низьковольтної лінії 0,38 кВ з усіма відгалуженнями, км; ω_{HMi}, τ_{HMi} - сумарні показники надійності v_{HMi}, η_{HMi} і-тої низьковольтної лінії

Таблиця 7.16 – Значення питомої еквівалентної тривалості та середнє значення еквівалентної тривалості відключень основних елементів електричних мереж

Елемент мережі	Умовне позначення показника	Кількісне значення показника
1. Одноланцюгова живляча лінія 110 кВ, год/ (рік·км)	$\alpha_{Ж110-1}$	0,4
2. Дволанцюгова живляча лінія 110 кВ, год/ (рік·км)	$\alpha_{Ж110-2}$	0,16
3. Живляча лінія 35 кВ: - одноланцюгова, год/ (рік·км) - дволанцюгова, год/ (рік·км)	$\alpha_{Ж35-1}$ $\alpha_{Ж35-2}$	0,7 0,28
4. Розподільчі лінії - повітряні лінії ПЛ10(6) кВ, год/ (рік·км) - повітряні лінії ПЛ0,38 (0,22) кВ, год/ (рік·км)	α_{PM-10} α_{HM}	0,9 4,3
5. Районна однострансформаторна підстанція 35-110/10(6) кВ, год/рік	$\theta_{РТП-1}$	12,0
6. Районна двотрансформаторна підстанція 35-110/10(6) кВ, год/рік	$\theta_{РТП-2}$	0
7. Споживча підстанція 10(6)/0,4 кВ, год/рік	$\theta_{ТП}$	2,7

Таблиця 7.17 – Нормовані значення еквівалентної тривалості відключень для деяких споживачів сільських СЕП

Назва об'єкту	Нормована еквівалентна тривалість відключень θ_n , год/рік
1. Шини вищої напруги споживчих трансформаторних підстанцій: - для споживачів 1-ої категорії - для споживачів 2-ї та 3-ї категорії	1 – 2,5 15,0
2. Повітряні лінії ПЛ-10 кВ та інші елементи системи електропостачання	15,0
3. Повітряні лінії ПЛ-0,38 кВ і споживчі трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ	10,0
4. Птахофабрики	1,0
5. Свинокомплекси	1,5
6. Молочні комплекси з поголів'ям: - 2000 і більше - 1200 і менше	0,8 2,5
7. Комплекси по відгодуванню великої рогатої худоби	2,5
8. Споживачі 2-ої та 3-ої категорії при наявності резервного джерела електропостачання	25,0

Оцінювання СЕП по коефіцієнту забезпеченості споживачів електроенергією.

Відмова в електропостачанні хоча б одного споживача, який приєднаний до СЕП, призводить до невиконання системою головної задачі – постачання споживачів електроенергією в необхідній кількості. В цьому випадку виникає зниження *вихідного ефекту системи*, який розраховується по кількості електроенергії, що недодана споживачам в результаті відмови СЕП. Кількість недоданої енергії ΔW визначається за формулою:

$$\Delta W = W_{cn} - W_{вк}, \quad (7.34)$$

де W_{cn} - необхідна кількість електроенергії для забезпечення споживачів, кВт·год;

$W_{вк}$ - дійсна кількість електроенергії, яка відпущена споживачу, кВт·год.

Для порівняння між собою систем електропостачання, що різняться по об'єму і кількості відпущеної енергії, використовується такий показник, як *відносна величина недодання електроенергії* $\rho_{\Delta W}$ (або *коефіцієнт незабезпеченості електроенергією*):

$$\rho_{\Delta W} = \frac{\Delta W}{W_{cn}} \quad (7.35)$$

Для цієї ж мети може використовуватися *коефіцієнт забезпеченості електроенергією* $k_{зW}$, який визначається за формулою:

$$k_{зW} = \frac{W_{вк}}{W_{cn}} = 1 - \frac{\Delta W}{W_{cn}} = 1 - \rho_{\Delta W} \quad (7.36)$$

Кількість недоданої електроенергії визначається як сума недоданої електроенергії усім споживачам, які приєднані до даної СЕП:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta W_i, \quad (7.37)$$

де ΔW_i - кількість недоданої електроенергії і-му споживачу, кВт·год.

Очікувана кількість недоданої електроенергії і-му споживачу визначається за виразом:

$$\Delta W_i = \bar{P}_i \cdot \theta_{evi}, \quad (7.38)$$

де $\bar{P}_i$ - середня потужність і-го споживача, кВт;

θ_{evi} - еквівалентна тривалість відключення і-го споживача, год/рік.

Еквівалентна тривалість відключення (або простою) і-го споживача визначається за таким виразом:

$$\theta_{evi} = \omega_i \cdot \tau_i + k_e \cdot \nu_i \cdot \eta_i, \quad (7.39)$$

де $\omega_i, \tau_i, \nu_i, \eta_i$ - частота відмов, середній час відновлення, частота навмисних відключень, середній час обслуговування і-го елемента схеми, відповідно;

k_e - коефіцієнт, який урахує негативну післядію навмисних відключень у порівнянні з аварійними, $k_e = 0,33$.

Кількість електроенергії, яка була би відпущена споживачу при відсутності відмов, визначається як:

$$W_{cn} = \sum_{i=1}^n W_{cni} = \sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot T_{maxi}, \quad (7.40)$$

де W_{cni} - необхідна кількість електроенергії для забезпечення і-го споживача, кВт·год;

P_{pi} - розрахункове навантаження і-го споживача, кВт;

T_{maxi} - число годин використання максимуму навантаження, год.

Взагалі оцінювання надійності СЕП по коефіцієнту забезпеченості електроенергією виконується в слідуючій послідовності:

1) визначається надійність і-х елементів або структур системи електропостачання за правилами підрозділів 7.2 – 7.4;

2) розраховується значення очікуемого недодання електроенергії і-му споживачу ΔW_i , а також необхідна кількість електроенергії W_{cni} ;

3) визначаються величини сумарного недодання і необхідної кількості електроенергії для споживачів СЕП (ΔW , W_{cn});

4) визначається відносна величина недодання або коефіцієнт забезпеченості електроенергією для СЕП, які порівнюються;

5) вибирається найкращий варіант по умові:

$$\rho_{\Delta W_e} < \rho_{\Delta W_i}; k_{zW_e} > k_{zW_i}, \quad (7.41)$$

де $\rho_{\Delta W_e}$, $\rho_{\Delta W_i}$ - відносна величина недодання електроенергії вибраного і порівнювального варіантів відповідно;

k_{zW_e} , k_{zW_i} - коефіцієнти забезпеченості електроенергією вибраного та порівнювального варіантів відповідно.

Або:

$$Z_{ne} = E_n K_e + I_e + U_n \cdot \Delta W_e \rightarrow \min, \quad (7.42)$$

де Z_{ne} - приведені витрати вибраного варіанту, грн;

E_n - нормативний коефіцієнт ефективності;

K_e - капіталовкладення у вибраний варіант, грн;

I_e - щорічні витрати виробництва, грн;

U_n - питомі нормативні витрати на надійність;

ΔW_e - недодання електроенергії вибраного варіанту, кВт·год.

Оцінювання надійності СЕП по величині збитку від відмов в електропостачанні. При порівнянні варіантів післядії від порушення електропостачання використовують щорічні витрати, які пов'язані зі збитками в результаті відмови системи електропостачання U . Величину цих збитків є однією

із складових приведених витрат Z_{ni} :

$$Z_{ni} = E_n K_i + I_i + Y_i, \quad (7.43)$$

де E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K_i - капітальні вкладення по i -му варіанту, грн;

I_i - щорічні витрати виробництва i -го варіанту, грн;

Y_i - збитки виробництва продукції, пов'язані з відмовою системи електропостачання i -го варіанту, грн.

Загальні капітальні вкладення K_Σ для варіантів СЕП розраховуються за формулою:

$$K_\Sigma = \sum_{i=1}^n K_{li} + \sum_{i=1}^n K_{TPI} + \sum_{i=1}^n K_{cpi} + \sum_{i=1}^n K_{ci} + \sum_{i=1}^n K_{di}, \quad (7.44)$$

де K_{li} - капіталовкладення на будівництво лінії i -того класу напруги, грн;

K_{TPI} - капіталовкладення на будівництво i -го виду підстанцій (живлячих РТП-110/35/10 кВ, споживчих ТП-6 – 10/0,4 кВ), грн;

K_{cpi} - капіталовкладення на побудову чарунок секціонування і резервування, грн;

K_{ci} - капіталовкладення на будівництво чарунок розподільчих пристроїв i -го виду, грн;

K_{di} - додаткові капіталовкладення на непередбачені заміну, модернізацію або реконструкцію окремих елементів чи частини структури СЕП, грн.

Загальні щорічні витрати по варіантам I_Σ визначаються за виразом:

$$I_\Sigma = I_{ai} + I_{eki} + I_{\Delta Wi}, \quad (7.45)$$

де I_{ai} , I_{eki} , $I_{\Delta Wi}$ - амортизаційні витрати, витрати на експлуатацію, витрати на покриття втрат електроенергії в i -му варіанті, відповідно, грн.

Складові загальних капіталовкладень та щорічних витрат можна визначити за формулами, які наведені [3.2, 3.4] та інших джерелах.

Сумарний збиток Y_Σ від перерв електропостачання в загальному вигляді визначають за виразом:

$$Y_\Sigma = Y_{осн.i} + Y_{дод.i} + Y_{сист.i}; \quad (7.46)$$

де $Y_{осн.i}$ - основні збитки, які викликані недовикористанням основних фондів підприємства (простої обладнання та робочої сили), а також зниженням продуктивності сільськогосподарських тварин i -го варіанту, грн;

$Y_{дод.i}$ - додаткові збитки, які обумовлені зіпсуванням сировини, безповоротною втратою готової продукції, а також загибеллю тварин або зниженням їхньої продуктивності в майбутньому i -го варіанту, грн;

$Y_{сист.i}$ - системні збитки, які обумовлені недовикористанням обладнання та персоналу електричних підстанцій та мереж у системі для i -го варіанту, грн.

Формули для визначення складових сумарних збитків наведені у таблиці 7.18.

Таблиця 7.18 – Основні види збитків від перерв в електропостачанні сільгоспоб'єктів та їх розрахунок

Назва збитку та об'єкту, за яким він визначається	Розрахункова формула	Розшифровка символів, що входять до розрахункової формули
1	2	3
1. Основні збитки по сільськогосподарському об'єкту (процесу)	$Y_{осн} = k_{nn} \frac{(E_n + I_a) \cdot K + C}{8760} t_n \cdot k_p$	k_{nn} - коефіцієнт, який ураховує долю недоданої продукції за час перерви електропостачання; $k_{nn} = 0,12$ - для ФРХ у випадку залучення робочої сили на час перерви електропостачання; $k_{nn} = 0,4$ - для ФРХ без залучення робочої сили; $k_{nn} = 1,0$ - для птахоферм; k_p - коефіцієнт, який ураховує нерівномірність розподілу перерв в електропостачанні у часі; $k_p = 1,0$ - для підприємств, що працюють цілодобово; $k_p = 1,15$ - для тваринницьких ферм та інших споживачів з двозмінною роботою; $k_p = 2,15$ - для підприємств, що працюють в одну зміну; C - щорічні витрати підприємства, включно вартості кормів, але без відрахувань на амортизацію, грн; t_n - кількість годин перерв в електропостачанні за рік, год

Продовження таблиці 7.18

1	2	3
2. Основний збиток для ремонтних майстерень та інших підсобних підприємств	$Y_{осн} = k_3 \cdot N_p \cdot y_{он} \cdot t_n$	k_3 - коефіцієнт, що враховує імовірність збігу перерв з часом роботи підприємства $k_3 = 0,5...0,6$ при роботі в одну зміну; N_p - кількість робітників на підприємстві, чол; $y_{он}$ - питомий збиток від простою робочої сили, грн/год
3. Додатковий збиток	$Y_{доd} = t_3 Q (C_1 - C_2);$ $Y_{доd} = t_3 y_0 \cdot Q;$ $t_3 = k_t \cdot t_n$	t_3 - тривалість збігу за часом перерв електропостачання і виробничих процесів, год; Q - кількість одиниць продукції, яка забраковано за 1 годину перерви електропостачання; C_2, C_1 - відпускна вартість одиниці бракованої та повноцінної продукції, грн; y_0 - питома значення збитку, грн/кВт·год; k_t - коефіцієнт, що враховує імовірність збігу у часі перерв електропостачання з технологічними процесами
4. Додатковий збиток при умові за безпечення технологічних процесів залученням робочої сили за час перерв в електропостачанні	$Y_{доd.3} = t_3 [N_{p1} (g_1 - g_2) + N_{p2} g_1]$	N_{p1}, N_{p2} - кількість постійних та залучених на час перерви електропостачання робітників, чол; g_1, g_2 - заробітна плата, яка нарахована за 1 годину роботи при ручній та механізованій праці, грн/год

Продовження таблиці 7.18

1	2	3
5. Додатковий збиток, який обумовлений необхідністю перевезення кормів, води для тварин та інше після витрати технологічних запасів	$Y_{\text{дод.н}} = (N_{p2} g_1 t_p + c_6 l \cdot Q_z) n_3$ $n_3 = k_N \cdot n_N$	t_p - кількість годин роботи одного працівника за одну перерву, год; c_6 - вартість перевезення 1 т вантажу на 1 км, грн; l - відстань, на яку перевозиться вантаж, км; Q_z - кількість перевезеного вантажу, т; n_3 - загальна річна кількість перерв, які збігаються з технологічними процесами; n_N - кількість N-х перерв за рік; приймається в залежності від довжини лінії 6 – 10 кВ; k_N - коефіцієнт, який враховує імовірність збігу по кількості перерв електропостачання з технологічними процесами
6. Додатковий збиток від втрат продукції при наяві ПЛ на сільськогосподарських землях	$Y_{\text{дод.с}} = E_n K_o + p_{ам} K_o + g_k \Delta Q$	K_o - капіталовкладення на освоєння нових земель, грн; $p_{ам}$ - норма амортизаційних відрахувань, %; g_k - кадастрова ціна одиниці продукції, грн; ΔQ - об'єм втраченої продукції, т

Продовження таблиці 7.18

1	2	3
7. Додатковий збиток на виробництво продукції, який обумовлений перешкодами при обробленні землі із-за наявності на них опор ПЛ	$Y_{\text{дод.с}} = E_n c_T + \Delta И$	c_T - вартість додаткової техніки, яка потрібна для виконання усіх робіт, грн; $\Delta И$ - збільшення витрат на обробку, грн
8. Системний збиток: 8.1 Середня величина прямого збитку	$Y_{\text{сист.н}} = \sum_{i=1}^n И_{\text{api}} \cdot a_i$ $a_i = \omega_i \cdot \Delta t_{\text{ei}}$	$И_{\text{api}}$ - витрати на один аварійний ремонт і-го елементу, грн; a_i - середня кількість аварій і-го елементу системи; ω_i - частота відмов і-го елемента, рік ⁻¹ ; Δt_{ei} - інтервал часу спостереження відмов і-го елементу системи
8.2 Середня величина системного додаткового збитку (без урахування змін втрат в мережах)	$Y_{\text{сист.д}} = (\beta_p c_{\text{т.р}} - \beta_o c_{\text{т.о}}) W_p$	β_p, β_o - часткові питомі витрати палива, т/кВт·год; $c_{\text{т.р}}, c_{\text{т.о}}$ - вартість палива на резервних та основних електростанціях системи, грн/т; W_p - кількість електроенергії, яка виробляється на резервних електростанціях, кВт·год
8.3 Середня величина системного побічного збитку	$Y_{\text{сист.н}} = \sum_{i=1}^n (g_{ip} + p_{ip} + E_n K_i) k_{np}$	g_{ip} - річний фонд заробітної плати експлуатаційного персоналу, грн; p_{ip} - річний розмір амортизаційних відрахувань на елемент енергосистеми, %; K_i - капіталовкладення в основні фонди і-го варіанту системи, грн; k_{np} - коефіцієнт простою і-го елементу системи

У багатьох випадках при розрахунку надійності систем електропостачання використовують такий показник, як **питома величина збитків** y_0 - відношення збитків системи і споживачів до середньої величини недоданої електроенергії із-за відмов елементів системи електропостачання:

$$y_0 = \frac{Y_{\text{сист}} + Y_{\text{спож}}}{\sum_{i=1}^n \Delta W_i}, \quad (7.47)$$

де $Y_{\text{спож}}$ - збитки, які нанесено споживачам із-за відмов системи електропостачання, грн; $Y_{\text{спож}} = Y_{\text{осн}} + Y_{\text{дод}}$;

ΔW_i - величина недоданої електроенергії при відмові i -го елементу системи, кВт·год.

Порівняння варіантів рішень по відомій величині питомого збитку. Коли для деякого споживача відома величина питомого збитку від припинення електропостачання, то раціональне технічне рішення вибирається порівнянням величини приведених витрат Z_{ni} (з урахуванням очікуемого збитку) для намічених варіантів. Для цього розраховуються приведені витрати, але розглядаються тільки ті складові витрат, які для цих варіантів неоднакові. Найкращим вважається варіант з меншими витратами. Загальний алгоритм прийняття рішення по відомій величині питомого збитку полягає в наступному:

1. Визначати щорічні відрахування від капіталовкладень по варіантам:

$$I_{ai} + I_{eni} = K_i (E_n + p_a + p_e), \quad (7.48)$$

де p_a, p_e - норми відрахувань на амортизацію та експлуатацію, %; у розрахунках можна прийняти $p_a = 6,3\%, p_e = 3,0\%$.

2. Визначити по варіантам щорічні витрати на покриття втрат електроенергії в системі (змінні та постійні втрати):

$$I_{\Delta W_{33}} = c_{zi} \cdot \Delta W_{3zi}, \quad I_{\Delta W_{nn}} = c_{zi} \cdot \Delta W_{3zi}$$

У багатьох випадках при розрахунку надійності систем електропостачання використовують такий показник, як **питома величина збитків** y_0 - відношення збитків системи і споживачів до середньої величини недоданої електроенергії із-за відмов елементів системи електропостачання:

$$y_0 = \frac{Y_{сист} + Y_{спож}}{\sum_{i=1}^n \Delta W_i}, \quad (7.47)$$

де $Y_{спож}$ - збитки, які нанесено споживачам із-за відмов системи електропостачання, грн.; $Y_{спож} = Y_{осн} + Y_{дод}$;

ΔW_i - величина недоданої електроенергії при відмові i -го елементу системи, кВт·год.

Порівняння варіантів рішень по відомій величині питомого збитку. Коли для деякого споживача відома величина питомого збитку від припинення електропостачання, то раціональне технічне рішення вибирається порівнянням величини приведених витрат Z_{ni} (з урахуванням очікуемого збитку) для намічених варіантів. Для цього розраховуються приведені витрати, але розглядаються тільки ті складові витрат, які для цих варіантів неоднакові. Найкращим вважається варіант з меншими витратами. Загальний алгоритм прийняття рішення по відомій величині питомого збитку полягає в наступному:

1. Визначати щорічні відрахування від капіталовкладень по варіантам:

$$I_{ai} + I_{eni} = K_i (E_n + p_a + p_e), \quad (7.48)$$

де p_a, p_e - норми відрахувань на амортизацію та експлуатацію, %; у розрахунках можна прийняти $p_a = 6,3\%, p_e = 3,0\%$.

2. Визначити по варіантам щорічні витрати на покриття втрат електроенергії в системі (змінні та постійні втрати):

$$I_{\Delta W_{zi}} = c_{zi} \cdot \Delta W_{zi}; \quad I_{\Delta W_{ni}} = c_{ni} \cdot \Delta W_{ni}, \quad (7.49)$$

де c_{zi}, c_{ni} - вартість 1 кВт·год змінних або постійних втрат електроенергії, грн/кВт·год;

$\Delta W_{zi}, \Delta W_{ni}$ - змінні та постійні втрати електроенергії в системі, кВт·год.

$$I_{\Delta W_{\Sigma}} = I_{\Delta W_{zi}} + I_{\Delta W_{ni}}$$

3. Скласти структурні схеми по варіантам, згідно правил підрозділу 7.4.

4. Виконати еквівалентування структурних схем і визначити сумарні показники надійності (підрозділ 7.4): $\omega_{ci}, \tau_{ci}, \nu_{ci}, \eta_{ci}$.

5. Визначити еквівалентну тривалість відключень $\theta_{еврі}$ за формулами (7.31 – 7.32) та таблиці 7.15.

6. Визначити очікуване недодання електроенергії ΔW_i по варіантам (формула (7.38): $\Delta W_i = P_i \cdot \theta_{еврі}$.

7. По заданій величині питомого збитку y_0 визначити загальний збиток по варіантам:

$$Y_i = y_o \Delta W_i \quad (7.50)$$

8. Визначити приведені витрати по варіантам:

$$Z_{ni} = I_{ai} + I_{eki} + I_{\Delta W \Sigma} + Y_i \quad (7.51)$$

9. Вибрати найкращий варіант рішення відповідно умові:

$$Z_{ni} \rightarrow \min \quad (7.52)$$

Коли точне значення питомого збитку невідомо, а задається лише інтервал його зміни $y_{o \min} < y_o < y_{o \max}$, пропонується слідує. Визначаються приведені витрати і значення очікуемого недодавання електроенергії по варіантам рішень. Потім приведені витрати по варіантам попарно порівнюють між собою:

$$Z_{ni} + \Delta W_i \cdot y < Z_{nj} + \Delta W_j \cdot y \quad (7.53)$$

Порівнюючи сумарні приведені витрати, визначають граничне значення величини питомого збитку y_{0zp} :

$$y_{0zp} = \frac{Z_{ni} - Z_{nj}}{\Delta W_j - \Delta W_i} \quad (7.54)$$

Після цього порівнюють інтервали фактичного питомого збитку з граничним його значенням. При цьому можна спостерігати три випадки:

- 1) $y_{0zp} > y_{o \max}$
 - 2) $y_{0zp} < y_{o \min}$
 - 1) $y_{o \min} < y_{0zp} < y_{o \max}$
- (7.55)

У першому випадку умови (7.55) раціональним є найбільш дешевий, але менш надійний варіант, тобто додаткові витрати на підвищення надійності не компенсують зниження збитку від недодавання електроенергії.

У другому випадку вибирається більш дорогий і більш надійний варіант.

В третьому випадку умови (7.55) рішення є невизначеним і для вибору раціонального варіанту необхідне додаткове обґрунтування.

Цей метод називається **методом інтервальної оцінки** збитку. Він дозволяє зрівнювати декілька варіантів рішень, систематизувати їх по витратам та визначити для кожного із варіантів свою зону економічності, на підставі одержаного ряду інтервалів питомого збитку.

7.5.2 Шляхи і засоби забезпечення надійності СЕП

Вибір шляхів та засобів підвищення надійності електропостачання залежить від категорійності споживачів, наявності джерел резервування, схеми електричної мережі і проводиться у кожному конкретному випадку на підставі техніко-економічних розрахунків.

До основних способів та засобів забезпечення необхідної надійності СЕП відносяться (рисунок 7.10):

- вибір відповідної „конструкції” (структури) системи електропостачання (вибір конфігурації мереж: магістральні, радіальні, кільцеві, петльові, двопрямі, двох- або одноланцюгові та інші; застосування

центральної та проміжних розподільчих пристроїв та прохідних ТП-10/0,4 кВ з метою скорочення довжини розподільчих ліній; визначення оптимального радіусу мереж 10 кВ; розширення підстанцій 35 – 110 кВ);

- підвищення надійності та **технічних показників** електрообладнання, яке застосовується у схемі електропостачання: вибір обладнання відповідного ступеню захисту, кліматичного виконання та категорії розміщення; застосування нового обладнання з високим ступенем надійності та малими витратами на обслуговування;

- **резервування** системи, яке забезпечує можливість передачі електричної енергії від інших джерел: живлення по двом взаєморезервованим повітряним лініям 10 (6) кВ; використання кабелю в якості однієї із резервних ліній; живлення по ПЛ і від ДЕС; двостороннє живлення підстанцій 35/10 (6); 110/35/10 (6) кВ; установка двох трансформаторів на РТП 35 – 110 кВ; кільцювання мереж 10 кВ;

- **секціонування** мереж, що дозволяє скоротити кількість споживачів, які втрачають електропостачання при пошкодженнях; скорочує час для пошуку місць пошкоджень із-за зменшення довжини ділянок лінії, які відключаються; дозволяє скоротити основну зону дії захисту ліній на головних ділянках, тим самим підвищити її чутливість та інше;

- застосування **засобів автоматичного контролю та управління** : використання АПВ і АВР у схемах електропостачання; застосування систем телеуправління, телесигналізації, телеконтролю та телевимірювання; застосування пристроїв визначення відстані до місця к. з., нових пристроїв релейного захисту і автоматики;

- **організація експлуатації систем електропостачання**, до чого можна віднести: вибір раціональної кількості ОББ; вибір оптимальних строків випробування електрообладнання СЕП; вибір оптимальних режимів роботи мереж; оптимізація процесу відновлення електропостачання.

Автоматичне секціонування і резервування електричних мереж. Одним із ефективних способів підвищення надійності розподільчих мереж є автоматичне секціонування, мережеве або місцеве резервування, а також сумісне їх використання. При цьому, вибір способів забезпечення норм надійності залежить від довжини ділянки живлячої лінії, яка відключається, $l_{вд}$, а також від її загальної довжини (тобто з урахуванням довжини усіх відгалужень). Максимально допустима довжина цих ділянок, при якій може бути забезпечена норма надійності, визначається за виразом:

$$l_{вд} = \frac{\theta_{евн}}{\alpha_{жі}}, \quad (7.56)$$

де $\theta_{евн}$ - нормована еквівалентна тривалість відключення, год/рік;

$\alpha_{жі}$ - питома еквівалентна тривалість відключення, год/(рік·км).

Нормовані значення максимальних допустимих довжин ділянок ліній різного класу напруги та конфігурації наведені у таблиці 7.19 (при живленні від шин двохтрансформаторних підстанцій).

Таблиця 7.19 – Значення довжин ліній, при яких забезпечується норма надійності

Клас напруги та конфігурація	Максимально допустима довжина лінії $l_{\text{вд}}$, км
1. Одноланцюгова живляча лінія 110 кВ	37,5
2. Дволанцюгова живляча лінія 110 кВ	93,8
3. Одноланцюгова живляча лінія 35 кВ	21,5
4. Дволанцюгова живляча лінія 35 кВ	53,6
5. Розподільча повітряна лінія 10 кВ	16,7
6. Повітряна лінія 0,38 кВ	3,5

Автоматичне секціонування дозволяє значно підвищити надійність розподільчих мереж за рахунок автоматичного обмеження зони відключення, завдяки чому зберігається подача енергії споживачам на непошкоджених ділянках. При секціонуванні підвищується надійність споживачів, які розташовані до точки встановлення секціонуючого апарату.

Відрізняють **паралельне, послідовне** та **змішане** секціонування. Засобами секціонування можуть бути високовольтні вимикачі, відокремлювачі (в тому числі елегазові) в мережах 35 і 110 кВ, роз'єднувачі (для неавтоматичного секціонування), чарунки К-37, КРЗ, КППЗ.

При вирішенні питань секціонування електричних мереж може виникнути три випадки:

1) довжина розподільчої лінії з урахуванням усіх відгалужень $l_{p\Sigma}$ уміщується по величині еквівалентної тривалості відключення $\theta_{\text{ев}}$ в норму, тобто $l_{p\Sigma} \leq l_{\text{вд}}$;

2) довжина розподільчої лінії з урахуванням усіх відгалужень $l_{p\Sigma}$ (при $\theta_{\text{жс}} = 0$ та $\theta_{\text{РТП}} = 0$) більше допустимої $l_{p\Sigma} > l_{\text{вд}}$, а відстань від центру живлення до найбільш віддалених точок радіальних ліній не перевищує нормативну довжину $l_{\text{вд}}$;

3) загальна протяжність розподільчої лінії (тобто з урахуванням усіх відгалужень) більше допустимої $l_{p\Sigma} > l_{\text{вд}}$, і відстань по магістралі від центру живлення до найбільш віддалених точок радіальних ліній також перевищує допустиму довжину $l_{\text{вд}}$.

У першому випадку норма надійності у споживачів забезпечується без будь-яких додаткових заходів по підвищенню надійності у споживачів.

У другому випадку норма надійності може бути забезпечена автоматичним секціонуванням як великих відгалужень, так і магістральної ділянки. Секціонування повинно бути здійснено апаратом, який відповідає технічним вимогам та має мінімальні витрати.

У третьому випадку для забезпечення норм надійності необхідно застосування автоматичного секціонування у складі з мережевим або місцевим резервуванням. Вид резервування вибирають на підставі техніко-економічних розрахунків.

Вибір секціонуючих апаратів здійснюється по порівнянню *ефекту секціонування* E_c і витрат на секціонуючу установку $З_c$. У зв'язку з тим, що при проектуванні лінії відсутні докладні дані про характер споживачів, кількість та тривалість аварій, але відомі потужності трансформаторів і довжини ділянок, ефект секціонування визначається за формулою:

$$E_c = S_{pi} \cdot \frac{T_{max}}{8760} \cdot \alpha_{PM} \cdot l_{p\Sigma} \cdot y_o \cdot \cos \varphi_c, \quad (7.57)$$

де S_{pi} - розрахункова потужність трансформаторів до і-тої точки секціонування, кВА;

T_{max} - число годин використання максимальної потужності навантаження, год;

α_{PM} - питома еквівалентна тривалість відключення розподільчих мереж, год/(рік·км); таблиця 7.16;

$l_{p\Sigma}$ - сумарна довжина лінії за точкою секціонування (з урахуванням відгалужень), км;

y_o - питомий збиток від перерв в електропостачанні, грн/кВт·год;

$\cos \varphi_c$ - середньозважений коефіцієнт потужності.

Установка секціонування раціональна, якщо виконується умова:

$$E_c > З_c \quad (7.58)$$

Обґрунтування автоматичного секціонування живлячих ліній ведеться аналогічно.

Резервування електричних мереж - це дієвий спосіб підвищення надійності електропостачання. Існують наступні види автоматичного резервування:

1) **повне мережеве резервування** – це коли у випадку зникання напруги споживачі повністю отримують електричну енергію від незалежного мережевого центра живлення. Такий вид резервування застосовується, коли надійність основного центру живлення (ЦЖ) відносно низька, наприклад, при установці одного трансформатору на підстанціях 35/10, 110/35/10 кВ або живлення цих підстанцій здійснюється по одній лінії. Цей вид резервування дозволяє забезпечити електроенергією усіх споживачів, які приєднані до цієї лінії;

2) **часткове мережеве резервування** - коли для забезпечення необхідної надійності відключається деяка частина мережі. В цьому випадку на лінії повинен бути встановлений секційний апарат. Споживачі, які живляться від ділянок, розташованих до секційного апарату, при пошкодженні лінії залишаються без електроенергії на час ремонту пошкодженої ділянки. Споживачі, які знаходяться за секційним апаратом, забезпечуються енергією без резервного центру живлення. Використання такого способу резервування дозволяє скоротити витрати на

спорудження резервної лінії, так як розрахункове навантаження післяаварійного режиму визначається тільки частиною споживачів цієї лінії;

3) **місцеве резервування** – це коли електропостачання споживачів при пошкодженні здійснюється від незалежного резервного джерела живлення (ДЕС). Такий вид резервування здійснюється для живлення відповідальних споживачів.

Для споживачів першої категорії вибір того чи іншого способу резервування виконується по мінімуму приведених витрат на резервування $З_p$:

$$З_p = E_n K_p + I_p, \quad (7.59)$$

де E_n - нормований коефіцієнт ефективності;

K_p - капітальні витрати на резервування, грн;

I_p - щорічні витрати на резервування (амортизаційні та експлуатаційні), грн.

При мережевому резервуванні:

$$\begin{aligned} K_p &= K_0 l_{пер} + K_{авр}; \\ I_p &= I_0 l_{пер} + I_{авр}, \end{aligned} \quad (7.60)$$

де $K_0, K_{авр}$ - капітальні вкладення на 1 км перемички та АВР відповідно, грн;

$I_0, I_{авр}$ - витрати на амортизацію і експлуатацію 1 км перемички та на АВР відповідно, грн;

$l_{пер}$ - довжина перемички, км.

Для споживачів 2 і 3-ї категорій, еквівалентна тривалість відключень яких уміщується в норму, мережеве або місцеве резервування вибирається на підставі порівняння ефекту резервування E_p та витрат на резервування:

$$E_p \geq З_p \quad (7.61)$$

Ефект резервування E_p може бути визначений як:

$$E_p = P_p \cdot \frac{T_{max}}{8760} (\vartheta_a \cdot y_a + \vartheta_n \cdot y_n) l_p, \quad (7.62)$$

де P_p - середнє навантаження лінії при резервуванні, кВт;

ϑ_a, ϑ_n - питома еквівалентна тривалість аварійних та планових відключень відповідно, год/км;

y_a, y_n - питомий збиток на недодавання електроенергії від аварійних та планових відключень відповідно, грн/(кВт·год);

l_p - довжина лінії, що резервується, з урахуванням відгалужень, км.

При одночасному резервуванні та секціонуванні ліній ефект мережевого резервування визначається за виразом:

$$E_{p-c} > (N - 1)З_{p-c} + З_{пер}, \quad (7.63)$$

де N - кількість секціонуючих ділянок лінії;

Z_{p-c} - сумарні витрати на секціонуючі пункти та пункти АВР, грн;

$Z_{пер}$ - витрати на побудову перемички, грн; визначається із виразів (7.59) та (7.60):

$$Z_{p-c} = E_n (K_{авр} + K_c) + I_c + I_{авр} \quad (7.64)$$

Оптимальна кількість секціонуючих пристроїв $n_{онт}$ на одну лінію може бути визначена за формулою [3.2]:

$$n_{онт} = \sqrt{\frac{Y_{\Delta W}}{2 p_e \cdot K_c}} - 1, \quad (7.65)$$

де $Y_{\Delta W}$ - збиток від недодавання електричної енергії при аварійних та планових відключеннях несекціонованої лінії, грн;

p_e - сумарні відрахування (експлуатація та амортизація), %;

K_c - капітальні вкладення на один секціонуючий пристрій, грн.

Ефект місцевого резервування при використанні ДЕС розраховується за формулою:

$$E_{ДЕС} = S_{рл} \cdot \frac{T_{max}}{8760} \cdot \theta_{ев} \cdot y_o \cdot \cos \varphi_c, \quad (7.66)$$

де $S_{рл}$ - розрахункова потужність лінії, кВА;

$\theta_{ев}$ - еквівалентна тривалість відключення, год.

Для мережевого резервування живлячих ліній ефект резервування повинний бути визначений як зниження збитку схеми:

$$E_p = Y_{нр} - Y_p, \quad (7.67)$$

де $Y_{нр}, Y_p$ - збиток від недодавання електроенергії схемами до і після резервування відповідно, грн.

Значення збитку як до, так і після резервування визначається із використанням формул (7.38), (7.39), (7.50). Для даного випадку значення збитків можна розрахувати за виразами:

$$\begin{aligned} Y_{нр} &= \frac{T_{max}}{8760} \cdot y_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} \theta_{неві}; \\ Y_p &= \frac{T_{max}}{8760} \cdot y_o \cdot \sum_{j=1}^k P_{pj} \theta_{реvj} \end{aligned} \quad (7.68)$$

де y_o - питомий збиток від недодавання електроенергії споживачам, грн/кВт·год;

P_{ni}, P_{pj} - розрахункові навантаження і-ої або j-ої ділянки нерезервованої та резервованої мереж відповідно, кВт;

$\theta_{неві}, \theta_{реvj}$ - еквівалентна тривалість відключення і-го або j-го елементу нерезервованої і резервованої мережі відповідно, год.

Таблиця 7.20 – Способи забезпечення норми надійності в мережах 10 кВ при відомій схемі живлячої мережі 35-110 кВ

Кількість ліній 35 (110) кВ	Кількість трансформаторів на РТП 35 (110)/10 кВ							
	Один				Два			
	Довжина відключаючої ділянки живлячої лінії $l_{жс}$ та загальна довжина лінії (з урахуванням відгалужень) $l_{жс\Sigma}$	Допустима довжина ділянки ПЛ-10 кВ, яка забезпечує норму надійності без резервування і секціонування $l_{вд}$, км	Довжина розподільчої лінії $l_{р\Sigma}$, км	Способи забезпечення норми надійності в розподільчих лініях 10 кВ	Довжина відключаючої ділянки живлячої лінії $l_{жс}$ та загальна довжина лінії (з урахуванням відгалужень) $l_{жс\Sigma}$	Допустима довжина ділянки ПЛ-10 кВ, яка забезпечує норму надійності без резервування і секціонування $l_{вд}$, км	Довжина розподільчої лінії $l_{р\Sigma}$, км	Способи забезпечення норми надійності в розподільчих лініях 10 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Одна	$l_{жс} > 21,5(37,5)$ $l_{жс\Sigma} > 21,5(37,5)$	0	$\leq 16,7$	Резервування від підстанції незалежним джерелом живлення по лінії 10 кВ	$l_{жс} > 21,5(37,5)$ $l_{жс\Sigma} > 21,5(37,5)$	0	$\leq 16,7$	Резервування від підстанції незалежним джерелом живлення по лінії 10 кВ
			$> 16,7$	Секціонування і резервування від підстанції незалежним живленням			$> 16,7$	Секціонування і резервування від підстанції незалежним живленням

Продовження таблиці 7.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	$I_{жс} > 21,5(37,5)$ або $I_{жс} \leq 21,5(37,5)$, а $I_{жс\Sigma} \leq 21,5(37,5)$	0	$\leq I_{дон}$	Резервування без секціонування	$I_{жс} > 21,5(37,5)$ $I_{жс\Sigma} < 21,5(37,5)$	0	$\leq I_{дон}$	Резервування без секціонування
							$> I_{дон}$	Секціонування та резервування
			$> I_{дон}$	Секціонування та резервування	$I_{жс} < 21,5(37,5)$ $I_{жс\Sigma} < 21,5(37,5)$	$I_{дон} = f(I_{жс})$	$\leq I_{дон}$	Немає необхідності у резервуванні і секціонуванні
							$> I_{дон}$	Секціонування без резервування
Дві	0	0	$\leq 16,7$	Резервування без секціонування	0	16,7	$\leq I_{дон}$	Немає необхідності у резервуванні і секціонуванні
			$> 16,7$	Секціонування та резервування			$> 16,7$	Секціонування без резервування
							$I_{м} > I_{дон}$	Секціонування і резервування

Примітки: $I_{дон}$ - довжина ділянки лінії 10 кВ, яку можна не секціонувати при резервуванні; $I_{м}$ - довжина лінії 10 кВ від шин 10 кВ РТП до найбільш віддаленого споживача

Наслідком вище викладеного є те, що вибір способу, кількості і місць встановлення апаратів, які забезпечують нормативи надійності, залежить від категорійності споживачів, схеми підстанцій 35-110/10 кВ (одно- або двотрансформаторні, з одно- або двостороннім живленням), сумарної довжини розподільчої лінії $l_{p\Sigma}$ та її розрахункового навантаження.

Рекомендації щодо вибору способу забезпечення норми надійності в мережі 10 кВ при відомій структурі живлячої мережі 35 – 110 кВ наведені в таблиці 7.20.

Приблизне місце розташування пристроїв автоматичного секціонування вибирають між точками, одна з яких поділяє лінію (ділянки лінії) на рівні частини по сумарній довжині, а друга – на рівні частини по навантаженню.

В усіх випадках лінійні роз'єднувачі 10 кВ встановлюють на магістралі для обмеження довжини ділянки лінії по 3,5 км (з урахуванням відгалужень) та на кожному відгалуженні при його довжині більше 2,5 км.

Раціональна організація експлуатації електроустановок – ефективний спосіб підвищення надійності систем електропостачання. Організація експлуатації включає рішення багатьох складних задач:

- організацію системи збирання та обробки інформації про показники надійності електропостачання елементів систем (річна кількість перерв, їхня тривалість та інше);
- визначення розмірів збитків від перерв у електропостачанні споживачів;
- суворе дотримання обслуговуючим персоналом „Правил технічної експлуатації”;
- вибір найкращих форм організації технічного обслуговування, поточного та капітального ремонтів, оперативного обслуговування;
- вибір оптимального варіанту розміщення обслуговуючого персоналу та машин при експлуатації мереж;
- визначення оптимальної кількості та тривалості планових відключень θ_{nv} , що знижує кількість та тривалість аварійних відключень θ_{av} . Кореляційна залежність між цим показниками відображається таким емпіричним виразом:

$$\theta_{av} = 30400 / \theta_{nv} - 48,5 \quad (7.69)$$

Цей вираз справедливий при зміні θ_{nv} в межах від 9 до 500 годин;

- визначення оптимальної забезпеченості системи організації експлуатації ремонтно-виробничими базами (РВБ).

Кореляційна залежність між питомими витратами на РВБ $z_{РВБ}$ та рівнем надійності мереж описується виразом:

$$z_{РВБ} = (E_n + p_a) K_{РВБ} / V, \quad (7.70)$$

де V - об'єм обслуговування мереж, ум. од;

- визначення оптимальної оздобленості підприємств електричних мереж

машинами та механізмами, що виражається комплексним показником η :

$$\eta = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n P_i k_{ei} \cdot k_i \cdot \theta_{evi}}{\sum_{i=1}^n P_i k_{ei} \cdot k_i \cdot (1 - \theta_{cn})}, \quad (7.71)$$

де P_i - встановлена потужність і-го споживача, кВт;

k_{ei} - коефіцієнт використання встановленої потужності і-го споживача;

k_i - категорія і-го споживача;

θ_{evi} - еквівалентна тривалість відключень і-го споживача, год;

θ_{cn} - тривалість простою споживача за рік із-за відключення обладнання, яке не належить даній мережі, год.

- якісна підготовка інженерно-технічних працівників (ІТП) та робочих;

- забезпеченості оперативного-виїзних бригад радіозв'язком та приборами пошуку пошкоджень та інше.

7.6 Приклади розрахунків

Приклад 7.6.1. На підставі багаторічних спостережень експлуатаційної організації (РЕМ) за роботою та відмовами елементів систем електропостачання, статистично обґрунтувати середній параметр потоку відмов (частоту відмов $\omega_{\text{в}}$ вакуумних вимикачів серії ВВ/TEL. Дані спостережень наведені у таблиці 7.21. Очікуваний час безвідмовної роботи вакуумних вимикачів серії ВВ/TEL по даним інших організацій складає $T_{\text{бв}} = 25 \text{ років}$, відносна похибка $\delta = 0,2$, довірна імовірність дорівнює $\alpha = 0,9$. Спостереження проводилися на протязі п'яти років, тобто $\Delta t_{\text{бв}} = 5 \text{ років}$.

Рішення. Розрахунок виконуємо згідно п. 1 – 8 підрозділу 7.3.

1 *Визначення необхідної мінімальної кількості спостережень*

1.1 Визначаємо кількість ступенів свободи за формулою (7.2):

$$f = 1 + 0,2 = 1,2$$

1.2 По таблицям [7.3] знаходимо кількість відмов вакуумних вимикачів за час спостережень $n_{\text{бв}}$ при $f = 1,2$ та $\alpha = 0,9$

$$n_{\text{бв}} = 12$$

1.3 За виразом (7.1) визначаємо мінімальний необхідний об'єм спостережень $N_{\text{в}}(0)$:

$$N_{\text{в}}(0) = \frac{12 \cdot 25}{1,2 \cdot 5} = 50 \text{ спост.}$$

2 *Дані спостережень наведені у таблиці 7.21.*

3 Визначення параметрів закону розподілу по даним спостережень (таблиця 7.21).

3.1 Згідно виразу (7.3) кількість інтервалів між граничними значеннями складає:

Таблиця 7.21 – Дані спостережень по відмовам вакуумних вимикачів серії ВВ/TEL

Номер спостережень	Значення параметра ω_{ϵ}	Номер спостережень	Значення параметра ω_{ϵ}	Номер спостережень	Значення параметра ω_{ϵ}	Номер спостережень	Значення параметра ω_{ϵ}	Номер спостережень	Значення параметра ω_{ϵ}
1	0,0146	11	0,0144	21	0,0143	31	0,0166	41	0,0132
2	0,0131	12	0,0139	22	0,0132	32	0,0167	42	0,0133
3	0,0151	13	0,0198	23	0,0117	33	0,0158	43	0,0195
4	0,0203	14	0,0129	24	0,0160	34	0,0113	44	0,0173
5	0,0162	15	0,0103	25	0,0189	35	0,0165	45	0,0119
6	0,0187	16	0,0159	26	0,0213	36	0,0145	46	0,0159
7	0,0151	17	0,0160	27	0,0175	37	0,0163	47	0,0181
8	0,0161	18	0,0174	28	0,0156	38	0,0137	48	0,0187
9	0,0190	19	0,0179	29	0,0172	39	0,0190	49	0,0143
10	0,0142	20	0,0184	30	0,0177	40	0,0141	50	0,0159

$$q = 1 + 3,3 \lg 50 = 6,61$$

3.2 Визначаємо масштаб вибірки по (7.4):

$$h = (0,0213 - 0,0113) \cdot 6,61^{-1} = 0,0015$$

$$\omega_{max} = 0,0213 \text{ рік}^{-1}; \quad \omega_{min} = 0,0113 \text{ рік}^{-1}; \quad \omega_0 = 0,01625 \text{ рік}^{-1}$$

3.3 Граничні значення кожного інтервалу позначені у таблиці 7.22

Таблиця 7.22 – Розрахункові дані статистичного ряду

Параметр статистичного ряду	$\omega_{q \min} \dots \omega_{q \max}$						
	0,0110 0,0125	0,0125 0,0140	0,0140 0,0155	0,0155 0,0170	0,0170 0,0185	0,0185 0,0200	0,0200 0,0215
$\omega_{\epsilon q}$	0,01175	0,01325	0,01475	0,01625	0,01775	0,01925	0,02075
$\omega_{\epsilon q}^*$	-3	-2	-1	0	1	2	3
$n_{\epsilon q}$	4	7	9	13	8	7	2
$p_{\epsilon q}$	0,08	0,14	0,18	0,26	0,16	0,14	0,04

3.4 Визначаємо середнє значення спостереженого параметру в кожному інтервалі за виразом (7.6). Так, для першого інтервалу:

$$\varpi_{e1} = 0,5(\omega_{e1max} + \omega_{e1min}) = 0,5(0,0125 + 0,0110) = 0,01175 \text{ рік}^{-1}$$

3.5 Відносне середнє значення спостереженого параметру в кожному інтервалі визначаємо по (7.7). Так, для першого інтервалу:

$$\omega_{ee11}^* = 0,5(\varpi_{e1} - \omega_{e0}) \cdot h^{-1} = (0,01175 + 0,01625) \cdot 0,0015^{-1} = -3$$

Значення для інших інтервалів занесені до таблиці 7.22.

3.6 Визначаємо кількість та частоту спостережень в кожному інтервалі (вираз 7.8). Результати розрахунків заносимо до таблиці 7.22.

4 По даним таблиці 7.22 будуємо гістограму (дивись рисунок 7.11)

5 Визначення статистичних показників розподілу спостережень

5.1 Математичне очікування частоти відмов визначаємо за виразом (7.10):

- в відносних одиницях:

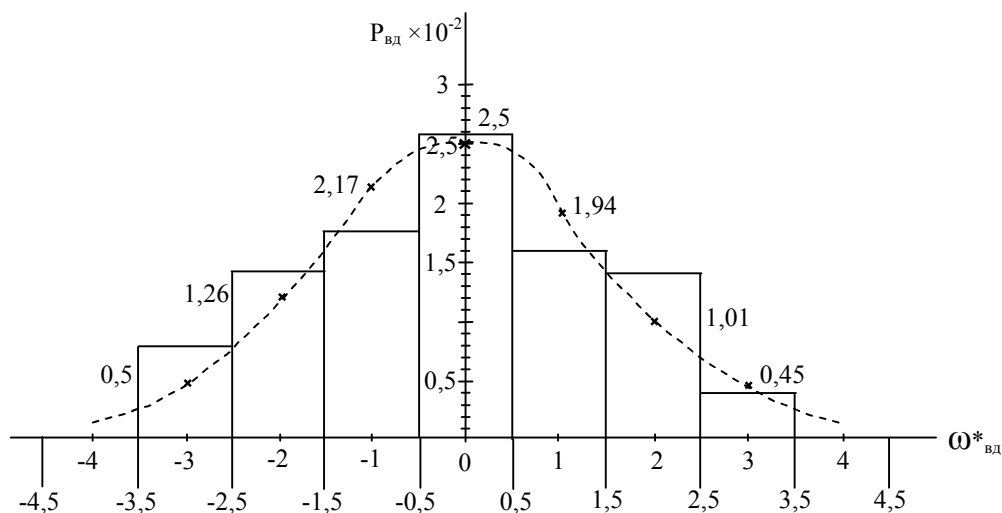


Рисунок 7.11 – Гістограма розподілу статистичних даних спостережень

$$\begin{aligned} \omega_e^* = & (-3) \cdot 0,08 + (-2) \cdot 0,14 + (-1) \cdot 0,18 + 0 \cdot 0,26 + \\ & + 1 \cdot 0,16 + 2 \cdot 0,14 + 3 \cdot 0,04 = -0,14 \end{aligned}$$

- в іменованих одиницях (7.11):

$$\omega_e = (-0,14) \cdot 0,0015 + 0,01625 = 0,01604 \text{ рік}^{-1}$$

5.2 Дисперсія складає, відповідно до (7.12) та (7.13):

$$\begin{aligned}
S_{\omega}^{*} &= [-3 - (-0,14)]^2 \cdot 0,08 + [-2 - (-0,14)]^2 \cdot 0,14 + \\
&+ [-1 - (-0,14)]^2 \cdot 0,18 + [0 - (-0,14)]^2 \cdot 0,26 + [1 - (-0,14)]^2 \cdot 0,16 + \\
&+ [2 - (-0,14)]^2 \cdot 0,14 + [3 - (-0,14)]^2 \cdot 0,04 = 2,518 \\
S_{\omega} &= 2,518 \cdot 0,0015^2 = 5,6 \cdot 10^{-6}
\end{aligned}$$

6 По вигляду гістограми можна зробити висновок, що зміна досліджуваного параметру може бути описана нормальним законом. Для затвердження цього висновку будемо теоретичну криву розподілу.

6.1 Середньоквадратичне відхилення значення частоти відмов, згідно (7.15) та (7.16) складає:

$$\sigma_{\omega}^{*} = \sqrt{2,518} = 1,59; \quad \sigma_{\omega} = \sqrt{5,6 \cdot 10^{-6}} = 2,37 \cdot 10^{-3}$$

6.2 Визначаємо значення нормативного та центрованого розподілу по виразах (7.17) та (7.18). Розрахункові дані заносимо до таблиці 7.23. Так, для першого стовпця даної таблиці значення будуть такі:

Таблиця 7.23 – Розрахункові дані для побудови теоретичної кривої розподілу

Розрахункові параметри	Відносне значення параметру ω_q^{*}						
ω_{eq}^{*}	-3	-2	-1	0	1	2	3
1	2	3	4	5	6	7	8
$(\omega_{eq}^{*} - \omega_{\epsilon}^{*}) \sigma_{\omega}^{-1}$	-1,80	-1,17	-0,54	0,088	0,72	1,35	1,97
$10^{-2} \varphi_0^{*} \left(t_q^{*} \right)$	7,89	20,1	34,49	39,74	30,79	16,04	7,18
$f(\omega_{eq}^{*}) \cdot 10^{-2}$	4,96	12,64	21,69	24,99	19,36	10,09	4,51
$P_{q\omega}$	0,08	14	18	26	16	14	4

$$\begin{aligned}
t_q^{*} &= (\omega_{eq}^{*} - \omega_{\epsilon}^{*}) \sigma_{\omega}^{-1} = [-3 - (-0,14)] \cdot 1,59^{-1} = -1,80 \\
\varphi_0^{*} \left(t_q^{*} \right) &= \sqrt{2 \cdot 3,14} \cdot e^{-0,5(-1,8)^2} = 0,0789
\end{aligned}$$

$$f(\omega_{eq}) = 0,0789 \cdot 1,59^{-1} = 0,0496$$

По даним таблиці 7.23 будуюмо теоретичну криву розподілу статистичних даних (рисунок 7.11).

7 По отриманим даним (таблиця 7.23) та теоретичній кривій (рисунок 7.11) оцінюємо відповідність теоретичного закону розподілу до статистичного. для оцінювання використовуємо критерій Пірсона (χ^2).

7.1 По виразу (7.19) визначаємо імовірність попадання випадкових величин частоти відмов в позначені інтервали. Результати розрахунків заносимо до таблиці 7.24.

Таблиця 7.24 – Розрахункові дані для перевірки відповідності теоретичного та статистичного законів розподілу

Розрахункова величина	Границі інтервалів $\omega_{q \min} \dots \omega_{q \max}$						
$\omega_{q \min} \dots \omega_{q \max}$	-3,5... -2,5	-2,5... -1,5	-1,5... -0,5	-0,5... 0,5	0,5... 1,5	1,5... 2,5	2,5... 3,5
n_q	4	7	9	13	8	7	2
p_{qp}	0,0519	0,1774	0,2141	0,2464	0,1931	0,1030	0,0378
Np_{qp}	2,595	8,87	10,71	12,32	9,66	5,15	1,89

Так, для першого стовпчика таблиці 7.24 розрахункові значення будуть складати:

$$p_1 = \Phi\left(\frac{-2,5 - (-0,14)}{1,59}\right) - \Phi\left(\frac{-3,5 - (0,14)}{1,59}\right) = \Phi(-1,48) - \Phi(-2,11) =$$

$$= 0,0694 - 0,0175 = 0,0519$$

$$Np_1 = 50 \cdot 0,0519 = 2,595$$

7.2 Визначаємо розрахункове значення критерію χ_p^2 по формулі (7.20):

$$\chi_p^2 = (4 - 2,595)^2 \cdot 2,595^{-1} + (7 - 8,87)^2 \cdot 8,87^{-1} + (9 - 10,71)^2 \cdot 10,71^{-1} +$$

$$+ (13 - 12,32)^2 \cdot 12,32^{-1} + (8 - 9,66)^2 \cdot 9,66^{-1} + (7 - 5,15)^2 \cdot 5,15^{-1} +$$

$$+ (2 - 1,89)^2 \cdot 1,89^{-1} = 2,42$$

7.3 Кількість ступенів свободи при $n = 3$, за виразом (7.21), дорівнює:

$$f' = 7 - 3 = 4$$

7.4 Згідно таблиці 4 додатку [7.2], значення χ_m^2 при $f' = 4$ та $\alpha = 0,95$ дорівнює $\chi_m^2 = 3,36$.

Так як $\chi_m^2 > \chi_p^2$, то статистичний закон розподілу відповідає прийнятому теоретичному, тобто нормальному.

8 *Визначення довірчих границь відхилення спостереженого параметру надійності від його середнього значення.*

8.1 При $\alpha = 0,9$ та $f' = 4$ по [7.2] визначаємо величину критерію Ст'юдента

$$t_\alpha = 2,77$$

Відхилення частоти відмов від середнього значення $\omega_0 = 0,01604 \text{ рік}^{-1}$ згідно виразу (7.22) буде дорівнювати:

$$\varepsilon_\alpha = t_\alpha \cdot \sigma_\omega = 2,77 \cdot 2,37 \cdot 10^{-3} = 6,7 \cdot 10^{-3} = 0,0067 \text{ рік}^{-1}$$

Тоді середнє значення частоти відмов буде знаходитися в межах:

$$0,01604 - 0,0067 \leq 0,01604 \leq 0,01604 + 0,0067$$

$$0,0093 \leq \omega_0 \leq 0,0227$$

Приклад 7.6.2. Для прийнятої схеми первинної комутації підстанції 35/10 кВ (рисунк 5.25) розрахувати приведені витрати, показники надійності, очікуване недодавання електроенергії та величину збитку від перерв в електропостачанні. Вихідні дані: сумарна розрахункова потужність РТП₀₂-35/10 кВ $S_n = 2840,6 \text{ кВА}$; паспортні дані силового трансформатору наведені у таблиці 5.34; збиток від недодавання електроенергії при аварійних відмовах складає $y_a = 1,35 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$, при навмисних відключеннях - $y_n = 0,45 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$; амортизаційні відрахування прийняти рівними $k_a = 6,3\%$; експлуатаційні витрати $k_e = 3,0\%$. Капітальні витрати на підстанцію складають $K_{nm} = 157,3$ тис. грн.; вартість однієї кВт·год змінних втрат електроенергії дорівнює $C_1 = 0,019 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$, постійних - $C_2 = 0,01 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$; число годин максимальних втрат $T_{max} = 3200 \text{ год}$; кількість годин роботи трансформатору $T_m = 8760 \text{ год}$.

Рішення. Розрахунки виконуємо згідно положень п. 7.5 та глави 9.

1. *Визначаємо щорічні відрахування на амортизацію та експлуатацію енергообладнання підстанції (7.48):*

$$I_{артп} + I_{ертп} = K_{ртп}(E_n + p_a + p_e) = 157,3(0,125 + 0,063 + 0,03) = 34,3 \text{ тис.грн}$$

2. *Щорічні витрати на покриття втрат електроенергії в трансформаторі визначаємо згідно (7.49):*

- змінні:

$$I_{\Delta W_3} = c_3 \cdot \Delta W_{\Delta 3} = c_3 \cdot \Delta P_K \left(\frac{S_n}{S_{yn}} \right)^2 \cdot \tau_{max} =$$

$$= 0,019 \cdot 26,0 \left(\frac{2840,6}{2500} \right)^2 \cdot 3200 = 2,04 \text{ тис.грн.}$$

- постійні:

$$I_{\Delta W_n} = c_n \cdot \Delta W_{\Delta n} = c_n \cdot P_x \cdot T_m = 0,011 \cdot 5,1 \cdot 8760 = 0,49 \text{ тис.грн.}$$

- сумарні:

$$I_{\Delta W_{\Sigma}} = I_{\Delta W_3} + I_{\Delta W_n} = 2,04 + 0,49 = 2,53 \text{ тис.грн.}$$

3 Для визначення кількості недоданої електроенергії від аварійних та навмисних відключень розрахуємо еквівалентну тривалість відключень

3.1 На підставі схеми електричної принципової первинних кіл комутації підстанції (рисунок 5.25) складаємо схему заміщення та схеми її еквівалентування (рисунок 7.12).

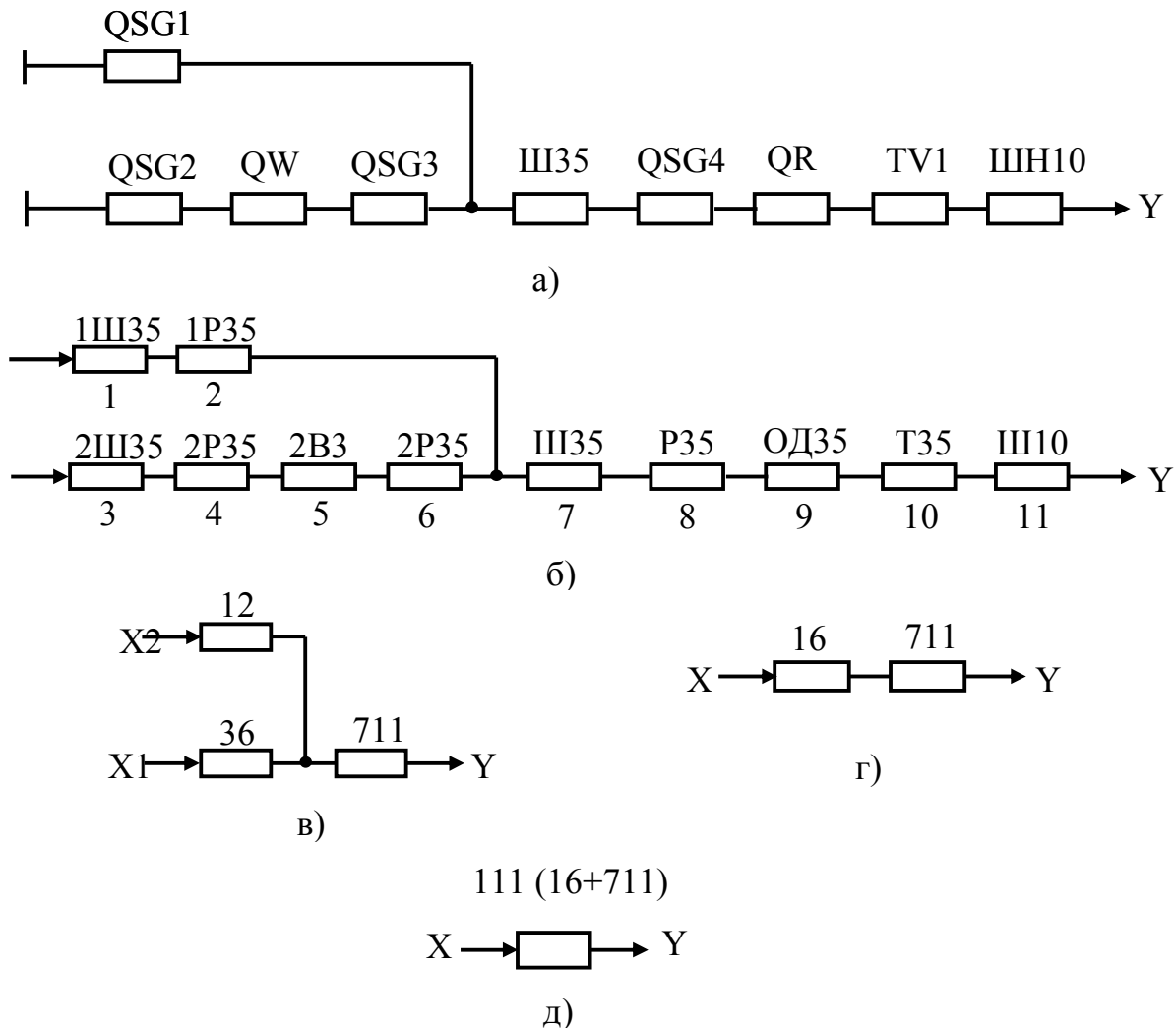


Рисунок 7.12 – Схема заміщення (а, б) та її еквівалентування (в-д)

Таблиця 7.25 – Вихідні дані для розрахунку показників надійності схеми первинної комутації підстанції (позначення наведені згідно схем рисунку 7.12 б)

Найменування елементів схеми	Номер елементу на схемі	Буквене позначення на схемі	Показники надійності окремих елементів схеми			
			ω , рік ⁻¹	τ , год	ν , рік ⁻¹	η , год
1. Шини РП-35 кВ (на одне приєднання)	1, 3, 7	Ш35	0,001	4,0	0,1	5,0
2. Роз'єднувач на 35 кВ	2, 4, 6, 8	Р35	0,005	3,0	0,2	3,0
3. Вимикач масляний 35 кВ	5	В35	0,02	5,5	0,2	5,0
4. Відокремлювач 35 кВ	9	ОД35	0,05	3,5	0,25	4,0
5. Трансформатор силовий	10	Т35	0,03	25,0	0,3	10,0
6. Шини РП-10 кВ	11	Ш10	0,001	3,5	0,12	4,0

3.2 Визначаємо показники надійності для еквівалентованих схем (рисунок 7.12 в, г, д). Показники надійності окремих елементів схеми рисунку 7.27 б наведені у таблиці 7.25:

а) для схеми рисунку 7.12 в:

- частота відмов визначається за формулою 8 таблиці 7.9:

$$\omega_{12} = \omega_1 + \omega_2; \quad \omega_{36} = \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6$$

$$\omega_{12} = 0,001 + 0,005 = 0,006 \text{ рік}^{-1}$$

$$\omega_{36} = 0,001 + 0,005 + 0,02 + 0,005 = 0,031 \text{ рік}^{-1}$$

$$\omega_{711} = \omega_7 + \omega_8 + \omega_9 + \omega_{10} + \omega_{11};$$

$$\omega_{711} = 0,001 + 0,005 + 0,05 + 0,03 + 0,001 = 0,087 \text{ рік}^{-1}$$

- середній час відновлення за формулою 9 таблиці 7.9 складає:

$$\tau_{12} = (\omega_{12})^{-1} \cdot (\omega_1 \tau_1 + \omega_2 \tau_2);$$

$$\tau_{12} = \frac{0,001 \cdot 4,0 + 0,005 \cdot 3,0}{0,006} = 3,17 \text{ год}$$

$$\tau_{36} = (\omega_{36})^{-1} \cdot (\omega_3 \tau_3 + \omega_4 \tau_4 + \omega_5 \tau_5 + \omega_6 \tau_6) =$$

$$= \frac{0,001 \cdot 4,0 + 0,005 \cdot 3,0 + 0,02 \cdot 5,5 + 0,005 \cdot 3,0}{0,031} =$$

$$= 4,65 \text{ год}$$

$$\begin{aligned}\tau_{711} &= (\omega_{711})^{-1} \cdot (\omega_7 \tau_7 + \omega_8 \tau_8 + \omega_9 \tau_9 + \omega_{10} \tau_{10} + \omega_{11} \tau_{11}) = \\ &= \frac{0,001 \cdot 4,0 + 0,005 \cdot 3,0 + 0,05 \cdot 3,5 + 0,03 \cdot 25,0 + 0,001 \cdot 3,5}{0,087} = \\ &= 10,89 \text{ год}\end{aligned}$$

- частота навмисних відключень (формула 6 таблиці 7.9):

$$\nu_{12} = \nu_1 + \nu_2; \nu_{12} = 0,1 + 0,2 = 0,3 \text{ рік}^{-1};$$

$$\nu_{36} = \nu_3 + \nu_4 + \nu_5 + \nu_6; \nu_{36} = 0,1 + 0,2 + 0,2 + 0,2 = 0,7 \text{ рік}^{-1};$$

$$\nu_{711} = \nu_{10} + \nu_7(1-q_7) + \nu_8(1-q_8) + \nu_9(1-q_9) + \nu_{11}(1-q_{11});$$

$$\nu_{711} = 0,3 + 0,1(1-0,6) + 0,2(1-0,6) + 0,25(1-0,6) +$$

$$+ 0,12(1-0,8) = 0,544 \text{ рік}^{-1}$$

- середній час обслуговування визначаємо за формулами строки 7 таблиці 7.9:

$$\eta_{12} = (\nu_{12})^{-1} (\nu_1 \cdot \eta_1 + \nu_2 \cdot \eta_2); \eta_{12} = \frac{0,1 \cdot 5,0 + 0,2 \cdot 3,0}{0,3} = 3,67 \text{ год};$$

$$\eta_{36} = (\nu_{36})^{-1} (\nu_3 \cdot \eta_3 + \nu_4 \cdot \eta_4 + \nu_5 \cdot \eta_5 + \nu_6 \cdot \eta_6);$$

$$\eta_{36} = \frac{0,1 \cdot 5,0 + 0,2 \cdot 3,0 + 0,2 \cdot 5,0 + 0,2 \cdot 3,0}{0,7} = 3,86 \text{ год};$$

$$\eta_{711} = (\nu_{711})^{-1} [\nu_{10} \cdot \eta_{10} + \nu_9(1-q_9) \cdot \eta_9 + \nu_7(1-q_7) \cdot \eta_7 +$$

$$+ \nu_8(1-q_8) \cdot \eta_8 + \nu_{11}(1-q_{11}) \cdot \eta_{11}]$$

$$\eta_{711} = \frac{0,3 \cdot 10,0 + 0,25 \cdot (1-0,6) \cdot 4,0 + 0,1(1-0,6) \cdot 5,0 + 0,2 \cdot (1-0,6) \cdot 3,0 + 0,12(1-0,8) \cdot 4,0}{0,544} =$$

$$= 3,94 \text{ год}$$

б) для елементу 16 схеми рисунку 7.12 г:

- частота відмов визначається за формулою 3-го стовбчика 8-ї та 9-ї строки:

$$\omega_{16} = \omega_{1236} = \omega_{16}^0 + \omega_{16}' + \omega_{16}'' \quad (7.72)$$

Після деяких перетворень значення $\omega_{16}^0, \omega_{16}', \omega_{16}''$ виразу (7.72) будуть мати вигляд:

$$\begin{aligned}\omega_{16}^0 &= \omega_{12} \cdot \omega_{36} (\tau_{36} + \tau_{12}) = 0,006 \cdot 0,031(4,65 + 3,17) \cdot \\ &\cdot 8760^{-1} = 0,166 \cdot 10^{-6} \text{ рік}^{-1}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\omega'_{16} &= \nu_{12} \cdot \eta_{12} \cdot \omega_{36} = 0,3 \cdot 3,67 \cdot 0,031 \cdot 8760^{-1} = \\
&= 3,9 \cdot 10^{-6} \text{ рік}^{-1} \\
\omega''_{16} &= \nu_{36} \cdot \eta_{36} \cdot \omega_{12} = 0,7 \cdot 3,86 \cdot 0,006 \cdot 8760^{-1} = \\
&= 1,85 \cdot 10^{-6} \text{ рік}^{-1} \\
\omega_{16} &= [\omega_{12} \cdot \omega_{36} (\tau_{36} + \tau_{12}) + \nu_{12} \cdot \eta_{12} \cdot \omega_{36} + \nu_{36} \cdot \eta_{36} \cdot \omega_{12}] \cdot \\
&\cdot 8760^{-1} \\
\omega_{16} &= \frac{0,006 \cdot 0,031 (4,65 + 3,17) + 0,3 \cdot 3,67 \cdot 0,031 + 0,7 \cdot 3,86 \cdot 0,006}{8760} = \\
&= 5,91 \cdot 10^{-6} \text{ рік}^{-1}
\end{aligned} \tag{7.73}$$

- середній час відновлення згідно формул 3-ої графі та 9-ої строки таблиці 7.9 і після деяких перетворювань буде розраховуватися за виразами:

$$\begin{aligned}
\tau_{16} &= \tau_{1236} = \frac{1}{\omega_{16}} (\omega_{16}^0 \cdot \tau_{16}^0 + \omega'_{16} \cdot \tau'_{16} + \omega''_{16} \cdot \tau''_{16}) \\
\tau_{16}^0 &= \frac{\tau_{12} \cdot \tau_{36}}{\tau_{12} + \tau_{36}} = \frac{3,17 \cdot 4,65}{3,17 + 4,65} = 1,89 \text{ год}; \\
\tau'_{16} &= \frac{\tau_{12} \cdot \eta_{36}}{\tau_{12} + \eta_{36}} = \frac{3,17 \cdot 3,86}{3,17 + 3,86} = 1,74 \text{ год}; \\
\tau''_{16} &= \frac{\tau_{36} \cdot \eta_{12}}{\tau_{36} + \eta_{12}} = \frac{4,65 \cdot 3,67}{4,65 + 3,67} = 2,05 \text{ год} \\
\tau_{16} &= \frac{10^{-6}}{5,91 \cdot 10^{-6}} (0,166 \cdot 1,89 + 3,9 \cdot 1,74 + 1,85 \cdot 2,05) = 1,843 \text{ год}
\end{aligned} \tag{7.74}$$

- за частоту та час обслуговування при навмисних відключеннях для самої схеми приймаємо найбільше значення цих показників із двох паралельно з'єднаних кіл, тобто показники кола еквівалентованого елементу 36:

$$\nu_{16} = \nu_{36} = 0,7 \text{ рік}^{-1}; \eta_{16} = \eta_{36} = 3,86 \text{ год}$$

- частота відмов:

$$\omega_{III} = \omega_{16} + \omega_{7II}$$

$$\omega_{III} = 5,91 \cdot 10^{-6} + 0,087 = 0,087 \text{ рік}^{-1}$$

- середній час відновлення:

$$\tau_{III} = \frac{1}{\omega_{III}} (\omega_{16} \cdot \tau_{16} + \omega_{711} \cdot \tau_{711})$$

$$\tau_{III} = \frac{1}{0,087} (5,91 \cdot 10^{-6} \cdot 1,843 + 0,087 \cdot 10,89) = 10,89 \text{ год}$$

- частота навмисних відключень:

$$\nu_{III} = \nu_{16} + \nu_{711};$$

$$\nu_{III} = 0,7 + 0,544 = 1,244 \text{ рік}^{-1}$$

- середній час обслуговування:

$$\eta_{III} = \frac{1}{\nu_{III}} (\nu_{16} \cdot \eta_{16} + \nu_{711} \cdot \eta_{711});$$

$$\eta_{III} = \frac{1}{1,244} (0,7 \cdot 3,86 + 0,544 \cdot 3,94) = 3,89 \text{ год}$$

3.3 Визначаємо еквівалентну тривалість відключення районної підстанції РТП₀₂ за виразом (7.31), а також за формулами таблиці 7.15 (граф 2, друга строка):

$$\theta_{ертн} = \theta_{ертнав} + k_{\epsilon} \theta_{ертннв} = \omega_{ртн} \cdot \tau_{ртн} + k_{\epsilon} \cdot \nu_{ртн} \cdot \eta_{ртн} = \omega_{III} \cdot \tau_{III} + k_{\epsilon} \cdot \nu_{III} \cdot \eta_{III} \quad (7.75)$$

$$\theta_{ертнав} = 0,087 \cdot 10,89 = 0,947 \text{ год} / \text{рік};$$

$$\theta_{ертннв} = 1,244 \cdot 3,89 = 4,84 \text{ год} / \text{рік};$$

$$\theta_{ертн} = 0,947 + 0,33 \cdot 4,84 = 2,54 \text{ год} / \text{рік}$$

Так як $\theta_{ертн} = 2,54 < \theta_{нртн1} = 12,0$, то згідно (7.33) та даних таблиці 7.16, необхідна надійність обраної системи первинних кіл розглянутої підстанції буде забезпечена.

4 Очікуване недодання електроенергії ΔW споживачам від відключення елементів проектованої РТП₀₂ буде складати:

- від аварійних відключень (вираз (7.38):

$$\Delta W_{ав} = \bar{P} \cdot \theta_{ертнав} = \bar{S} \cdot \cos \varphi \frac{T_{max}}{T_m} \cdot \theta_{ертнав} = \bar{S} \cdot \cos \varphi \frac{T_{max}}{T_m} \cdot \omega_{III} \cdot \tau_{III} \quad (7.76)$$

$$\Delta W_{ав} = 2840,6 \cdot 0,89 \frac{3200}{8760} \cdot 0,947 = 874,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

- від навмисних відключень:

$$\Delta W_{не} = \bar{P} \cdot \theta_{ертнне} = \bar{S} \cdot \cos \varphi \frac{T_{max}}{T_m} \cdot \nu_{III} \cdot \eta_{III} \quad (7.77)$$

$$\Delta W_{не} = 2840,6 \cdot 0,89 \frac{3200}{8760} \cdot 4,84 = 4469,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

- сумарне значення:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{ав} + \Delta W_{не} \quad (7.78)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 874,6 + 4469,8 = 5344,4 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

5 Збиток від недодання електроенергії споживачам:

- від аварійних відключень (вираз 7.50):

$$Y_{ав} = y_a \Delta W_{ав} \quad (7.79)$$

$$Y_{ав} = 1,35 \cdot 874,6 = 1180,7 \text{ грн} / \text{рік}$$

- від навмисних відключень:

$$Y_{не} = y_n \Delta W_{не} \quad (7.79)$$

$$Y_{не} = 0,45 \cdot 4469,8 = 2011,4 \text{ грн} / \text{рік}$$

- сумарний:

$$Y_{\Sigma} = Y_{ав} + Y_{не} \quad (7.80)$$

$$Y_{\Sigma} = 1180,7 + 2011,4 = 3192,1 \text{ грн} / \text{рік}$$

6 Приведені витрати будуть складати (вираз 7.51):

$$Z_n = I_{артн} + I_{ертн} + I_{\Delta W_{\Sigma}} + Y_{\Sigma} \quad (7.82)$$

$$Z_n = 34,3 + 2,53 + 3,19 = 40,02 \text{ тис.грн}$$

7 Середній час безвідмовної роботи T_c визначаємо за виразом таблиці 7.9 (друга графа, четверта строчка):

$$T_c = \omega_{III}^{-1}; T_c = \frac{1}{0,087} = 11,5 \text{ років}$$

8 Імовірність відмови РТП₀₂ $F_c(t)$ на протязі року буде складати:

$$F_c(t) = 1 - \exp - (\omega_{III}) \quad (7.83)$$

$$F_c(t) = 1 - \exp - (0,087) = 0,083$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 7.26.

Таблиця 7.26 – Техніко-економічні показники та показники надійності запропонованої схеми первинних кіл підстанції 35/10 кВ

Назва показника	Чисельне значення
1. Щорічні відрахування від капіталовкладень, тис. грн.	34,3
2. Щорічні витрати на покриття втрат електроенергії в трансформаторі, тис. грн.	2,53
3. Очікуване недодання електроенергії від відключень, кВт·год/рік: - від аварійних $\Delta W_{ав}$ - від навмисних $\Delta W_{нев}$ - сумарні ΔW_{Σ}	874,6 4469,8 5344,4
4. Збиток від недодання електроенергії, тис. грн.: - при аварійних відключеннях $Y_{ав}$ - при навмисних відключеннях $Y_{нев}$ - сумарні Y_{Σ}	1,181 2,011 3,192
5. Приведені витрати Z_n , тис. грн.	40,02
6. Частота відмов ω , рік ⁻¹	0,087
7. Середній час відновлення τ , год	10,89
8. Частота навмисних відключень ν , рік ⁻¹	1,244
9. Середній час обслуговування η , год	3,89
10. Еквівалентна тривалість відключень, год/рік: - аварійних $\theta_{ертнав}$ - навмисних $\theta_{ертпнев}$ - сумарна $\theta_{ертпн}$	0,947 4,84 2,54
11. Середній час безвідмовної роботи T_c , рік	11,5
12. Імовірність відмови РТП ₀₂ $F_c(t)$	0,083

Аналіз отриманих результатів дає підставу стверджувати, що запропонована схема первинних кіл комутації підстанції 35/10 кВ забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання з прийнятними техніко-економічними показниками.

8 ПРОЕКТУВАННЯ ПРИСТРОЇВ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ

8.1 Блискавкозахист та заземлення

8.1.1 Загальні положення

У процесі експлуатації може відбуватися порушення цілісності ізоляції електрообладнання під дією перенапруги, що приводить до аварійних ситуацій та виходу обладнання з ладу.

Під **перенапругою** розуміють підвищення до небезпечних значень різниці потенціалів на ізоляції.

Перенапруги поділяються на два основних види:

- **зовнішні** або **атмосферні**, які виникають при попаданні блискавки в електроустановку (перенапруга прямого влучення) чи поблизу електроустановки (індуктовані перенапруги);
- **внутрішні** чи **комутаційні**, викликані коливаннями енергії системи, які виникають під час нормальної експлуатації системи і пов'язані з увімкненням і вимкненням окремих її ділянок, а також при різного роду аваріях, пов'язаних з коротким замиканням, холостим режимом лінії електропередач, неповнофазним режимом, відключенні індуктивності та іншими причинами.

Основним видом перенапруги в сільських електроустановках є атмосферна перенапруга яка призводить не тільки до пошкодження обладнання і перерв в електропостачанні, але й становить велику небезпеку для людей та сільськогосподарських тварин. Тому правильний розрахунок та вибір технічних засобів захисту від атмосферних перенапруг є одним з найважливіших завдань, від вирішення якого в значній мірі залежить цілісність обладнання, надійність електропостачання споживачів і в цілому безвідмовність життєдіяльності об'єктів сільськогосподарського виробництва.

Захист від перенапруги включає в себе комплекс заходів, що обмежують перенапругу при грозі, комутаціях та пошкодженнях до рівня, безпечного для ізоляції. До цього комплексу входить установка блискавковідводів та апаратів для захисту від набігаючих хвиль перенапруги.

Питання захисту від перенапруги регламентуються ПБЕ, „Правилами технічної експлуатації”, ГОСТ 1516.3-96. "Межгосударственный стандарт. Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции" (Киев: Госстандарт Украины, 1999), ГКД 34.51.101-96 „Вибір та експлуатація зовнішньої ізоляції електроустановок 6-750 кВ на підприємствах Міненерго України. Інструкція.” К.:ДП „Науково-інженерний енергосервісний центр”, 1999) та „Руководством по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. (Санкт-Петербург: ПЭИПК, Минтопэнерго, РФ, 1999).

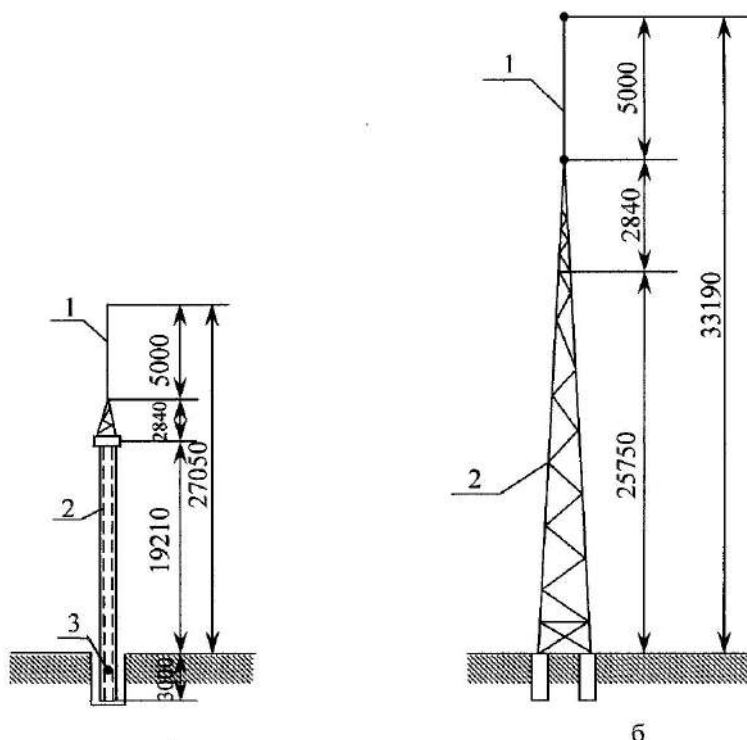
8.1.2 Захист від прямих ударів блискавки

Для захисту будівель від прямих ударів блискавки застосовуються **стрижневі** та **тросові** блискавковідводи: перші – для зосереджених об'єктів, другий – для об'єктів, що мають значну протяжність.

Стрижневий блискавковідвід (рисунок 8.1) складається з блискавкоприймника 1, що сприймає грозовий розряд, струмовідводу, яким в залізобетонних конструкціях є стальна арматура стійки, а в металевих – сама несуча конструкція 2 та заземлювача. Для приєднання блискавковідводу до заземлювача на відстані 2,5 – 3 м від нижнього кінця стійки робиться металевий відвід 3, приварений до металевого каркасу стійки.

Для надійного захисту споруд від безпосереднього удару блискавки необхідно забезпечити не лише достатнє перевищення блискавковідводу над захищеним об'єктом але й належне його заземлення, що виключає появу надмірно високих потенціалів на заземлювачі.

Блискавковідводи сприймають удари блискавки у визначеній зоні на себе та відводять струм блискавки в землю. Над блискавковідводом висотою h існує **зона** у вигляді перевернутого конуса з радіусом $r=3,5h$ в основі, з якої всі розряди збирає на себе блискавковідвід (рисунок 8.2). Ця зона називається **зоною стопроцентного ураження** стрижневого блискавковідводу.



а – на залізобетонній опорі; б – на металевій опорі

Рисунок 8.1 – Конструкція стрижневих блискавковідводів

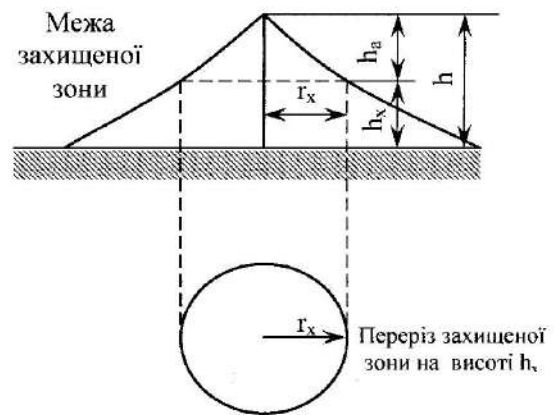
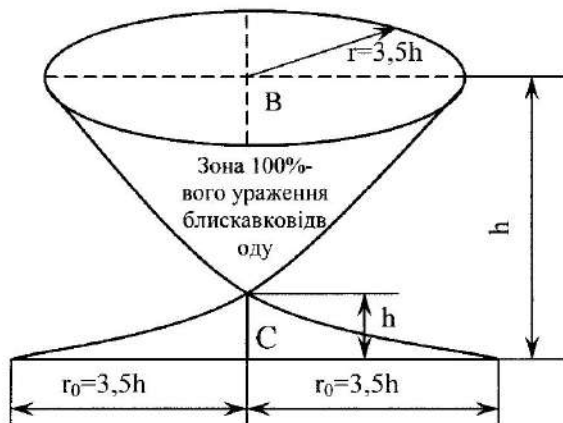
Навколо блискавковідводу є також зона, що не вражається розрядами. Ця зона захищається блискавковідводом висотою h . Мінімальна відстань від вертикалі ВС, що дорівнює $r_0=3,5h$, називається радіусом зони захисту блискавковідводу на рівні землі. Усяка споруда, що знаходиться в цій зоні захищається від прямих ударів блискавки.

Для захисту від прямих ударів блискавки в залежності від площі та довжини захищеного об'єкта встановлюють один, два і більше стрижневих блискавковідводів. Блискавковідвід повинен здійматися над захищеним об'єктом, що має висоту h_x (рисунок 8.2б), на певну висоту, названу **активною** h_a .

Повна висота блискавковідводу дорівнює:

$$h = h_x + h_a \quad (8.1)$$

Величина r_x (рисунок 8.2б) називається **радіусом зони захисту** блискавковідводу на висоті h_x , тобто на висоті захищеного об'єкта.



а – зона стовідсоткового ураження; б – зона захисту

Рисунок 8.2 – Характерні зони одиночного стрижневого блискавковідводу

8.1.2.1 Захисні зони блискавковідводів

Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу. Радіус зони захисту r_x на будь-якому рівні h_x від поверхні землі на місці установки блискавковідводу обчислюється за формулою:

$$r_x = 1,6h \frac{h-h_x}{h+h_x} p, \quad (8.2)$$

де p – коефіцієнт, що залежить від висоти блискавковідводу.

Для блискавковідводів висотою до 30 м коефіцієнт p дорівнює одиниці, а у блискавковідводів висотою більше 30 м ефективність захисту знижується. Тому

для визначення радіуса зони захисту блискавковідводів висотою більше 30 м коефіцієнт $p = 5,5 / \sqrt{h}$.

Якщо у вихідних даних відома висота даного блискавковідводу h , то значення коефіцієнта p визначається однозначно. У більшості випадків відомі значення висоти об'єкта h_x та відстань r_x від місця установки блискавковідводу до найбільш віддаленої точки захищеного об'єкта. Якщо точка, наприклад C , з відомими координатами $C(r_x, h_x)$ потрапляє досередини зони, обмеженої трикутником OAB зі сторонами $OA=h=30\text{м}$; $OB=r_0=1,6h$ та AB , коефіцієнт p приймається таким що дорівнює одиниці ($p=1$), тобто необхідна висота блискавковідводу $h < 30\text{м}$. (рисунок 8.3).

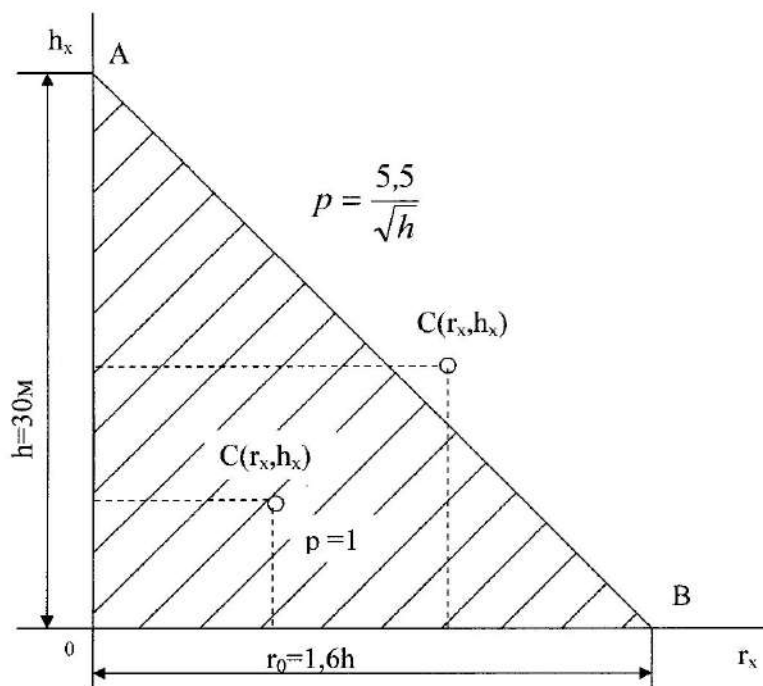


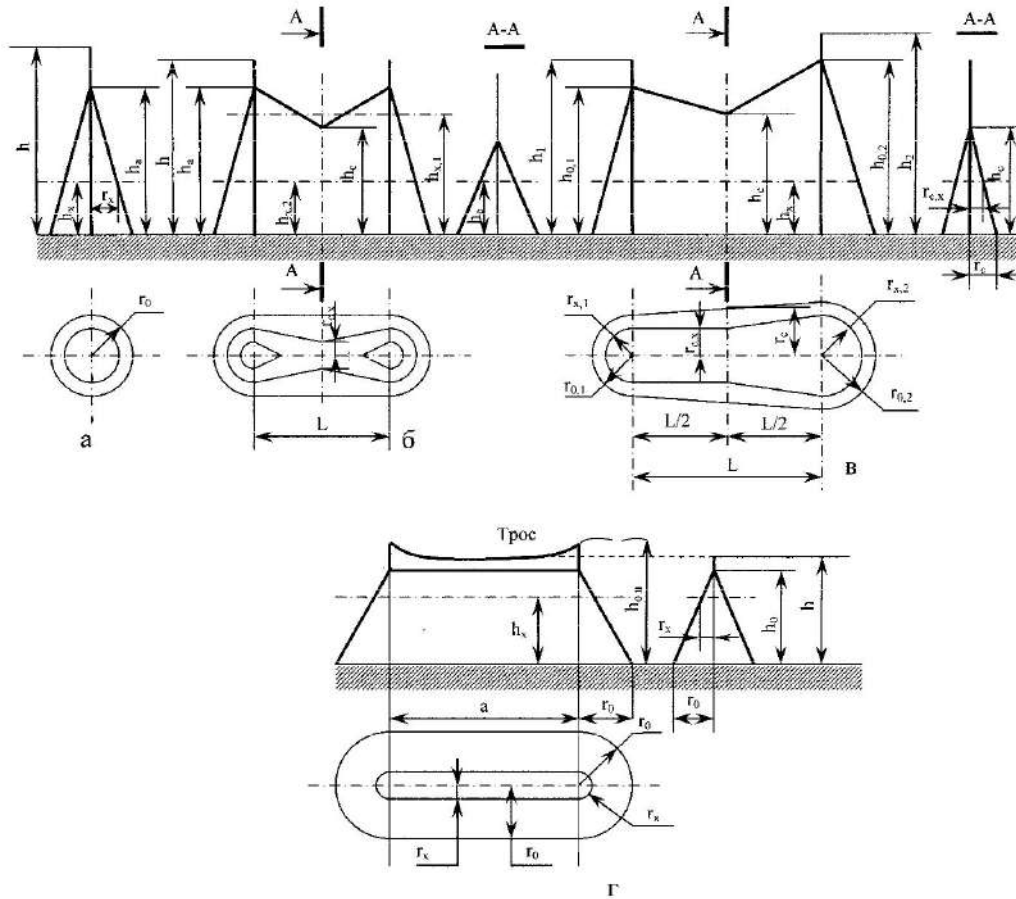
Рисунок 8.3 – Визначення коефіцієнту P

Якщо ця точка виявиться за межами цієї зони, коефіцієнт p приймається таким, що дорівнює $p = 5,5 / \sqrt{h}$ і для захисту даного об'єкта необхідна установка блискавковідводу висотою більше 30м.

У практиці відомий скорочений метод побудови контурів захисної зони одиничного стрижневого блискавковідводу (рисунок 8.4а), в якому криволінійна межа зони замінюється прямими відрізками. При цьому необхідно враховувати, що у блискавковідводах висотою більше 60 м вражається блискавкою не тільки його верхівка, але і бічні частини на деякій відстані від верхівки вниз. Тому захисна зона блискавковідводів обмежується висотою $h_0=0,92h$. Радіус основи r_0

приймається таким, що дорівнює $r_0=1,5h$. Тоді із побудови (рисунок 8.4а) виходить:

$$\frac{r_x}{h_0 - h_x} = \frac{r_0}{h_0} \quad (8.3)$$



а – одиночного стрижневого; б – подвійного стрижневого; в – двох стрижневих різної висоти; одиночного тросового

Рисунок 8.4 – Зони захисту блискавковідводів

Ураховуючи, що $r_0=1,5h$, $h_0=0,92h$ із (8.3) одержимо:

$$r_x = 1,5 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) \quad (8.4)$$

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} \quad (8.5)$$

Розрахункові формули параметрів для побудови зони захисту одиничного блискавковідводу згідно [5.2] зведені в таблиці 8.1.

Зона захисту двох стрижневих блискавковідводів. Якщо зона захисту

одного блискавковідводу не охоплює всього обладнання, яке потрібно захистити, захист виконують двома і більше стрижневими блискавковідводами.

Зона, яка захищена двома блискавковідводами однакової висоти на рівні h_x , являє собою симетричну фігуру обмежену двома дугами кола та чотирма ділянками прямих (рисунок 8.4б). Відстань між центрами окружностей дорівнює відстані між осями блискавковідводів L , а радіуси окружностей r_x визначається так само, як для одиничного блискавковідводу. Розрахункові формули для визначення розміру найвужчої частини захищеної зони $2r_{cx}$ та інших параметрів для побудови зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу наведені в таблиці 8.1. Графічна побудова зони захисту показана на рисунку 8.4б.

Якщо грозозахисний пристрій з двома стрижневими блискавковідводами має стрижні різної висоти, розміри зовнішньої частини захищеної зони визначають як для одиничних блискавковідводів.

Принцип побудови захисної зони для даного випадку зрозумілий з рисунка 8.4в, а розрахункові формули необхідних параметрів наведені в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Розрахунок параметрів захисних зон блискавковідводів.

Тип	Розрахункова висота блискавковідводу	Зона захисту зі ступенем надійності 95%
Одиничний стрижневий	$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5}$	$h_0 = 0,92h; r_0 = 1,5h;$ $r_x = 1,5\left(h - \frac{h_x}{0,92}\right)$
Подвійний стрижневий	$h = \frac{h_c + 0,14L}{1,13}$	$L \leq 1,5h; h_c = h_0; r_{cx} = r_x; r_c = r_0;$ при $5h > L > 1,5h$ $\begin{cases} h_c = h_0 - 0,14(L - 1,5h), r_c = r_0 \\ r_{cx} = r_0 \frac{h_c + h_x}{h_c} \end{cases}$
Два стрижневих різної висоти	-	$r_c = \frac{r_{01} + r_{02}}{2}; h_c = \frac{h_{c1} + h_{c2}}{2};$ $r_{cx} = r_c \frac{h_c - h_x}{h_c},$ $r_{01}, r_{02}, h_{c1}, h_{c2}$ – як для одиничного блискавковідводу
Одиничний тросовий	$h = \frac{r_x + 1,85h_x}{1,7}$	$h_0 = 0,92h; r_0 = 1,7h;$ $r_x = 1,7\left(h - \frac{h_x}{0,92}\right)$

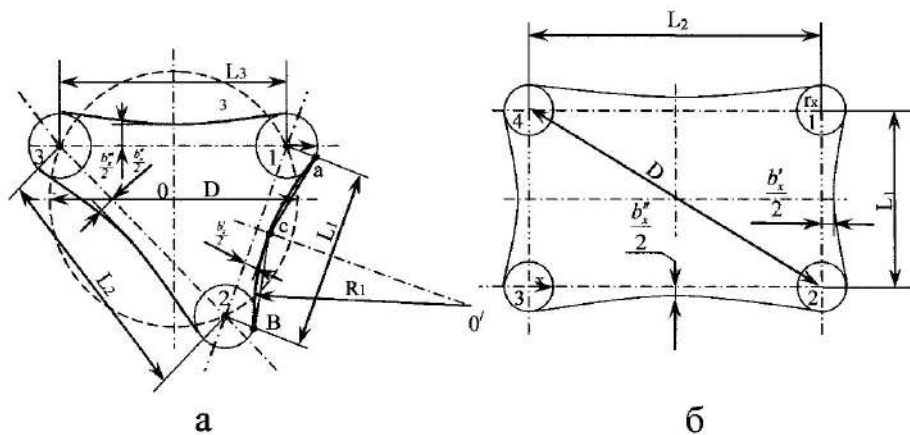
$L \geq 5h$, то їх треба розглядати як одиничні.

2. Зона захисту багатократного стрижневого блискавковідводу однакової висоти визначається як зона захисту попарно взятих сусідніх стрижневих блискавковідводів.

Зона захисту багатократних блискавковідводів. Для захисту від прямих ударів блискавки значних територій застосовують багаторазовий стрижневий блискавковідвід, тобто кілька стрижневих блискавковідводів, розташованих на певній відстані один від одного (рисунк 8.5).

Зона захисту трьох стрижневих блискавковідводів однакової висоти в горизонтальному перерізі на рівні h_x показана на рисунку 8.5а. Радіус зони захисту r_x для кожного блискавковідводу визначається так само, як і для одиничного блискавковідводу за формулою (8.2). Розміри b_{xi} знаходять за кривими (рисунок 8.6) таким чином.

Підраховують відношення L_i/h_a та h_x/h . Із співвідношення h_x/h визначаємо $h_x=A \cdot h$. До абсциси в точці L_i/h_a встановлюємо перпендикуляр до перетину з кривою $h_x=A \cdot h$. Із точки перетину проводиться паралельно осі абсцис лінія до перетину з ординатою на якій визначається значення $b_{xi}/(2h_a)=B_i$. Звідси знаходиться значення $b_{xi}/2=B_i \cdot h_a$.



а – трьох стрижневих; б – чотирьох стрижневих; 1, 2, 3, 4 – блискавковідводи

Рисунок 8.5 – Зони захисту багаторазових блискавковідводів однакової висоти в горизонтальному перетині на рівні h_x

Встановлюючи перпендикуляр із середини відповідного відрізка L_i (L_1 - L_3) висотою $b_{xi}/2$, одержимо точку c (рисунк 8.5а) перетину двох прямих, що з'єднують дуги кіл є точки перетину радіусів r_{xi} відповідних захисних зон, перпендикулярних осі L_i , яка з'єднує центри цих кіл.

При більш точній побудові відрізки прямих замінюються дугою кола,

наприклад радіуса $R1$, центр якого знаходиться у точці O' на перетині перпендикулярів, поставлених у середині осі L_1 , що з'єднує центри кіл двох суміжних блискавковідводів та середин відрізків ac і bc . При цьому радіус $R1$ буде дорівнювати довжині відрізка $O's$ чи $R \approx 0,942L$. Побудова зони захисту для чотирьох блискавковідводів аналогічна.

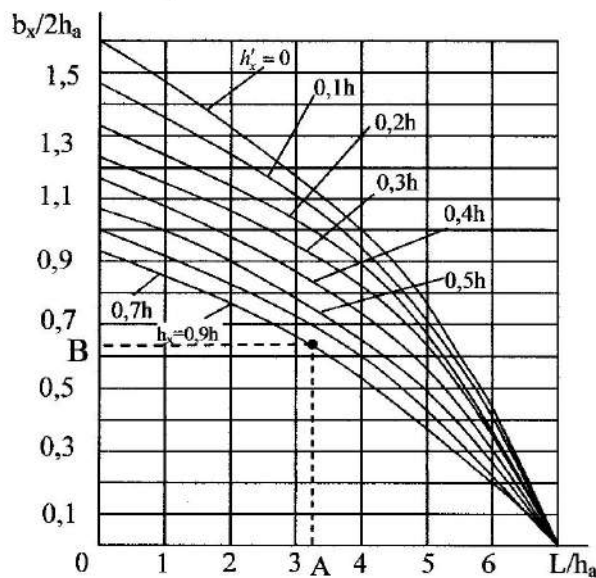


Рисунок 8.6 – Значення найменшої зони захисту в двох стрижневих блискавковідводах висотою до 30 м для $L/h_a=0-7$

Для перевірки захищеності обладнання, що знаходиться в середині зони захисту, через точки 1, 2 і 3 розташування блискавковідводів проводять окружність діаметром D . Умовою наявності зони захисту внутрішнього простору між блискавковідводами є нерівності:

- при висоті блискавковідводів $h \leq 30\text{м}$

$$D \leq 8h_a \quad (8.6)$$

- при висоті блискавковідводів $h > 30\text{м}$

$$D \leq 8 \frac{5,5}{\sqrt{h}} h_a \quad (8.7)$$

Для чотиристрижневого блискавковідводу D приймається таким, що дорівнює найбільшій діагоналі багатокутника (рисунок 8.5б).

Зона захисту тросових блискавковідводів. Основними протяжними об'єктами в системах сільського електропостачання є лінії електропередач і підходи до підстанцій та електростанцій.

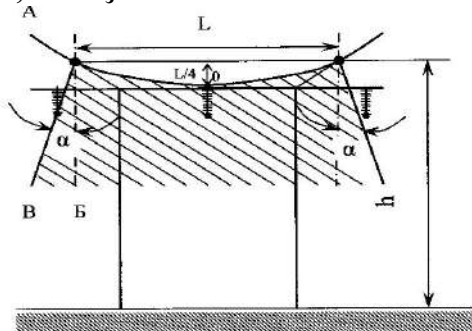
Зона захисту тросового блискавковідводу в поперечному перерізі має такі ж контури, як і одиничного стрижневого блискавковідводу. Принцип побудови захисної зони легко вияснимо з рисунка 8.4г. Розрахункові формули параметрів захисної зони наведені в таблиці 8.1. У даному випадку h_x відповідає висоті підвісу провoda, а h – висоті підвісу троса, a – відстань між опорами.

Зона захисту подвійного тросового блискавковідводу показана на рисунку 8.7а,б. Зовнішні контури зон захисту визначаються так само, як і для одиничного. Зона захисту між тросами обмежується дугою кола, що проходить через тросові блискавковідводи та серединну точку між блискавковідводами O , яка знаходиться на висоті

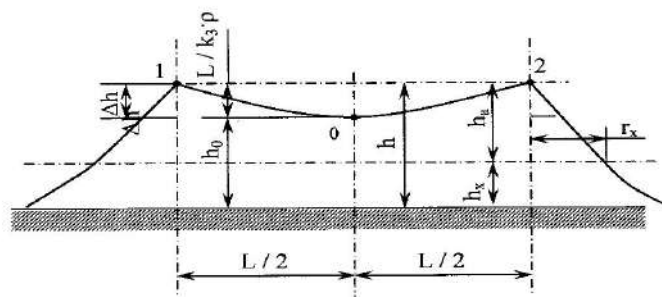
$$h_0 = h - L / k_3, \quad (8.8)$$

де L – відстань між тросовими блискавковідводами;

k_3 – коефіцієнт, який залежить від допустимої імовірності прориву блискавки до зони захисту; при імовірності прориву не більше 0,01 $k_3=5$; при імовірності прориву не більше 0,001 $k_3=3$.



а



б

а – захисний кут α ; б – вертикальний переріз зони захисту

Рисунок 8.7 – Зона захисту двох тросових блискавковідводів

Розглядаючи умови захисту зовнішніх проводів (чи проводу при одному тросі) звичайно користуються поняттям не зони захисту, а **кута захисту α** , що утворюється прямовисною лінією від троса до землі АБ та лінією, що з'єднує трос з проводом АВ (рисунок 8.7а). Чим менший кут захисту α , тим надійніше

захищається провід від ураження блискавкою. Із збільшенням кута захисту α та висоти опор h імовірність прориву блискавки збільшується.

Зв'язок захисного кута α , з радіусом захисту r_x та активною висотою h_a встановлюється співвідношенням:

$$\frac{r_x}{h_x} = \operatorname{tg} \alpha \quad (8.9)$$

Оцінка умов захисту проводу, розташованого між двома тросовими блискавковідводами, проводиться співвідношенням:

$$h_a \geq L / k_z \quad (8.10)$$

Більш детально про будову захисних зон для різних блискавковідводів можна знайти у [8.2].

Кількість проривів блискавки β на рік на захищені споруди в зоні захисту визначається виразом:

$$\beta = \psi \cdot N, \quad (8.12)$$

де ψ – імовірність проривів блискавки до зони захисту; $\psi=0,01$ чи $0,001$ в залежності від значення об'єкта;

N – сумарна кількість ударів блискавки в блискавковідвід та захищену споруду на рік, уд/рік.

Надійність захисту від прямих ударів блискавки оцінюється кількістю років m її роботи без ураження захищеного обладнання:

$$m = 1 / \beta \quad (8.12)$$

Сумарна кількість ударів блискавки на рік N в різні споруди визначається за формулами таблиці 8.2.

Таблиця 8.2

Тип споруди	Розрахункова формула
1. Одиночний об'єкт що височить (в тому числі блискавковідвід)	$N = n \cdot T \cdot \pi \cdot R^2 \cdot 10^{-6}$
2. Група об'єктів, що височить (група блискавковідводів). Примітка – Для будівлі довжиною l (м), шириною m (м), висотою H (м)	$N = n \cdot T \cdot S \cdot 10^{-6}$ $S = (L + 7H)(m + 7H)$
3. Протяжний об'єкт (в тому числі тросовий блискавковідвід)	$N = 2nTLR \cdot 10^{-6}$

де n – середня кількість ударів блискавки в ділянку земної поверхні площею 1 км^2 за 1 годину грози в місці розташування захищеного об'єкта, $\text{уд}/(\text{км}^2 \cdot \text{год})$;
 $n=0,06 \text{ уд}/(\text{км}^2 \cdot \text{год})$;

T – середня інтенсивність грозової діяльності для даної місцевості, $\text{год}/\text{рік}$, (за картою річної грозової тривалості (ПУЭ));

R – еквівалентний радіус кола, що описує площу, з якої блискавковідвід „збирає” блискавки, м; $R=3,5h$;

S – площа обмежена дугами кола радіуса R , описаними навколо кожного блискавковідводу, м^2 ;

L – довжина лінії, м.

8.1.2.2 Захист підстанцій

У відповідності до ПУЭ (глава 4.2, розділ „Захист від грозових перенапруг”) визначено перелік об'єктів підстанцій та заходів по їхньому захисту від прямих ударів блискавки (таблиця 8.3).

Таблиця 8.3 – Захист підстанцій від прямих ударів блискавки

Об'єкти, які захищаються	Захисні заходи
1	2
Відкриті розподільні пристрої, у тому числі гнучкі мости та шинні зв'язки	Стрижневі блискавковідводи
Будівлі машинного залу та ЗРП при кількості грозових годин на рік більше 20	1. Заземлення металевих та залізобетонних конструкцій покрівлі чи металевій покрівлі. 2. Стрижневі блискавковідводи чи блискавкоприймальні сітки на дахах будівель при неможливості виконання п.1.
Димові труби: - металеві; - цегляні, бетонні та залізобетонні	Заземлення Стальний блискавковідвід та заземляючий спуск, що приєднується до заземлювача
Споруди трансформаторної вежі, олієгосподарства, нафтогосподарства, електролізної та ацетилено-генераторної станції	1. Окремо стоячий стрижневий чи тросовий блискавковідвід. 2. Імпульсний опір кожного заземлювача не більше 10 Ом при $\rho < 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ і не більше 40 Ом при $\rho \geq 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. 3. Заземлення металевих корпусів.

Продовження таблиці 8.3

1	2
Вугледробарки, вагоноперекидачі, резервуари з горючими рідинами чи газами, місця зберігання балонів з воднем	1. Блискавковідвід, установлений окремо чи на самій будівлі при товщині даху менше 4 мм. 2. Заземлення корпусу установки при: а) товщині металу даху менше 4 мм і більше; б) об'ємі ємності менше 200 м³ незалежно від товщини металу даху.
Примітки - Допускається не захищати від прямих ударів блискавки: а) ВРП 20-35 кВ з трансформаторами одиничної потужності 1000 кВ·А і менш незалежно від кількості грозових годин на рік; б) ВРП 20-35 кВ у районі з кількістю грозових годин менше 20 на рік; в) підстанції з напругою 220 кВ і нижче на ділянках з питомим опором ґрунту 2000 Ом·м і більше при кількості грозових годин не більше 20 на рік; г) будівлі ЗРУ в районах з кількістю грозових годин на рік не менше 20.	

Необхідний ступінь захисту підстанції від прямих ударів блискавки забезпечується правильним вибором місця та належних умов установки стрижневих блискавковідводів, що також регламентовано ПУЕ. Перелік основних пунктів правил зведено в таблицю 8.4.

8.1.2.3 Захист повітряних ліній

Надійність грозозахисту ПЛ забезпечується:

- підвіскою грозозахисних тросів з достатньо малими кутами захисту (20-30°);
- зниженням імпульсного опору заземлення опор;
- підвищенням імпульсної міцності ізоляції лінії та зниженням імовірності встановлення силової дуги (зокрема використанням дерев'яних траверс і опор);
- застосуванням ізольованої нейтралі;
- використанням АПВ ліній.

Не потрібно застосування грозозахисних пристроїв:

- для всіх ПЛ напругою до 35 кВ;
- для ПЛ 110 кВ на дерев'яних опорах;
- у районах з кількістю грозових годин на рік менше 20;
- на окремих ділянках ПЛ з питомим опором ґрунтів більше 10³ Ом·м;
- на ділянках траси з розрахунковою товщиною стінки ожеледиці більше 20 мм.

- Таблиця 8.4 – Місце та умови установки стрижневих блискавковідводів.

Місце установки блискавковідводу	Умови установки блискавковідводу
1	2
Конструкції ВРП	У ВРП 35 – 150 кВ
Трансформаторні портали, портали шунтуючих реакторів та конструкції ВРП, віддалені від трансформаторів чи реакторів по магістралях заземлення менше 15м	1. Питомий опір ґрунту в межах контуру заземлення підстанції в грозовий сезон не більше 350 Ом·м 2. Безпосередньо на виводах обмоток 3 – 35 кВ трансформаторів чи на відстані не більше 5м від них по ошиновці, включаючи відгалуження до розрядників, повинні бути установлені вентильні розрядники. 3. Від порталу з блискавковідводом повинно забезпечуватися розтікання струму блискавки по магістралях заземлення в трьох чотирьох напрямках. 4. На відстані 3–5 м від порталу з блискавковідводом на кожній магістралі заземлення повинно встановлюватися по 2–3 вертикальних електроди довжиною 3–5 м. 5. На підстанціях з вищою напругою 20 і 35 кВ, якщо блискавковідвод установлено на трансформаторному порталі, опір заземляючого контура ВРП не повинен перевищувати 4 Ом (без урахування виносного заземлення). 6. Заземляючі провідники вентильних розрядників та трансформаторів рекомендується приєднувати до заземляючого пристрою підстанції поблизу один від одного чи виконувати так щоб місце приєднання вентильного розрядника до заземляючого пристрою знаходилося між точками приєднання заземляючих провідників порталу з блискавковідводом і трансформатора

Продовження таблиці 8.4

1	2
Окремо розташовані блискавковідводи з відокремленими заземлювачами	1. Якщо не можуть бути виконані умови установки блискавковідводу на конструкціях ВРП 2. Відстань S_z, м між відокремленим заземлювачем блискавковідводу та контуром ВРП повинно дорівнювати $S_z \geq 0,2R_i$, але не менше 3 м, де R_i – імпульсний опір заземлення, Ом, окремо розташованого блискавковідводу при імпульсному струмі 60 кА. 3. Відстань у повітрі S_n, м від окремо розташованого блискавковідводу з відокремленим заземлювачем до струмопровідних частин заземлених конструкцій та обладнання ВРП повинно дорівнювати $S_n \geq 0,12R_i + 0,1H$, але не менше 5 м, де H – висота даної точки блискавковідводу над рівнем землі, м 4. Опір заземлювача не більше 80 Ом
Примітки: 1. Не допускається установка блискавковідводу на конструкціях ВРП, що знаходиться на відстані менше 15 м від таких об'єктів: а) трансформаторів, до яких гнучкими зв'язками чи відкритими шинопроводами приєднані машини, що обертаються; б) відкритих струмопроводів та опір гнучких зв'язків, якщо до них приєднані машини, що обертаються. 2. Портالي трансформаторів, пов'язані з машинами, що обертаються, гнучкими зв'язками чи відкритими струмопроводами, а також трансформаторні портали підстанцій, питомий опір ґрунту на ділянках яких перевищує 350 Ом·м, повинні входити до зони захисту окремо розташованих чи установлених на інших порталах блискавковідводів. 3. При установці стрижневих блискавковідводів на конструкціях ВРП треба використати також захисну дію високих об'єктів: опір ПЛ, ліхтарних щогл, радіощогл і т. п.	

8.1.3 Захист від набігаючих хвиль перенапруги

8.1.3.1 Апарати захисту

Від набігаючих хвиль перенапруги елементи електроустановок захищаються іскровими проміжками (ПЗ), трубчастими та вентильними розрядниками.

Найбільш простим і дешевим засобом грозозахисту є застосування захисних іскрових проміжків. Довжину іскрових проміжків приймають залежно від напруги електроустановки, яка захищається.

Щоб уникнути випадкового перекриття в установках напругою 35 кВ і нижче, крім основного ПЗ, влаштовують допоміжні проміжки. Рекомендовані розміри основних і додаткових ПЗ наведені в таблиці 8.5.

Таблиця 8.5 – Рекомендовані розміри основних і додаткових проміжків

Номинальна напруга, кВ	Розміри захисних проміжків, мм	
	основні	додаткові
3	20	5
6	40	10
10	60	15
20	140	20
35	250	30
110	650	-
150	930	-

Більш досконалими апаратами грозозахисту є трубчасті розрядники, які встановлюються в кожен фазу лінії. Трубчастий розрядник приєднується до фазного проводу лінії через іскровий проміжок. Іскровий проміжок застосовується для того, щоб труба розрядника не перебувала під напругою лінії та не руйнувалася струмами витоку. Розміри іскрових проміжків визначаються із таблиці 8.6. Трубчасті розрядники вибирають за такими умовами:

а) за номінальною напругою:

$$U_{н.р} \geq U_{н.м}, \quad (8.13)$$

де $U_{н.р}$, $U_{н.м}$ – відповідно напруги розрядника та мережі, кВ;

б) за межами значення струмів, які відключають:

1) для систем з ізольованою нейтраллю:

$$I_{в.н} \geq I_{уд.}^{(3)}; \quad (8.14)$$

$$I_{н.н} \geq I_{\infty}^{(2)};$$

де $I_{в.н}$ – найбільший струм відключення розрядника (верхня межа), кА;

$I_{н.н}$ – найменший струм відключення розрядника (нижня межа), кА;

$I_{уд.}^{(3)}$ – повний струм трифазного к.з. на місці установки розрядника, кА;

$I_{\infty}^{(2)}$ – усталений струм двофазного к.з. у місці установки розрядника, кА.

Таблиця 8.6 – Розміри зовнішніх іскрових проміжків для трубчастих ізоляторів

Номинальна напруга мережі, кВ	Розміри іскрових проміжків, мм	
	на підстанціях де застосовані й інші грозозахисні апарати	на підстанціях де немає інших грозозахисних апаратів
6	15	10
10	20	15
20	80	40
35	120	60

Застосовувати трубчасті розрядники при струмах к.з., що дорівнюють чи близькі до крайніх значень струмів відключення, не рекомендується.

Вентильний розрядник більш досконалий порівняно з трубчастим, так як має кращу захисну характеристику, а також володіє здатністю гасити дугу при першому проходженні супроводжуючого струму к.з. через нульове значення завдяки обмеженню струму влітовим опором до 80 – 100 А. Ось чому вентильний розрядник – основний грозозахисний апарат для станцій та підстанцій.

У сільських електричних мережах знаходять широке застосування вентильні розрядники типів РВО, РВС, РВН, РВМ. Номенклатура і технічні характеристики розрядників наведені в [4.7; 5.2; 8.4] та ін.

Вентильні розрядники мають ряд недоліків:

- наявність іскрових проміжків визначає високу імпульсну пробивну напругу, яка не дозволяє використовувати розрядники для боротьби з внутрішніми перенапругами;

- присутність супроводжуючого струму промислової частоти при згасанні хвилі перенапруги виникає необхідність застосування робочого резистора з високим опором для надійного гасіння супроводжуючого струму, яке у свою чергу, визначає високу залишкову напругу розрядника;

- конструкція розрядника передбачає наявність повітряних пустот всередині фарфорового корпусу, що не виключає можливості перекриття внутрішньої ізоляції і виникнення вибуху.

На даний час все більш широке застосування для захисту від перенапруги електроустаткування підстанцій, розподільних мереж знаходять апарати, в яких використовуються металооксидні варистори, які одержали назву **нелінійних обмежувачів перенапруги (ОПН)** (розрядники без іскрових проміжків).

У порівнянні з вентильними розрядниками ОПН має такі переваги:

- глибокий рівень обмежень усіх видів імпульсних перенапруг;
- відсутність супроводжуючого струму після згасання хвилі перенапруги;
- здатність до перевантажень та розсіювання великої енергії;
- безперервне підключення до захищеної мережі;
- простота конструкцій та надійність в експлуатації;
- малі габарити і вага.

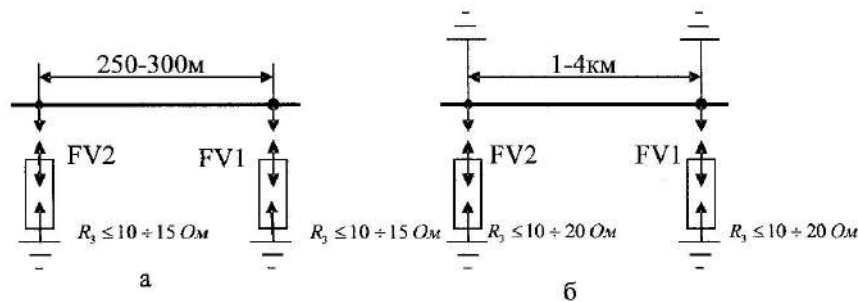
Високонелінійна вольтамперна характеристика варисторів дозволяє довготривало знаходитися під дією робочої напруги, забезпечуючи при цьому високий рівень захисту від перенапруг.

Одним із типів нелінійних обмежувачів перенапруг є серія ОПН/TEL підприємства „Таврида Електрик” (м. Севастополь). Галузь застосування, умовне позначення та основні технічні параметри ОПН/TEL наведені в [8.4].

8.1.3.2 Захист підходів ПЛ до підстанцій

Згідно з ПУЕ захист підходів ПЛ 3-20 кВ до підстанцій тросовими блискавковідводами не потрібен. Схема грозозахисту підходів ПЛ 3-20 кВ, виконаних на дерев'яних опорах, наведена на рисунку 8.8а. При питомому опорі землі до і більше 1000 Ом·м опір заземлення **FV1** та **FV2** не повинен перевищувати відповідно 10 Ом та 15 Ом.

Відстань від **FV2** на відключеному від підстанції кінці ПЛ до апаратів не повинна перевищувати 60 м. Установка **FV1** і **FV2** не потрібна на підходах ПЛ з металевими та залізобетонними опорами, але опори ПЛ на відстані 200 – 300 м від підстанцій повинні бути заземлені.



а – ПЛ 3 – 20 кВ на дерев'яних опорах; б – ПЛ 35 кВ і вище

Рисунок 8.8 – Грозозахист підходів до ПЛ

Якщо потужність трансформатора менша 630 кВА, трубчасті розрядники на підході ПЛ 3 – 20 кВ з дерев'яними опорами допускається не встановлювати.

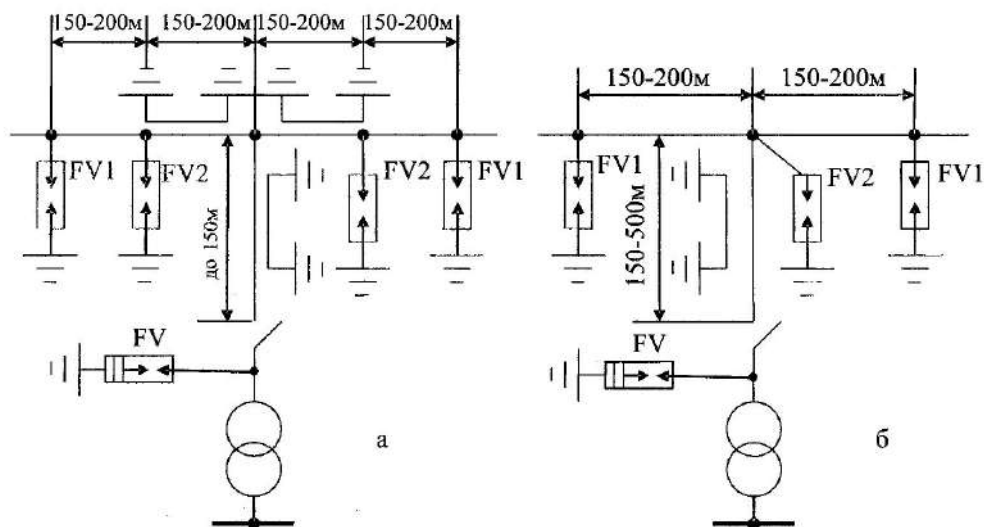
На першій опорі підходу до підстанцій ПЛ 35 – 220 кВ з боку лінії повинен бути встановлений комплект трубчатих розрядників **FV1** у таких випадках:

- лінія по всій довжині, включаючи підхід, побудована на дерев'яних опорах;

- лінія побудована на дерев'яних опорах, підхід лінії на металевих чи залізобетонних опорах;
- на підходах ПЛ 35 кВ на дерев'яних опорах до підстанцій, захист яких виконано спрощено (рисунок 8.9).

Комплект розрядників **FV2** встановлюється на входних порталах чи на першій від підстанції опорі ПЛ 35 – 110 кВ, які мають захист тросом по всій довжині і в грозовий сезон можуть бути довготривало відключені з одного боку. Відстань **FV2** до відключеного апарата повинна бути не більше 60 м для ПЛ 110 кВ та не більше 40 м для ПЛ 35 кВ.

У районах зі слабою інтенсивністю грозової діяльності допускається збільшення опору заземлення опор на підходах ПЛ 35 – 220 кВ в районах з кількістю грозових годин на рік менше 20 в 1,5 рази, менше 10 – в 3 рази.



а – довжиною до 150 м; б – довжиною більше 150 м

Рисунок 8.9 – Схеми захисту від грозових перенапруг підстанцій, приєднаних до ПЛ відгалуженнями

В особливо ожеледних районах та в районах більше 1000 Ом·м допускається захищати підходи ПЛ до ВРП окремо розташованими блискавковідводами, опір заземлювачів яких не нормується.

У районах, що мають не більше 60 грозових годин на рік, допускається не виконувати захист тросом підходу ПЛ 35 кВ до підстанцій 35 кВ з двома чи одним трансформатором 1600 кВ·А та наявністю резервного живлення з боку нижчої напруги. При цьому опори підходу ПЛ на довжині 0,5 км повинні мати заземлювачі з опором, указаним у таблиці 8.7.

На ПЛ з дерев'яними опорами, крім того, потрібно на підході довжиною 0,5 км заземляти кріплення ізоляторів та встановлювати розрядники **FV1** на першій

опорі підходу з боку ПЛ. Відстань між вентиляними розрядниками та трансформатором, повинна бути не більше 10 м. При відсутності резервного живлення на підстанції з одним трансформатором до 1600 кВ·А підходи ПЛ 35 кВ до підстанції повинні бути захищені тросом на довжині не менше 0,5 км.

Таблиця 8.7 – Вимоги до підходів ПЛ

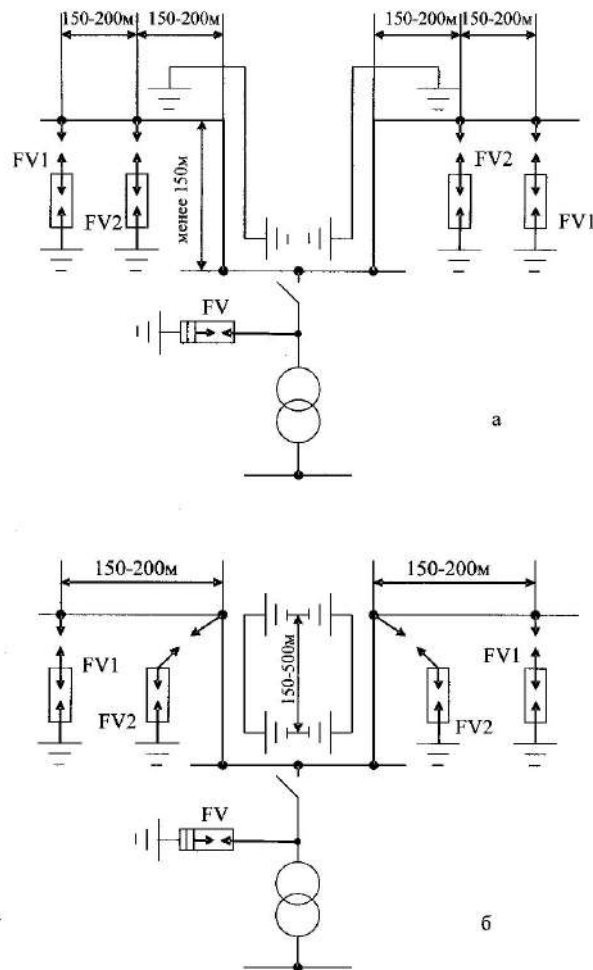
$U_{ном},$ кВ	Підходи ПЛ на порталних опорах			Підходи ПЛ на одностієчних опорах			Найбільший допустимий опір заземлення опор, Ом, при питомому опорі землі Ом·м ²		
	довжина підходу, км ^{*1}	Кількість тросів	Захисний кут тросів, град.	довжина підходу, км ^{*1}	Кількість тросів	Захисний кут тросів, град.	До 100	Від 100 до 500	Більше 500
35	0,5 ^{*3}	2	25-30	1-2	1-2	30	10	15	20
110	1-2								
150	1-3	2	25-30	1-3	1-2	25 ^{*4}	10	15	20 ^{*5}
1) *1 - довжина захищеного підходу вибирається з урахуванням відстаней між вентиляним розрядником та захищуваним обладнанням. 2) *2 - на підходах ПЛ 110 – 330 кВ з одностієчними дволанцюговими опорами заземлення опор рекомендується виконувати з опором не більше 5, 10 та 15 Ом при ґрунтах з еквівалентним питомим опором до 100, від 100 до 500 і більше 500 Ом·м відповідно: а) *3 - тільки для підстанцій з трансформаторами до 1600 кВ·А. б) *4 - на одностієчних залізобетонних опорах допускається до 30°. в) *5 - для порталних опор на ґрунті з еквівалентним питомим опором більше 1000 Ом·м допускаються опори заземлення більше 20, але не більше 30 Ом.									

8.1.3.3 Захист підстанцій на відгалуженнях

Схеми захисту підстанцій 35 – 110 кВ з трансформаторами до 40 МВ·А, що приєднуються до ПЛ на відгалуженнях та за допомогою коротких заходів, наведені на рисунках 8.9, 8.10. Вентильні розрядники **FV** встановлюються на відстані не більше 10 м від трансформатора. Опір заземлення **FV1** та **FV2** не повинні перевищувати 10 Ом, але при питомому опорі землі 1000 Ом·м і більше можуть бути збільшені до 30 Ом. В останньому випадку заземлюючий контур **FV2** повинен бути з'єднаний з заземлювачем. При довжині заходу більше 500 м установка розрядників **FV1** не потрібна.

Виконання грозозахисту підстанцій, що приєднуються до щойно

збудованих ПЛ, за описаними вище спрощеними схемами не допускається.



а – довжиною до 150 м; б – довжиною більше 150 м

Рисунок 8.10 – Схема грозозахисту підстанцій, приєднаних до ПЛ за допомогою заходжень

8.1.3.4 Захист підстанцій 10/0,4 кВ

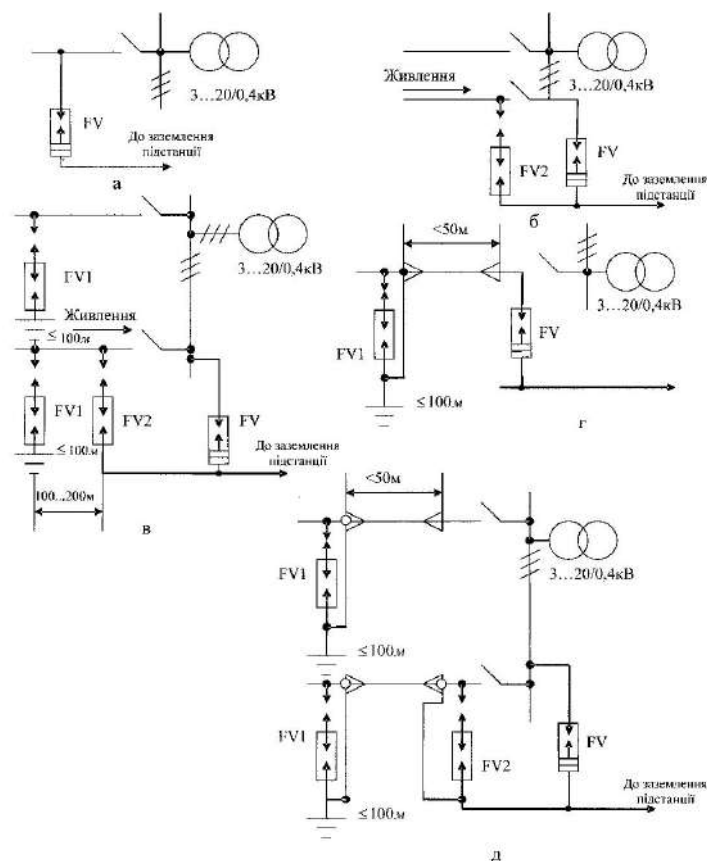
Трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ блискавковідводами не захищаються. У схемах захисту (рисунок 8.11) використовують трубчасті та вентильні розрядники: по одному розряднику на кожну фазу. Для тупикової підстанції (рисунок 8.11а) вентильний розрядник FV ставлять на ввіді роз'єднувача. Таке місце установки вибрано щоб забезпечити захист не тільки трансформатора, але й роз'єднувача. У прохідній підстанції (рисунок 8.11б) вентильний розрядник ставлять на шинах, а захист роз'єднувача забезпечують за допомогою трубчастого розрядника FV2. Для прохідної підстанції необхідність установки вентильного розрядника FV на шинах викликана тим, що захист трансформатора повинен бути забезпеченим хоч би при одному ввімкненому роз'єднувачі. Хвиля перенапруги може підійти і по ПЛ, що не знаходиться під напругою.

Розподільні пристрої 10 кВ підстанцій 35/10 кВ, а також ТП 10/0,4 кВ при

необхідності забезпечити більшу надійність, захищають додатково комплектом трубчастих розрядників (*FV1*) на підході до підстанції за 100 – 200 м.

Розрядники *FV2*, увімкнені на вводі живильної лінії (рисунок 8.11в), призначені перш за все для захисту відключеного роз'єднувача від перенапруги, яка може виникнути при ударі блискавки поблизу підходу, а також від перенапруги, зумовленої процесами руху хвиль та підходу її до розімкненого кінця лінії.

При живленні ТП через кабельну вставку (рисунок 8.11г) останню захищають з боку підходу ПЛ трубчастими розрядниками, а з боку ТП – вентильними. Опір заземлень трубчастих розрядників повинен бути більше 10 Ом. Розрядники на підстанційній муфті потрібні при довжині кабельної вставки більше 50 м для захисту від хвиль, які можуть відбитися від розімкненого роз'єднувача. На підстанціях з двома кабельними вводами (рисунок 8.11д) вентильні розрядники ставлять на лініях, а кабельну муфту захищають комплектом трубчастих розрядників чи ПЗ. Якщо довжина кабельної вставки менше 50 м, небезпечні потенціали не виникають.



а – тупикової на відгалуженні; б, в – прохідної; г – тупикової з кабельним вводом; д – прохідної з кабельним вводом

Рисунок 8.11 – Схема грозозахисту підстанцій 10/ 0,4 кВ

8.2 Заземлення та заземляючі пристрої

8.2.1 Загальні положення

Правилами будови електроустановок регламентовані загальні вимоги до заземлення та заземляючих пристроїв, що забезпечують належну дію тих чи інших апаратів у відповідних випадках і захист людей від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції. У Правилах також подані визначення основних фізичних явищ та елементів, що застосовуються при розробці заземляючих пристроїв. Деякі з них наведені нижче.

Щодо заходів електробезпеки електроустановки розподіляють:

- 1) вище 1000 В у мережах з заземленою нейтраллю (з великими струмами замикання на землю);
- 2) вище 1000 В у мережах з ізольованою нейтраллю (з малими струмами замикання на землю);
- 3) до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю;
- 4) до 1000 В з ізольованою нейтраллю;

Наведемо основні терміни, що зустрічаються при розрахунках та влаштуванні заземлень і занулень в електричних установках.

Глухозаземлена нейтраль – нейтраль трансформатора чи генератора, приєднана до заземляючого пристрою безпосередньо чи через малий опір.

Природний заземлювач – електропровідні частини комунікацій, будівель та споруд виробничого або іншого призначення, що стикаються з землею та використовуються для заземлення.

Заземлення будь-якої частини електроустановки чи іншої установки – навмисне електричне з'єднання цієї частини з заземляючим пристроєм.

Заземляючий пристрій – сукупність заземлювача та заземляючих провідників.

Заземлювач - провідник (електрод) чи металеве з'єднаних між собою провідників (електродів), що стикаються з землею.

Заземляючий провідник – провідник, що з'єднує заземляючі частини з заземлювачем.

Замикання на землю – випадкове з'єднання частин електроустановки, що знаходяться під напругою, з конструктивними частинами, не ізольованими від землі, чи безпосередньо з землею.

Замикання на корпус – випадкове з'єднання частин електроустановки що знаходяться під напругою, з їх конструктивними частинами, які в нормі не знаходяться під напругою.

Занулення в електроустановках напругою до 1000 В – це навмисне з'єднання частин електроустановки, які в нормі не знаходяться під напругою, з глухо заземленою нейтраллю генератора чи трансформатора в мережах трифазного струму, глухо заземленим виводом джерела однофазного струму.

Захисне заземлення – заземлення частин електроустановки з метою забезпечення електробезпеки.

Зона нульового потенціалу – зона землі за межами зони розтікання.

Зона розтікання - ділянка землі, в межах якої виникає помітний градієнт потенціалу при стіканні струму з заземлювача.

Ізольована нейтраль – нейтраль трансформатора чи генератора, не приєднана до заземляючого пристрою або приєднана до нього через прибори сигналізації та інші пристрої, що мають великий опір.

Штучний заземлювач – заземлювач, спеціально виконаний з метою заземлення.

Коефіцієнт замикання на землю в трифазній електричній мережі – відношення різниці потенціалів між пошкодженою фазою та землею в точці замикання на землю іншої або двох інших фаз до різниці потенціалів між фазою та землею в цій точці до замикання.

Магістраль заземлення чи занулення – заземляючий чи зануляючий нульовий захисний провідник з двома відгалуженнями або більше.

Напруга на заземляючому пристрої – напруга, що виникає при стіканні струму з заземлювача в землю між точкою вводу струму до заземляючого пристрою та зоною нульового потенціалу.

Нульовий захисний провідник в електроустановках до 1000 В – провідник, що з'єднує занулені частини з глухозаземленою нейтраллю чи глухозаземленими виводами джерел однофазного чи постійного струму.

Нульовий робочий провідник в електроустановках до 1000 В – провідник, який використовується для живлення електроприймачів, з'єднаних з глухозаземленою нейтраллю або з глухозаземленими виводами джерел однофазного чи постійного струму. У вказаних електроустановках нульовий робочий провідник може виконувати функції нульового захисного провідника.

Робоче заземлення – заземлення якої-небудь точки струмонесучих частин електроустановки, яке необхідне для забезпечення роботи електроустановки.

Струм замикання на землю (I_z) – струм стікаючий в землю через місце замикання.

Електрична мережа з ефективно заземленою нейтраллю – трифазна електрична мережа вище 1000 В, в якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4.

Вихідними даними для проектування і виконання заземляючих пристроїв є граничні (допустимі) значення їх опорів, що приймаються відповідно до ПУЕ, залежно від напруги, режиму нейтралі та елемента електроустановки, підлягаючого заземленню. Допустимі значення опорів захисних та робочих заземлень і пристроїв грозозахисту деяких установок з напругою вище 1 кВ наведені в таблиці 8.8.

Відповідно з ПУЕ в електроустановках вище 1000 В з ізольованою нейтраллю з малими струмами замикання на землю допустимий опір r_{30} повинен задовольняти умові:

$$r_{30} \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (8.15)$$

де U_3 – напруга на заземляю чому пристрої, В; $U_3=250В$;

I_3 – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Однак, r_{30} повинен бути не більшим 10 Ом.

Якщо заземляючий пристрій одночасно використовується і для установок до 1000 В напруга U_3 приймається такою, що дорівнює 125 В.

Ємнісний струм замикання на землю визначається за наближеною формулою:

$$I_3 = \frac{U_n (35l_k + l_e)}{350}, \quad (8.16)$$

де U_n – лінійна номінальна напруга мережі, кВ;

l_k, l_e – відповідно, довжина електрично пов'язаних між собою кабельних та повітряних ліній, км.

Таблиця 8.8 – Допустимі опори захисних та робочих заземлень для установок вище 1 кВ та пристроїв грозозахисту

Характеристика об'єкта, що заземлюється	Опір заземлення, Ом, не більше
Установка з ефективно заземленою нейтраллю.	0,5
Установки з ізольованою нейтраллю та з компенсацією ємнісних струмів замикання на землю, включаючи опори ПЛ 3 – 35 кВ зі встановленим електроустаткуванням:	
1) заземляючого пристрою, що використовується для електроустановок до 1 кВ;	$125/I_3$
2) для заземляючого пристрою, що використовується тільки для установок вище 1 кВ.	$250/I_3$
Окремо розташований блискавковідвід.	25
Опори ПЛ усіх напруг металеві, залізобетонні та дерев'яні, на яких підвішений трос та встановлені пристрої грозозахисту; опори ПЛ 110 кВ і вище з установленим електрообладнанням, опори металеві та залізобетонні ПЛ 35 кВ і такі ж опори ПЛ 3 – 20 кВ у населеній місцевості при питомому опорі ґрунту ρ , Ом·м:	
до 100	10
100 – 500	15
500 – 1000	20
1000 – 5000	30
більше 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$
Опори металеві та залізобетонні ПЛ 3 – 20 кВ у ненаселеній місцевості при питомому опорі ґрунту, Ом·м:	
до 100	30
більше 100	$0,3\rho$
Розрядники та захисні проміжки на підходах ПЛ до підстанцій з електричними машинами, що обертаються	5

В електроустановках з малими струмами замикання на землю в якості розрахункового ємнісного струму I_z приймається струм спрацювання релейного захисту I_{cz} від міжфазних замикань чи струмів плавлення плавкої вставки запобіжника I_{ϕ} , якщо цей захист забезпечує відключення замикання на землю. При цьому струм замикання на землю повинен бути не меншим півторакратного струму спрацювання релейного захисту ($I_z \geq 1,5 I_{cz}$) чи трикратного струму запобіжників ($I_z \geq 3 I_{\phi}$).

У мережах з напругою до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю для забезпечення відключення лінії при замиканні між фазним та нульовим проводами струм замикання визначається за виразом:

$$I_z = \frac{U_n}{z_n + z_m}, \quad (8.17)$$

де U_n – фазна напруга мережі, В;

z_n – повний опір петлі „фазний-нульовий” провід, Ом; $z_n = \sqrt{r_n^2 + x_n^2}$;

z_m – повний опір трансформатора при замиканні на корпус.

При розрахунку заземлюючого пристрою визначається його конфігурація, тип заземлювачів, їх кількість і місце розташування, а також переріз заземлюючих провідників.

В якості штучних заземлювачів застосовують вертикально забиті в землю відрізки кутової сталі довжиною 2,5 – 3 м та горизонтально розташовані круглі й прямокутні сталі смуги, що служать для зв'язку вертикальних заземлювачів. Використання сталених труб не рекомендується.

Останнім часом широко застосовують пруткові заземлювачі із круглої сталі діаметром 12 – 14 мм та довжиною до 5 м (стрижні).

Необхідно врахувати, що для забезпечення механічної, корозійної міцності та термічної стійкості заземлювачі повинні бути вибрані за розмірами не нижчими передбачених ПУЕ (таблиця 8.9)

Для зниження затрат, що йдуть на заземлюючі пристрої, в першу чергу рекомендується використовувати природні заземлювачі: прокладені в землі сталі водопровідні труби, сталеві броні силових кабелів, металеві та залізобетонні конструкції, фундаменти будівель і споруд та ін.

Таблиця 8.9 – Найменші розміри сталених штучних заземлювачів

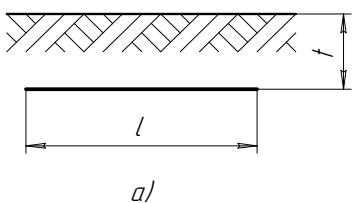
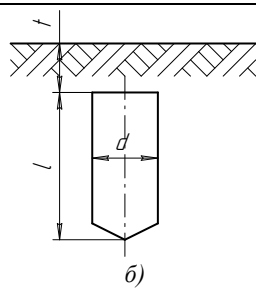
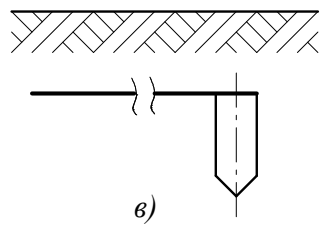
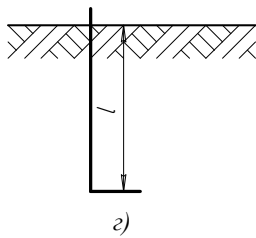
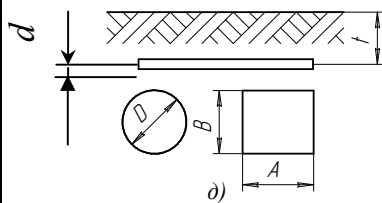
Найменування параметра і типу заземлювача	Значення параметра
Діаметр круглих (пруткових) заземлювачів, мм:	
- неоцинкованих	10
- оцинкованих	6
Переріз прямокутних заземлювачів, мм ²	48
Товщина прямокутних заземлювачів, мм	4
Товщина полиць кутової сталі, мм	4

Забороняється використовувати як природні заземлювачі трубопроводи горючих рідин та горючих чи вибухових газів, алюмінієві оболонки кабелів,

алюмінієві провідники та кабелі, прокладені в тунелях, блоках, каналах.

При розрахунку заземлюючого пристрою необхідно вибрати тип заземлювачів та визначити їх опір розтіканню струму, який у свою чергу залежить від питомого опору ґрунту ρ . Типи деяких одиничних штучних та природних заземлювачів, їх ескізи, а також розрахункові формули для визначення опору розтікання струму $R_{\text{го}}$ наведені в таблиці 8.10 та 8.11.

Таблиця 8.10 – Опір розтіканню одиничних штучних заземлювачів

Одиничний заземлювач	Ескіз	Розрахункова формула	Примітки
Горизонтальний промінь		$R_{\text{л}} = \frac{\rho}{2\pi d} \left(\ln \frac{2l}{d} + \ln \frac{l}{2t} \right)$	d – діаметр заземлювача
Вертикальний трубчастий або стрижневий заземлювач		$R_{\text{мп}} = \frac{\rho}{2\pi d} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{2t + \frac{l}{2}}{2t - \frac{l}{2}} \right)$	Для кутової сталі $d=0,95b$, де b – ширина кутка
Промінь – трубчастий електрод		$R = \frac{R_{\text{л}} R_{\text{мп}}}{R_{\text{л}} + R_{\text{мп}}} \frac{1}{\eta}$	-
Вертикальний електрод, що опускається у свердловину		$R_{\text{ве}} = \frac{\rho}{2\pi d} \ln \frac{4l}{d}$	d – діаметр заземлювача
Кільцевий або прямокутний контур		$R_{\text{к}} = \frac{\rho}{2\pi^2 D_e} \left(\ln \frac{8D_e}{d} + \ln \frac{\pi D_e}{4t} \right)$	Для кільця $D_e=D$, для прямокутника $D_e = \sqrt{\frac{4AB}{\pi}}$, де A, B – сторони прямокутника

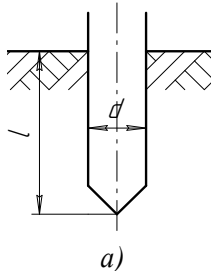
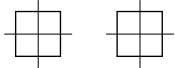
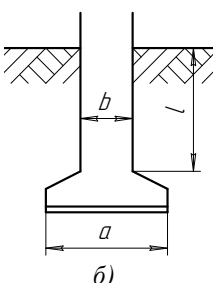
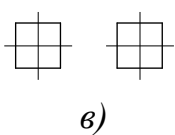
Формули в таблицях наведені для опору при частоті 50 Гц. Опір заземлення при протіканні імпульсних струмів блискавки значно відрізняється за своєю величиною від опору заземлення при протіканні струмів промислової частоти. Ця різниця обумовлюється великою величиною струмів блискавки та їх короткочасністю. Тому опір $R_{\text{зoi}}$ одиничних заземлювачів при протіканні імпульсних струмів повинно бути визначено за виразом:

$$R_{\text{зoi}} = \alpha_i \cdot R_{\text{зoi}}, \quad (8.18)$$

де α_i – коефіцієнт імпульсу одиничного заземлювача.

Значення α_i може бути визначеном із довідкової літератури для відповідного типу заземлювача, його довжини залежно від величини імпульсного струму та питомого опору ґрунту [5.2]

Таблиця 8.11 – Опір розтіканню залізобетонних фундаментів, що використовуються як природні заземлювачі

Найменування природного заземлювача	Геометричні розміри	Схема розташування фундаменту	Розрахункова формула		Приймітки
			Опір одного фундаменту (свая чи підніжник)	Опір всього фундаменту	
Свайний фундамент			$R_{\text{св}} = \frac{1,75 \rho}{l} \ln \frac{4l}{d}$	$R_I = \frac{R_{\text{св}}}{n \eta}$	n – кількість елементів
Збірний залізобетонний фундамент			$R_{\text{нл}} = \frac{1,75 \rho}{2 D_e};$ $R_{\text{ст}} = \frac{1,75 \rho}{2 \pi l} \ln \frac{4l}{d};$ $R_{\text{подт}} = \frac{R_{\text{нл}} R_{\text{ст}}}{R_{\text{нл}} + R_{\text{ст}}} \cdot \frac{1}{0,9}$	$R_I = \frac{R_{\text{подт}}}{n \eta}$	-

ПУЕ рекомендує визначати питомий опір ρ_p ґрунту шляхом безпосередніх вимірів $\rho_{\text{вим}}$ у тому місці, де будуть розташовані заземлювачі. При цьому необхідно враховувати неоднорідність ґрунту, сезонні коливання та залежність опору від вологості.

Ці зміни враховуються коефіцієнтом сезонності k_c (таблиця 8.12) та коефіцієнтом підвищення, що враховує стан ґрунту ψ (таблиця 8.13). Тому

розрахункове значення питомого опору ґрунту визначається за таким виразом:

$$\rho_p = k_c \psi \rho_{\text{вим}} \quad (8.19)$$

Таблиця 8.12 – Значення коефіцієнта сезонності k_c для різних кліматичних зон

Дані, що характеризують кліматичні зони і тип застосованих електродів	Кліматичні зони			
	1	2	3	4
1. Кліматичні ознаки зон:				
Середня багаторічна нижня температура (січень), °С	Від -20 до -15	Від -14 до -10	Від -10 до 0	Від 0 до +5
Середня багаторічна верхня температура (липень), °С	Від +16 до +18	Від +18 до +22	Від +22 до +24	Від +24 до +26
Середньорічна кількість опадів, см	40	50	50	30 - 50
Тривалість замерзання вод, дні	190 – 170	150	100	0
2. Значення коефіцієнта k :				
а) при застосуванні стрижневих електродів довжиною 2 – 3 м та глибинні закладки їх верхівки 0,5 – 0,8 м	1,8 - 2,0	1,5 - 1,8	1,4 – 1,6	1,2 – 1,4
б) при застосуванні протяжних електродів та глибині закладки 0,8 м	4,5 – 7,0	3,5 – 4,5	2,0 – 2,5	1,5 - 2,0

Розрізняють три значення коефіцієнта ψ (таблиця 8.13):

ψ_1 – питомий опір ґрунту відповідає приблизно мінімальному значенню (ґрунт вологий; вимірам передувало випадання великої кількості опадів);

ψ_2 – питомий опір ґрунту відповідає приблизно середньому значенню (ґрунт середньої вологості; вимірам передувало випадання невеликої кількості опадів);

Ψ_3 – питомий опір ґрунту відповідає приблизно найбільшому значенню (суха земля; вимірам не передувало випадання опадів).

Таблиця 8.13 – Значення коефіцієнтів підвищення ψ .

Характер ґрунту	Глибина закладки, м	Розрахункові коефіцієнти		
		ψ_1	ψ_2	ψ_3
Суглинок	0,8 – 3,8	2,0	1,5	1,4
Садова земля (0,6 м) нижче шар глини	0 – 3	-	1,32	1,2
Гравій з домішкою глини, нижче				
глина	0 – 2	1,8	1,2	1,1
Вапняк	0 – 2	2,5	1,51	1,2
Гравій з домішкою піску	0 – 2	1,5	1,3	1,2
Торф	0 – 2	1,4	1,1	1,0
Пісок	0 – 2	2,4	1,56	1,2
Глина	0 – 2	2,4	1,36	1,2

У випадку відсутності даних вимірів $\rho_{вим}$ питомий опір ґрунту для попередніх розрахунків приймають за таблицею 8.14

Таблиця 8.14 – Питомі опори ґрунтів, що рекомендуються для орієнтованих розрахунків

Ґрунт	Вміст води, %	Питомий опір ρ ґрунту, Ом·м	
		граничні значення	рекомендовані для розрахунку
Пісок	10...20	200...1000	700
	Сухий	5000	5000
Супесь	10...20	150...400	300
Суглинок	30	40	200
	20	65	
	10	200...300	
Глина	40	8	100
	20	33	
	10	100	
Глина, змішана з вапняком та щебенем	-	50...200	150
Садова земля	-	40	40
Торф	-	20	20
Чорнозем	60	10	200
	20	80	
	Сухий	200	
Ліс	Сухий	200...400	300
Мергель, вапняк, крупнозернистий пісок з валунами	-	1000...2000	2000

При використанні штучних вертикальних заземлювачів треба мати на увазі, що одиничні заземлювачі, закладені в ґрунт на відстані a один від одного виникають явище взаємного екранування. У результаті екранування загальний опір R_{up} опір n заземлювачів не дорівнює сумі опорів одиничних заземлювачів R_{eo} , тому опір складного заземлювача визначається з урахуванням коефіцієнта **використання (екранування)** η_e :

$$R_{up} = R_{eo} / (n \cdot \eta_e) \quad (8.20)$$

Коефіцієнт екранування η_e залежить від кількості електродів, відношення відстані між ними до довжини електрода та конфігурації заземлюючого пристрою.

За конфігурацією чи формою розташування заземлювачів розрізняють **виносне (або зосереджене)** та **контурне** заземлення. При виносному заземленні всі заземлювачі зосереджують в одному визначеному місці, де розташовують їх на відстані a один від одного. За допомогою магістралей заземлення до виносного заземлення приєднується електроустаткування.

Таблиця 8.15 – Коефіцієнт використання η_e вертикальних заземлювачів

Кількість заземлювачів	Коефіцієнт використання η_e при відношенні відстані між електродами до їх довжини (a/l)					
	3	2	1	3	2	1
	Електроди розміщені в ряд			Електроди розміщені за контуром		
5	0,87	0,8	0,68	-	-	-
10	0,83	0,7	0,55	0,78	0,67	0,59
20	0,77	0,62	0,47	0,72	0,60	0,43
30	0,75	0,60	0,40	0,71	0,59	0,42
50	0,73	0,58	0,30	0,68	0,52	0,37
100	-	-	-	0,64	0,48	0,33
200	-	-	-	0,61	0,44	0,30
300	-	-	-	0,60	0,43	0,28

При контурному заземленні заземлювачі розташовуються по периметру території, що захищається. Якщо площа території велика, то заземлювачі закладаються також всередині неї. Контурне заземлення рекомендується в усіх випадках, а в установках з напругою вище 1000 В воно є обов'язковим.

Опір розтіканню струму горизонтальних заземлювачів (з'єднувальної смуги) розраховується за відповідною формулою таблиці 8.10 (горизонтальний промінь чи прямокутний контур). При розрахунку опору заземлюючого пристрою R_{up} необхідно також враховувати коефіцієнт використання (екранування) η_e .

горизонтальних з'єднувальних електродів (смуг).

$$R_{up} = \frac{R_{60} R_z}{R_z n \eta_6 + R_{60} \eta_z} \quad (8.21)$$

Значення η_z залежно від відношення a/l , кількості n та форми розташування вертикальних електродів наведені в таблиці 8.16 та 8.17.

Таблиця 8.16 – Коефіцієнт використання η_z горизонтальних з'єднувальних електродів в ряду із вертикальних електродів

Відношення відстаней між вертикальними електродами до їх довжини a/l	Кількість вертикальних електродів у ряду, n							
	4	5	8	10	20	30	50	65
1	0,77	0,74	0,67	0,62	0,42	0,31	0,21	0,20
2	0,89	0,86	0,79	0,75	0,56	0,46	0,36	0,34
3	0,92	0,90	0,85	0,82	0,68	0,58	0,49	0,47

Таблиця 8.17 – Коефіцієнт використання η_z горизонтальних з'єднувальних електродів у контурі із вертикальних електродів

Відношення відстаней між вертикальними електродами до їх довжини a/l	Кількість вертикальних електродів у контурі								
	4	6	8	10	20	30	50	70	100
1	0,45	0,40	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21	0,20	0,19
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28	0,26	0,24
3	0,70	0,64	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37	0,35	0,33

В електроустановках з напругою вище 1000 В з великими струмами замикання на землю (більше 500 А) заземлюючі провідники повинні бути перевірені на термічну стійкість, за умовою:

$$S_{розр.} \leq S_{дійсн.} \quad (8.22)$$

де $S_{розр.}$, $S_{дійсн.}$ – відповідно розрахункова та дійсна площа поверхні заземлювачів, м²

$$S_{розр.} = 1,2 I_z \sqrt{\rho_p t_\phi} ; S_{дійсн.} = n \pi d_e l \quad (8.23)$$

де t_ϕ – приведений (фіктивний) час к.з., с;

d_e – еквівалентний діаметр вертикального електрода, м

8.2.2 Розрахунок заземлюючого пристрою

Алгоритм розрахунку заземлюючого пристрою наведений на рисунку 8.12.

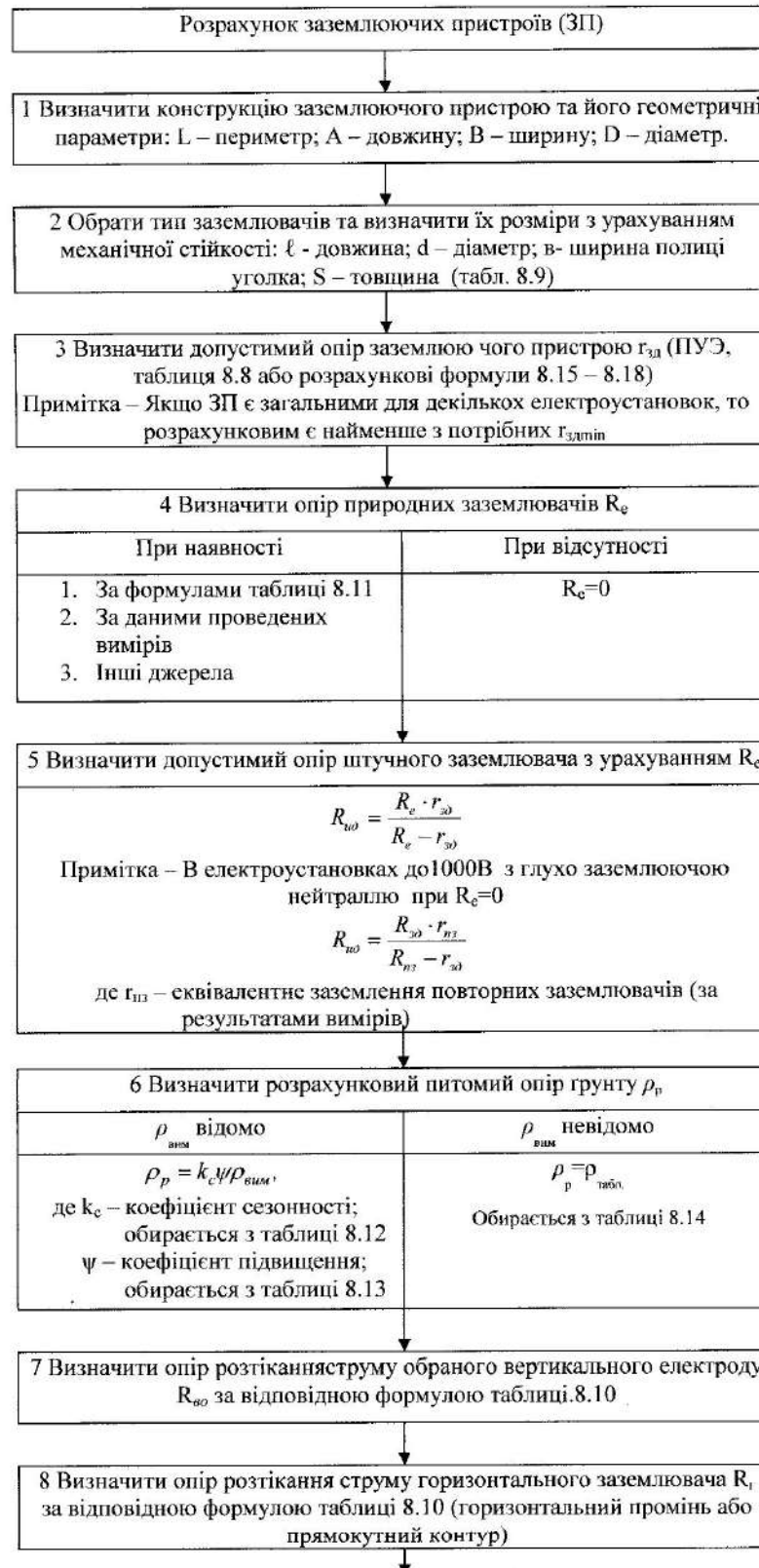


Рисунок 8.12.1 – Алгоритм розрахунку заземлюючого пристрою



Рисунок 8.12.2 – Продовження алгоритму розрахунку заземлюючого пристрою

8.3 Приклади розрахунків

Приклад 8.1 Захист трансформаторних підстанцій від прямих ударів блискавки. Згідно вимог ПУЭ-86.4.156 [2.2], розподільчі пристрої підстанцій 10-35 кВ, до яких приєднані повітряні лінії, повинні бути захищені вентильними розрядниками (обмежувачами перенапруг), які встановлюють на шинах або на трансформаторі.

РП напругою 35 кВ захищають блискавковідводами, які встановлюють на конструкціях ВРП, якщо опір заземлення не перевищує 4 Ом.

На підставі проекту підстанції КТПБ(М) 35-5АН-С/10-2х – 59-А-1-85-У1 план розташування контуру заземлення та місця установки блискавковододів мають вид, який представлено на рисунку 8.13.

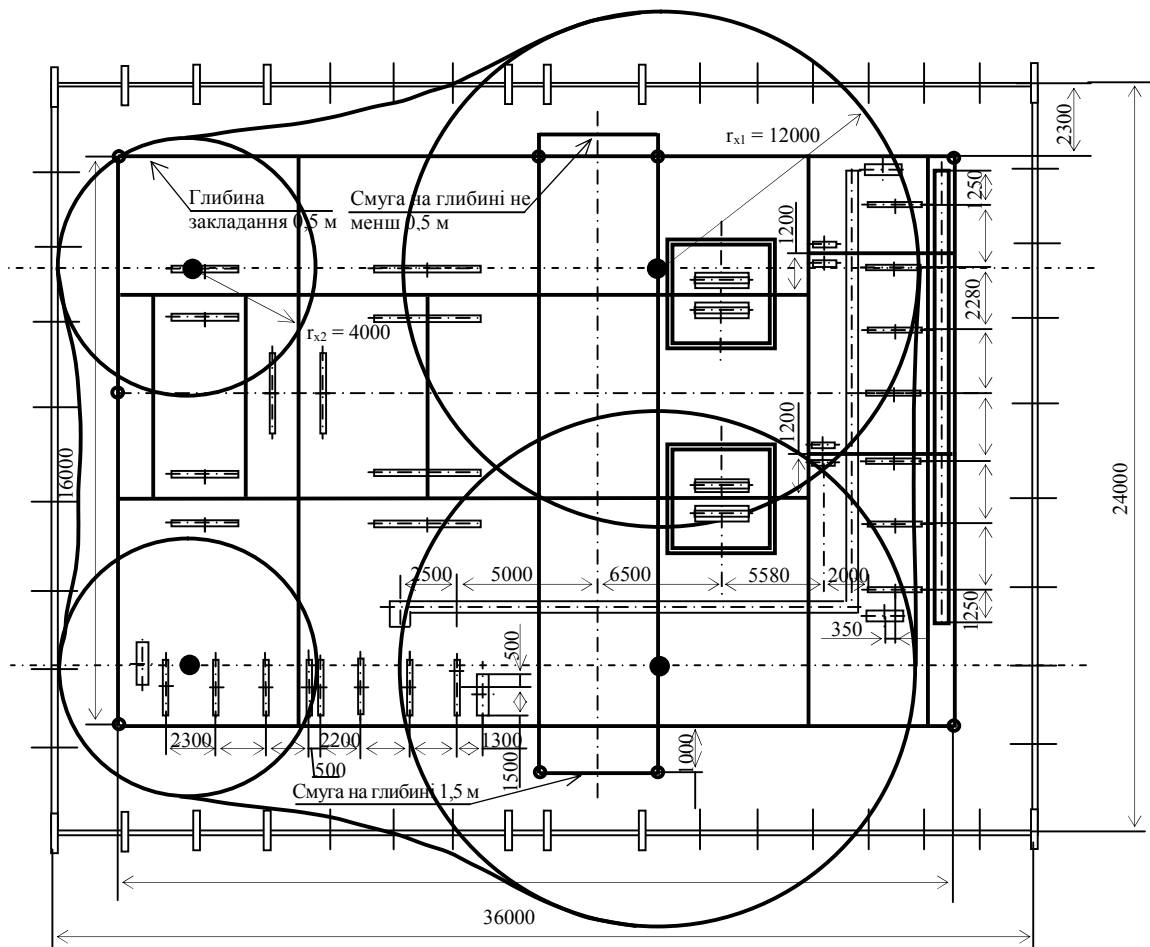


Рисунок 8.13 - План розташування контуру заземлення та місця установки блискавковідводів

Радіус зони захисту стрижневого блискавковідводу на висоті $h_x = 6,1 \text{ м}$ дорівнює $r_{x1} = 12 \text{ м}$, та $r_{x2} = 4,0 \text{ м}$ (рисунк 8.14).

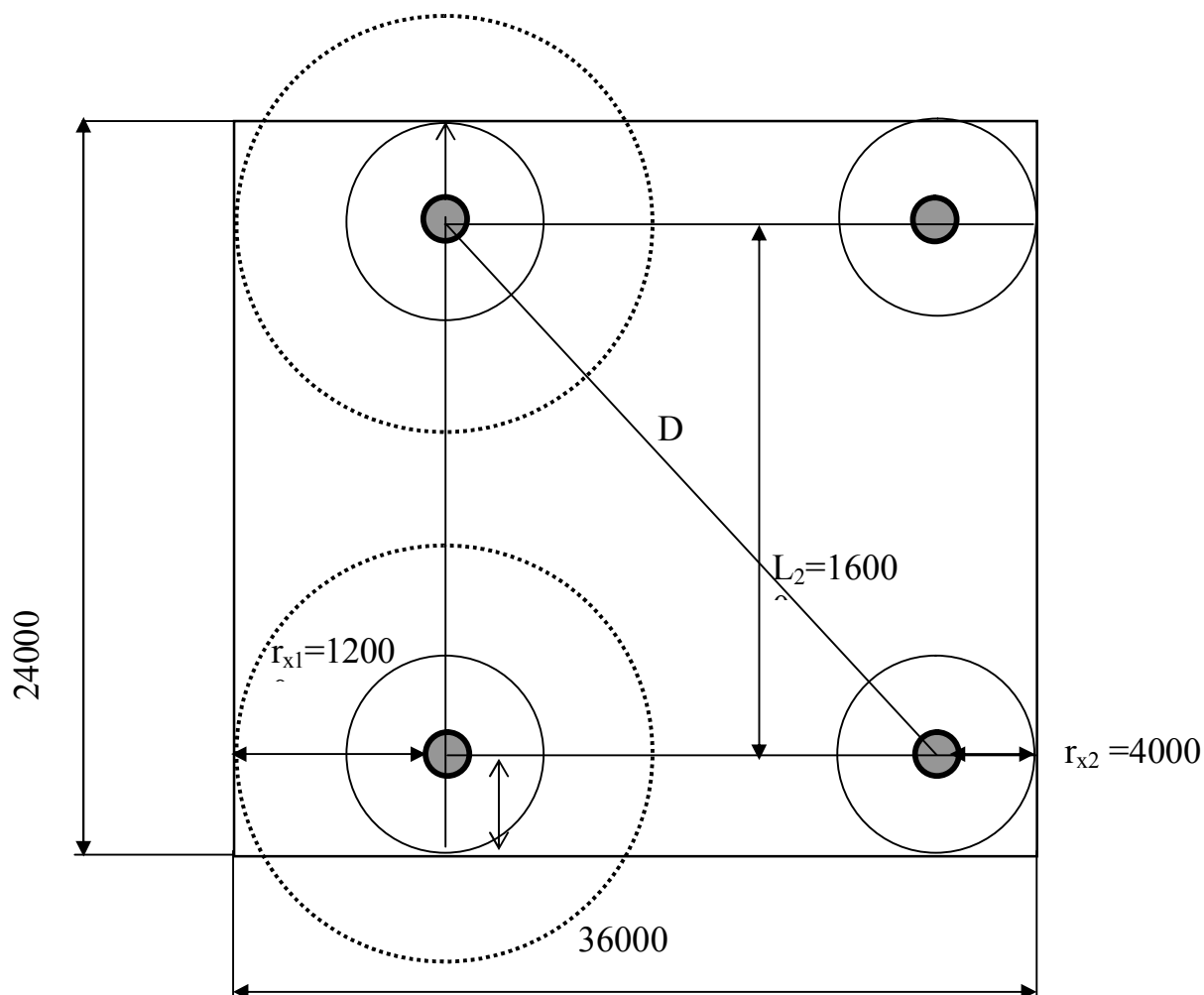


Рисунок 8.14 - Схема захисту чотирма стрижневими блискавковідводами

Оскільки висота блискавковідвода не перевищує 30 м, приймаємо $p = 1$.
Розрахункова висота блискавковідвода визначається по формулі (таблиця 8.1):

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} \quad (8.24)$$

Для r_{x1} :

$$h_1 = \frac{12 + 1,63 \cdot 6,1}{1,5} = 14,6 \text{ м}$$

Для r_{x2} :

$$h_2 = \frac{4 + 1,63 \cdot 6,1}{1,5} = 9,3 \text{ м}$$

Активна висота стрижня близькозахисту.

$$\begin{aligned} h_a &= h - h_o \\ h_{a1} &= 14,6 - 6,1 = 8,5 \text{ м} \\ h_{a2} &= 9,3 - 6,1 = 3,2 \text{ м} \end{aligned} \quad (8.25)$$

Для $r_{x1} = 12 \text{ м}$ за відношенням $L/h_a = 20/8,5 = 2,35$ за рисунком 8.6 знаходимо $\epsilon_x/2 = 0,91$, для $r_{x2} = 4,0 \text{ м}$ за відношенням $16/3,2 = 5,0$ знаходимо $\epsilon_x/2 = 0,62$.

Надійність захисту перевіряємо по зоні захисту для групи з чотирьох стрижнів (рисунок 8.15) $D_1 = \sqrt{20^2 + 16^2} = 25,6 \text{ м}$

$$D_1 = 25,6 < 8 \cdot h_{a1} = 8 \cdot 8,5 = 68,0 \text{ м}$$

$$D_2 = 25,6 \leq 8 \cdot h_{a2} = 8 \cdot 3,2 = 25,6 \text{ м}$$

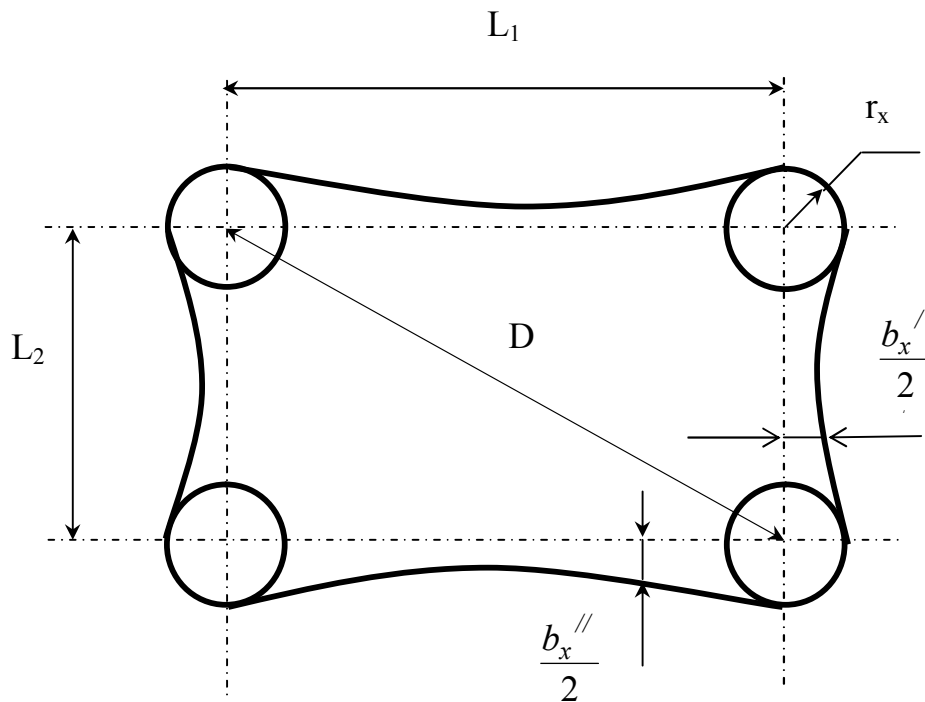


Рисунок 8.15 - Зона захисту чотирма стрижневими блискавковідводами.

Таким чином захист обладнання ПС 35/10 кВ на висоті 6,1 м забезпечується.

Приклад 8.2 Захист підходів ПЛ 35 кВ до підстанції. Оскільки потужність трансформатора $S_n > 630 \text{ кВА}$, то на першій опорі підходу до підстанції ПЛ 35

кВ з боку лінії повинен бути встановлений комплект обмежувачів перенапруги *FV1, FV2* (рисунок 8,8 б).

Вибираємо обмежувачі перенапруг, що виготовляє підприємство «Таврида - Електрик» [8.4].

Вибір обмежувачів перенапруг виконуємо за умовами [8.3, 8.4]:

- клас напруги електромережі $U_H = 35 \text{ кВ}$;
- найбільша робоча напруга мережі $U_{Hp} = 37,5 \text{ кВ}$
- допустима тривалість однофазного замикання на землю t не нормується і приймається $t = 24 \text{ години}$.

Вибираємо обмежувач перенапруг зовнішньої установки ОПН-ВР/TEL – 35/40,512-УХЛ1 $U_o = 42 \text{ кВ}$, $I_{розр. макс.} = 10 \text{ кА}$ при $t = 8/20 \text{ мкс}$.

Перевірку на тривало допустиму робочу напругу ОПН виконуємо по формулі:

$$U_o \geq \frac{\kappa_o \cdot U_{Hp}}{T(t)}, \quad (8.26)$$

де U_o – тривало допустима робоча напруга обмежувача перенапруг, кВ;
 U_{Hp} – найбільша лінійна робоча напруга мережі, $U_{Hp} = 37,5 \text{ кВ}$;
 κ_o – коефіцієнт, що характеризує особливості навантаження та конструкцію ПЛ, $\kappa_o = 1,1$;
 $T(t)$ – кратність, яка характеризує спроможність обмежувача перенапруг витримувати підвищення напруги частотою 50 Гц тривалістю більше 20 с.
Визначається по формулі:

$$T(t) = 1,415 - 0,0217 \ln(t)$$

$$T(t) = 1,415 - 0,0217 \ln(86400) = 1,168 \quad (8.27)$$

$$\text{Відповідно отримуємо } U_o = 36,40 > \frac{1,1 \cdot 37,5}{1,168} = 35,3 \text{ кВ}.$$

Перевірку залишкової напруги вибраного обмежувача перенапруг виконуємо виходячи з умови відповідності залишкової напруги вентильного розрядника, кВ:

$$U_{опн} \leq U_{розрядника} \quad (8.28)$$

$$U_{опн} = 42,0 \leq U_{розрядника} = 45 \text{ кВ}$$

де $U_{розрядника}$ - параметри розрядника типу РВП та РВО.

Перевірку обмежувача перенапруг за навантаженням енергією внутрішніх перенапруг визначаємо по формулі:

$$W = 0,5 \left[(3U_o)^2 - 2U_{ном}^2 \right] \quad (8.29)$$

де C – ємність мережі, Ф;

U_o – амплітуда найбільшої робочої фазної напруги, кВ.

З урахуванням ємності мережі, визначаємо струм однофазного замикання на землю і розраховуємо енергію W по формулі:

$$W = \frac{I_o \cdot k_{max}^2 \cdot U_{Hr}^2}{3\sqrt{3} \cdot \omega \cdot U_H} \quad (8.30)$$

де I_o – повний струм однофазного замикання на землю при номінальній напрузі мережі, А.

Повний струм замикання на землю визначається за допомогою питомих величин для ПЛ 35 кВ.

Енергія, що виділяється при внутрішніх перенапругах

$$W = \frac{52,7 \cdot 5^2 \cdot 37,5^2}{3\sqrt{3} \cdot 314 \cdot 10} = 115,2 \text{ кДж}$$

Енергія, яка поглинається обмежувачем перенапруг, дорівнює 154,45 кДж.

Відповідно, обмежувач перенапруг ОПН-ВР/TEL – 35/40,512-УХЛ1 придатний до експлуатації.

9 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ЕФЕКТИВНОСТІ КАПІТАЛЬНИХ ВКЛАДЕНЬ

9.1 Загальні положення

Однією з найважливіших складових матеріально-технічних ресурсів сільського господарства є енергетичні ресурси. Найбільшу питому вагу в структурі енергоресурсів займають електроустановки систем електропостачання, електродвигуни та світлотехнічне обладнання.

Для характеристики використання електроенергії використовуються наступні показники [9.1]:

– **електрозабезпеченість** – це відношення кількості електроенергії спожитої на виробничі потреби до площі сільськогосподарських угідь;

– **електроозброєність** – відношення тієї ж енергії до середньорічної кількості працюючих.

Економічну ефективність застосування електроенергії визначають за допомогою наступних показників:

1. **продуктивність праці** (скільки вироблено продукції на 1 робітника);
2. **собівартість виробництва** одиниці продукції;
3. **строк (період) окупності** додаткових капітальних вкладень в електроенергію (електроустановки).

Ці показники розраховують шляхом порівняння декількох варіантів (з використанням електроенергії та без її використання).

Ефективність є загальною економічною категорією для будь-якого виду підприємницької діяльності. Її визначають зіставленням економічного результату (вигоди від бізнесу) з витратами на його досягнення [9.2].

Одним із показників, який характеризує ефективність використання енергетичних потужностей, є **енергомісткість** продукції. Він визначається шляхом ділення кількості енергетичних ресурсів включаючи і електроенергію на обсяг виробленої продукції.

Всі об'єкти, ефективність будівництва яких визначається або порівнюється, повинні відповідати чинним нормативним документам, у т.ч. вимогам до охорони навколишнього середовища і надійності електропостачання.

Вибір оптимального варіанта проектування об'єкту виконується на основі аналізу їх порівняльної ефективності [9.3, 9.4].

Ефективність капітальних вкладень по об'єктах розраховується, як:

$$E = \frac{Ц - С}{K}, \quad (9.1)$$

де $Ц$ – вартість продукції підприємства, річна вартість, тис. грн.;

$С$ – річна собівартість, тис. грн.;

K – капітальні вкладення, тис. грн.

При порівнянні ефективності декількох варіантів всі економічні показники повинні визначатися за однаковими джерелами у цінах одного рівня.

Виконання техніко-економічних розрахунків необхідно для визначення абсолютної ефективності капітальних вкладень у нове будівництво, розширення та реконструкцію ліній електропередач та споживчих підстанцій; вибору перспективи розвитку району електричних мереж та варіантів схем електропостачання окремих споживачів; обґрунтування кредитів; захисту навколишнього середовища.

Розрахунок ефективності капітальних вкладень закінчується порівнянням одержаного показника з відповідним нормативом загальної абсолютної ефективності. Економічно доцільними вважаються капітальні вкладення, показник ефективності яких перевищує нормативний.

Нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень для сільського господарства в цілому встановлюється на рівні - 0,12; для рослинництва – 0,20; тваринництва – 0,08, а по вкладенням у сільськогосподарську техніку – 0,15 [9.4, 9.5].

Показником абсолютної ефективності капітальних вкладень є **строк їх окупності**:

$$T = \frac{K}{\Delta\Pi} \quad (9.2)$$

де $\Delta\Pi$ – приріст прибутку, тис. грн.

Показником порівняльної економічної ефективності капітальних вкладень є мінімум приведених витрат.

Приведені витрати – це сума річних виробничих витрат (собівартість) і капітальних вкладень приведених до річної розмірності за нормативом коефіцієнта ефективності.

Критерієм оптимальності проектів являється мінімум витрат на їх реалізацію [9.1, 9.5, 9.6]. За наявності декількох варіантів найефективніший з них визначається найменшим значенням приведених витрат:

$$Z_i = C_i + E_n K_i \rightarrow \min. \quad (9.3)$$

де Z_i – приведені витрати по кожному варіанту, тис. грн.;

C_i - витрати виробництва (собівартість) і-го варіанта, тис. грн.;

E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень.

K_i – капітальні вкладення і-го варіанта, тис. грн.;

Капітальні вкладення за роками розрахункового періоду приймаються на основі кошторису та фінансових розрахунків в діючих цінах. На стадіях, що відбуваються перед проектуванням, або при відсутності кошторису та фінансових розрахунків рекомендується визначати розміри капітальних вкладень за збільшеними показниками вартості елементів електричних мереж.

Економічний результат капітальних вкладень в електричні мережі складається з прибутку, який одержується від транспортування електроенергії, а також від зниження витрат, які обумовлені скороченням витрат, підвищенням надійності

електропостачання споживачів, зменшенням експлуатаційних витрат.

З метою обґрунтування ефективного варіанту інноваційних заходів використовують показники порівняльної економічної ефективності, які враховують лише змінювані складові частини порівнюваних варіантів [9.7]: приведені витрати - Z_b , коефіцієнт ефективності додаткових інвестицій - E , дисконтований чистий прибуток - $\Pi_{дс}$; рентабельність за прибутками R_d ; рентабельність інвестицій (проста норма прибутку) R_i ; термін окупності інвестицій - $T_{ок}$.

9.2 Визначення капітальних вкладень

Капітальні вкладення – це кошти, які використовуються на придбання і будівництво нових, а також реконструкцію діючих основних фондів. Капітальні вкладення в електричні мережі при живленні від енергосистеми та реконструкції споживчих підстанцій визначаються за формулою (9.1):

$$K = \Sigma K_n - \Sigma K_{л\delta m} + \Sigma K_{\delta}, \quad (9.4)$$

де K_n – вартість нових виробничих фондів, тис. грн.;

$K_{л\delta m}$ – ліквідна вартість демонтованого устаткування, тис. грн.;

K_{δ} – вартість демонтажу, тис. грн.

Головну роль у матеріально-технічних ресурсах відіграють **засоби виробництва**. Вони поділяються на **засоби праці** і **предмети праці**.

Засоби праці – це все те, чим людина діє на предмет праці при одержанні готової продукції. Вони зберігають свою натурально-речову форму протягом декілька оборотів і переносять свою вартість на готову продукцію частинами і спрацьовуються в процесі виробництва. До засобів праці відносяться автоелектролабораторії (КАЭЛ-4), випробувальні апарати (АИД 70/50), автоматизовані установки вимірювання діелектричних втрат ("ТАНГЕНС-3М"), лінійні машини та механізми для спорудження ПЛ та інші..

Предмет праці – це речові елементи на які людина діє у процесі праці. Вони повністю споживаються протягом одного обороту, змінюють свою речову форму і переносять свою вартість на заново створений продукт. До предметів праці у сільській енергетиці належить електрична енергія.

Засоби праці, які виражені у грошовій формі, становлять **основні фонди**. Предмети праці у грошовій формі – **оборотні фонди**. Разом вони утворюють виробничі фонди сільськогосподарських підприємств.

Основні фонди – це засоби виробництва, які беруть участь у процесі виробництва багато разів зберігаючи натурально-речову форму, а свою вартість на утворювальний продукт переносять частинами.

Оборотні фонди – це предмети праці, які в кожному виробничому циклі свою вартість повністю переносять на вартість готової продукції і після її реалізації чи надання послуг їх вартість знову повертається в обіг підприємства у грошовій формі через виручку від реалізації.

Вартість нових виробничих фондів визначаються в залежності від ринкової

ціни обладнання. При цьому необхідно враховувати додаткову вартість робіт з монтажу електрообладнання, яка складає до 25% ціни обладнання.

Ліквідна вартість – це залишкова вартість обладнання, по якій підприємство зможе продати його. Вона визначається за формулою:

$$K_{\text{лм}} = K_o \left(1 - \frac{a_p}{100} \right) \cdot t_e \quad (9.5)$$

де K_o – початкова вартість обладнання, що демонтується, тис. грн.;

a_p – норма відрахувань на реновацію, $a_p = 5\%$;

t_e – тривалість експлуатації обладнання до його демонтажу, або до кінця розрахункового періоду, років.

Початкова вартість обладнання, що демонтується, визначається із нормативів : інвентарних карт обліку, форма ОЗ-6; інвентарного списку основних засобів, форма ОЗ-09 [9.4]. Вартість робіт, які пов'язані з демонтажем обладнання, визначаються за фактичними витратами підприємства, або за середніми показниками [9.5].

Період експлуатації об'єктів систем електропостачання рекомендується приймати, як правило, 20 років. При порівнянні декількох варіантів проекту інвестицій розрахунковий період слід приймати однаковим.

9.3 Визначення прибутків

Прибуток як економічна категорія є грошовим вираженням вартості реалізованого чистого доходу, основною формою грошових накопичень суб'єктів господарювання. [9.4]

Балансовий прибуток – загальна сума прибутку підприємства від усіх видів діяльності за звітний період.

Балансовий прибуток Π_{δ} за рік визначається за формулою:

$$\Pi_{\delta} = D_i - B_e - B_w - A_p, \quad (9.6)$$

де D_i - надходження за транспортування електроенергії, тис. грн.;

B_e - витрати на експлуатацію мережі, тис. грн.;

B_w - вартість втрат електроенергії; тис. грн.;

A_p - амортизаційні відрахування на реновацію; тис. грн.

Поточний річний чистий прибуток Π_t дорівнює балансовому прибутку за відрахуванням податку з прибутку та оплати відсотка на кредит:

$$\Pi_p = \Pi_{\delta} - \Pi_{\text{пдв}} - B_{\text{кр}}, \quad (9.7)$$

де $\Pi_{\text{пдв}}$ - податок на прибуток; тис. грн.;

$B_{\text{кр}}$ - оплата відсотків за кредит, тис. грн.

Чистий прибуток – прибуток підприємства, який залишається після сплати податку на прибуток. Ставка податку на прибуток становить 25% [9.4].

Грошовий потік згідно Положень (стандарту) бухгалтерського обліку (П(С)БО) 4 „Звіт про рух грошових коштів” – це надходження та вибуття грошових

коштів та їх еквіваленти [9.2].

Чистий грошовий потік Π дорівнює сумі усіх доходів та витрат за рік, без урахування амортизаційних відрахувань:

$$\Pi = \Pi_p + A_p + K_n - K_p, \quad (9.8)$$

де K_p – капітальні вкладення за рік, тис. грн.;

K_n – ліквідна вартість, тис. грн.

Одним з основних показників ефективності капітальних вкладень є **дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект) $\Pi_{дс}$** .

Дисконтування – це приведення майбутньої вартості до теперішньої вартості. Метод дисконтування доходів базується на перетворенні майбутніх доходів від експлуатації об'єкта чи майнового комплексу в нинішню його вартість [9.3].

Чистий прибуток дорівнює сумі дисконтованих грошових потоків за розрахунковий період:

$$\Pi_{дс} = \sum_{i=1}^T \frac{\Pi}{(1 + E)^n}, \quad (9.9)$$

де E – норма дисконту;

n – плануємий термін окупності капітальних вкладень, років.

Норма дисконту, як правило, дорівнюють до процентної ставки Національного банку України за довгостроковими вкладами, $E = 8\%$ [9.3, 9.5].

Загальний чистий прибуток визначає суму, на яку може розраховувати інвестор за період будівництва та експлуатації об'єкту. Величина $\Pi_{дс}$ використовується у якості критерію як загальної, так й порівняльної ефективності інвестицій.

Інвестиції – це довгострокове вкладення на придбання основних фондів і оборотних засобів в процесі господарської діяльності.

Інвестиціями є всі види майнових та інтелектуальних цінностей, що вкладаються в об'єкти підприємницької та іншої видів діяльності, в результаті яких створюється прибуток або досягається соціальний ефект.

Критерієм загальної ефективності інвестицій є позитивне значення $\Pi_{дс} > 0$.

При зіставленні альтернативних варіантів інвестиційних проектів критерієм порівняльної ефективності є умова максимальності значення $\Pi_{дс} \rightarrow \max$.

Показник $\Pi_{дс}$ може застосовуватись для любых варіантів проектних рішень.

9.4 Визначення поточних виробничих витрат

Виробничі витрати – це вартість ресурсів, використаних в технологічному процесі, при виробництві продукції, які складають виробничу собівартість [9.1].

Поточні виробничі витрати визначаються $B_{вр.}$ за формулою:

$$B_{вр.} = A_p + B_o + B_w, \quad (9.10)$$

де A_p – амортизаційні відрахування, тис. грн.;

B_o – вартість обслуговування, тис. грн.;

B_w - щорічні витрати на покриття втрат електроенергії, тис. грн.

Амортизація – це списання протягом певного часу згідно з вимогами оподаткування та бухгалтерського обліку початкової балансової вартості основних фондів з метою відшкодування витрат на їх придбання [9.5].

Під терміном "амортизація" основних фондів і нематеріальних активів слід розуміти поступове віднесення втрат на їх придбання, виготовлення або поліпшення, на зменшення скоригованого прибутку платника податку у межах норм амортизаційних відрахувань, установлених цією статтею.

Згідно закону України "Про оподаткування прибутку підприємств" [9.10], амортизаційні відрахування визначаються за формулою:

$$A_{p.} = \frac{a_{p1}}{100} \cdot K_{пл} + \frac{a_{p2}}{100} \cdot K_{тп} \quad (9.11)$$

де a_{p1} - норма амортизації на податковий рік, $a_{p1} = 5\%$ для ПЛ 10 та 35 кВ;

a_{p2} - норма амортизації на податковий рік для трансформаторних підстанцій, $a_{p2} = 15,0\%$.

$K_{пл,тп}$ - розмір капітальних вкладень відповідного обладнання, тис. грн.

Норми амортизації визначаються згідно чинного законодавства, якщо фонди придбані після 1.01.2004 року, то норми амортизації складають на податковий квартал для першої групи обладнання 2 %; другої групи – 10 %; третьої групи – 6%; четвертої групи – 15 %.

До першої групи відносяться: будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, вартість поліпшення землі.

До другої групи відносяться: автомобільний транспорт та вузли (запчастини) до нього.

До третьої групи відносяться будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1, 2, 4.

До четвертої групи відносяться: електронні обчислювальні машини, інші машини для автоматичного оброблення інформації, зв'язані з ними засоби зчитування або друку інформації, інші інформаційні системи, комп'ютерні програми.

Вартість обслуговування визначається за річними експлуатаційними витратами [9.7] (таблиця 9.1) за формулою:

$$B_o = \kappa_n \sum_{i=1}^m N, \quad (9.12)$$

де κ_n - норми витрат і-го обладнання, %;

N - вартість основних фондів за видами обладнання, тис. грн.

Вартість втрат електроенергії для мережі з завданням навантаженням споживачів визначається за формулою

$$B_w = 10 \cdot \Delta W \cdot \Pi_i \quad (9.13)$$

Таблиця 9.1 – Річні експлуатаційні витрати

Напруга мережі, кВ	Витрати, % від вартості основних фондів	
	Повітряні лінії	Підстанції споживчі
10	3,9	4,3
35 – 110	1,2	2,4
220 - 750	0,9	2,4

де ΔW - кількість втрат електроенергії, млн. кВт·год;

$\mathcal{C}_i$ - вартість (тариф) однієї кВт·год. електроенергії, коп./кВт·год.

Кількість втрат електроенергії в проводах повітряних ліній електроенергії визначаються згідно методики [9.9].

Втрати активної та реактивної енергії визначаються за формулами:

$$\Delta W_P = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_n^2 \cdot T_p} r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \quad (9.14)$$

$$\Delta W_Q = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_n^2 \cdot T_p} x_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \quad (9.15)$$

де W_P, W_Q - кількість активної та реактивної електроенергії, млн.кВт·год.;

U_n - номінальна напруга лінії електропередачі, кВ;

r_0, x_0 - питомий активний та індуктивний опір проводів лінії, Ом/км;

l - розрахункова довжина повітряних ліній, км;

T_p - кількість годин роботи лінії, год. / рік;

Якщо розрахункові лічильники встановлені на стороні низької напруги трансформаторів, до значення, врахованого лічильниками, додаються розрахункові втрати в трансформаторах.

Втрати активної та реактивної електроенергії у двообмоточному трансформаторі визначаються за формулою:

$$\Delta W_P = \kappa_z^2 \cdot \Delta P_K \cdot \tau + \Delta P_x \cdot T_p \quad (9.16)$$

$$\Delta W_Q = \kappa_z^2 \cdot \Delta Q_K \cdot \tau + \Delta Q_x \cdot T_p \quad (9.17)$$

де κ_z – коефіцієнт завантаження;

ΔP_K , - втрати активної потужності в міді обмоток трансформатора при номінальному навантаженні, кВт;

ΔP_{xx} - втрати активної потужності в сталі трансформатора, кВт;

ΔQ_K - втрати реактивної потужності трансформатора при короткому замиканні, квар;

ΔQ_x - втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході, квар;

T_p - час роботи трансформатора, год.;

τ - час максимальних втрат, год/рік.

Коефіцієнт завантаження визначається за формулою:

$$\kappa_z = \frac{S_\phi}{S_n} = \frac{W_p}{S_n \cdot \tau \cdot \cos \varphi} \quad (9.18)$$

де S_ϕ - середнє фактичне навантаження трансформатора по даним фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період, кВА.

Для інженерних розрахунків допускається прийняття спрощеної методики обчислення втрат електроенергії в повітряних лініях 6-35 кВ [9.9].

Втрати електроенергії в лінії визначаються за формулою

$$\Delta W_p = W_p \cdot \% \Delta P \quad (9.19)$$

де $\% \Delta P$ - відсоток втрат потужності, %.

Відсоток втрат потужності в лінії визначається від значення економічної потужності для даної лінії і визначається за формулою:

$$\% \Delta P = \frac{\Delta P}{P_{ек.}} \cdot 100\% \quad (9.20)$$

де ΔP - втрати потужності в лінії, кВт;

$P_{ек.}$ - економічна потужність лінії, кВт.

Таблиця 9.2 – Питомі втрати потужності на 1 км повітряної лінії, кВт/км

Переріз проводу, мм ²	Марка проводу		
	А	АС	АСУ
16	1,82	1,91	-
25	2,88	3,13	-
35	4,05	4,05	-
50	5,72	5,72	-
70	8,0	8,0	-
95	10,8	10,8	-
120	14,1	14,1	14,1
150	17,15	17,15	17,5
185	21,1	-	21,1
240	27,2	-	27,2

Таблиці 9.3 - Економічна потужність ліній електропередач марок А, АС, АСУ, МВт

Переріз проводу, мм ²	Номінальна напруга мережі живлення, кВ		
	6	10	35
16	0,18	0,3	-
25	0,285	0,475	-
35	0,4	0,66	2,2
50	0,57	0,95	3,2
70	0,8	1,3	4,4
95	1,08	1,8	6,0
120	1,37	2,28	7,6
150	1,7	2,85	9,5
185	-	-	11,7

Рентабельність підприємства показує ступінь прибутковості його діяльності і розраховується як відношення прибутку до собівартості реалізованої продукції, і показується у відсотках [9.2].

Норма рентабельності (норма прибутку) – це відношення прибутку підприємства до суми середньорічної вартості основних і оборотних засобів, і показується у відсотках.

Рентабельність інвестицій R_I (проста норма прибутку) – це відношення поточного річного прибутку (без урахування амортизаційних урахувань та з додатком ліквідної або залишкової вартості) до капітальних вкладень, в результаті яких цей прибуток отримано:

$$R_I = \frac{\Pi_p - A_p + K_{\text{лзм}}}{K} \quad (9.21)$$

Рентабельність інвестицій характеризує частку капітальних вкладень, яка повертається щорічно у вигляді прибутку.

9.5 Визначення терміну окупності капітальних вкладень

Одиницею калькулювання продукції електростанції є 1000 кВт/год. енергії. Собівартість 1000 кВт/год. енергії визначається шляхом ділення суми виробничих витрат за звітний рік на кількість виробленої енергії (послуг). При цьому із загальної кількості виробленої енергії кожного виду вираховується кількість енергії, яка використана протягом року на власні потреби [9.1].

Підприємства, які не мають електростанцій, можуть отримувати електроенергію зі сторони по електричним мережам з понижуючих електропідстанцій і трансформаторних пунктів. У цих випадках собівартість електроенергії визначається шляхом додавання до вартості цієї енергії за встановленими тарифами таких витрат підприємства:

- вартості матеріалів і запасних частин для утримання електромережі, обладнання підстанцій і трансформаторних пунктів;
- витрат на оплату праці чергових майстрів, електромонтерів, слюсарів та інших робітників, зайнятих обслуговуванням електромереж, обладнання підстанцій і трансформаторних пунктів;
- відрахування на соціальні заходи;
- амортизаційних відрахувань на погашення вартості основних засобів, які безпосередньо беруть участь у розподіленні електроенергії.

Вартість передачі і розподілу однієї кВт·год. електроенергії визначаються за формулою:

$$C = \frac{B_{\text{вр.}}}{W_{\text{тр.}}} \quad (9.22)$$

де $W_{\text{тр}}$ – фактична передача (транзит) електроенергії, млн. кВт·год.;

Собівартість – економічний показник, складається із витрат на одиницю продукції. Загальна величина витрат складається із матеріальних витрат і оплати праці. Чим менша сума витрат на одиницю продукції, тим вища її рентабельність і прибутковість. Перелік і склад статей, калькулювання виробничої собівартості встановлюється підприємством згідно з чинним законодавством [9.5].

Для визначення прибутку від надходження за послуги від передачі (транзиту) електроенергії, а також вартості витрат у мережі, рекомендується використовувати діючі на момент виконання розрахунку тарифи на електроенергію та їх складові.

Прибутки від транспортування електроенергії визначаються за формулою:

$$\Pi_{i+1} = \frac{(\Pi_i - C_i) \cdot W_{\text{тр.}}}{1 + d} \quad (9.23)$$

де C – собівартість однієї кВт·год. електроенергії, коп/кВт·год.;

d – ставка податку на додану вартість, $d=20\%$ (ПДВ).

Термін окупності капітальних вкладень розраховується за формулою 9.2, а також може визначатися як величина, яка дорівнює зворотній величині рентабельності інвестицій:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_I} \quad (9.24)$$

Приріст прибутку (у формулі 9.2) розраховується як різниця прибутків за попередній період (Π_i) і розрахунковий (Π_{i+1}).

$$\Delta\Pi = \Pi_{i+1} - \Pi_i. \quad (9.25)$$

де Π_i – прибуток, тис. грн. [9.2].

Прийняті технічні рішення на модернізацію та реконструкцію об'єктів

систем електропостачання повинні підтверджуватись техніко-економічними показниками ефективності капітальних вкладень.

9.6 Приклади розрахунків

Приклад 9.1 Виконати розрахунки техніко-економічних показників ефективності капітальних вкладень на реконструкцію району електропостачання.

Рішення. Розрахунки ефективності капітальних вкладень виконуємо шляхом порівняння розрахованих показників проектного і базового (існуючого) варіантів системи електропостачання району споживачів. План розвитку мереж 10 кВ району електропостачання II зони і розрахункова схема ПЛ-10 кВ представлені на рисунках 6.7 і 5.25.

9.1.1 Вартість капітальних вкладень розраховуємо на основі кошторису та фінансових розрахунків в діючих цінах. Обладнання, яке вибрано у розділі 5, наведено в таблицях 5.1...5.38. і рисунку 5.25.

Визначаємо вартість обладнання 1 км повітряних ліній 10 кВ. Загальна довжина ПЛ 10 кВ складає 37,9 км (дивись рисунок 3.9). Вартість одного кілометра 25 тис. грн. Загальна вартість повітряних ліній буде дорівнювати

$$K_{ПЛ10} = K_{1 км} \cdot L_{10 кВ} = 37,9 \cdot 25,0 = 946,5 \text{ тис. грн.}$$

Вартість виконання електромонтажних робіт приймаємо 25% від вартості обладнання, відповідно $K_{ЕМР} = 946,5 \cdot 0,25 = 236,6 \text{ тис. грн.}$

Ліквідну вартість обладнання базового варіанту, яке знаходиться в експлуатації (19 років), визначаємо за виразом (9.5):

$$K_{л\delta m} = 1314,7 \left(1 - \frac{5}{100} \cdot 19\right) = 65,8 \text{ тис. грн.}$$

Результати розрахунків для іншого обладнання доцільно виконувати у вигляді таблиці 9.4.

Таблиця 9.4 - Основні капіталовкладення на монтаж електрообладнання, тис. грн.

Найменування елементів, обладнання	Одиниці	Кількість	Проектний варіант			Базовий варіант	
			Вартість одиниці обладнання грн.	Всього обладнання	монтажу	Капітальні вкладення	Ліквідна вартість обладнання
1	2	3	4	5	6	7	8
ВРП 35 кВ:	шт.	1	64,3	64,3	16,1	70,7	4,0
Роз'єднувачі РДЗ.2-35/1000 УХЛ1	шт.	3	1,70	5,1	1,3	5,6	0,3
Трансформатори напруги ЗНОМП-35-У1	шт.	1	4,90	4,9	1,2	5,4	0,3

Продовження таблиці 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Відокремлювач ОД-35/630 У1	шт.	1	3,40	3,4	0,9	3,7	0,2
Короткозамикач КРН-35У1	шт.	1	3,60	3,6	0,9	4,0	0,2
Трансформатори струму ТФЗМ	шт.	3	3,80	11,4	2,9	12,5	0,7
Трансформатори струму ТВТ-35-/Р	шт.	3	3,75	11,3	2,8	12,4	0,7
Розрядники РВС-35	шт.	3	0,68	2,0	0,5	2,2	0,1
Вимикачі ВТ-35/800-12,5У1	шт.	1	22,6	22,6	5,7	24,9	1,4
Трансформатор силовий ТМН-2500	шт.	1	96,2	96,2	24,1	105,8	6,0
Комірки 10 кВ КРЗ-10	шт.	5	1,7	8,5	2,1	9,4	0,5
Вимикачі вакуумні ВВ-10У-20/630 УЗ	шт.	5	11,3	56,5	14,1	62,2	3,5
Трансформатор власних потреб ТМ-25	шт.	1	2,4	2,4	0,6	2,6	0,2
Трансформатор напруги ЗНМИ-10-У2	шт.	1	2,10	2,1	0,5	2,3	0,1
Запобіжники ПКТ-10-12,5У1	шт.	2	0,04	0,1	0,0	0,1	0,0
Розрядники РВО-10	шт.	4	0,23	0,9	0,2	1,0	0,1
Трансформатори струму ТПЛ-10	шт.	20	0,42	8,4	2,1	9,2	0,5
Заземляючі ножі	шт.	5	0,36	1,8	0,5	2,0	0,1
Амперметр Э378	шт.	8	0,52	4,2	1,0	0,0	0,3
Вольтметр Э378	шт.	1	0,52	0,5	0,1	4,6	0,0
Ватметр Д30	шт.	1	0,08	0,1	0,0	0,6	0,0
Варметр Д341	шт.	1	0,08	0,1	0,0	0,1	0,0
Лічильник активної енергії САУЗ	шт.	7	0,33	2,3	0,6	0,1	0,1
Лічильник реактивної енергії СРУЗ	шт.	6	0,36	2,2	0,5	2,5	0,1
ТП 10/0,4 кВ:							
$S_H = 63$ кВА	шт.	1	3,2	3,2	0,8	3,5	0,2
$S_H = 100$ кВА	шт.	7	3,8	26,6	6,7	29,4	1,7
$S_H = 160$ кВА	шт.	14	4,1	57,4	14,4	49,6	2,8
$S_H = 250$ кВА	шт.	5	4,6	23,0	5,8	15,2	0,9
$S_H = 400$ кВА	шт.	6	6,5	39,0	9,8	14,3	0,8
Вартість капіталовкладень РТП, ТП				399,7	99,9	387,5	19,4
ПЛ 10 кВ	км	37,9	25,0	946,5	236,6	927,2	46,4
Всього				1346,2	336,5	1314,7	65,8

Вартість робіт, які пов'язані з демонтажем обладнання, визначаємо за фактичними витратами підприємства і приймаємо 57% від ліквідної вартості.

$$K_{\partial} = 0,57 \cdot 65,8 = 37,5 \text{ тис. грн.}$$

Визначаємо величину капітальних вкладень на реконструкцію електричної мережі за виразом (9.4) $K = \Sigma K_n - \Sigma K_{\text{л\partial м}} + \Sigma K_{\partial}$, і даними, які отримані в таблиці 9.4.

Вартість нових капітальних вкладень складається із суми вартості обладнання і вартості на проведення електромонтажних робіт.

$$K = (1346,2 + 336,5) - 65,8 + 37,5 = 1654,4 \text{ тис. грн.}$$

9.2.1 Визначаємо поточні виробничі витрати за виразом (9.10) $B_{\text{вр.}} = A_p + B_o + B_w$. Амортизаційні відрахування визначаємо шляхом помноження початкової вартості обладнання (таблиці 9.4) на встановлену норму амортизації (формула 9.11).

$$A_p = \frac{8}{100} \cdot (946,5 + 236,6) + \frac{24}{100} \cdot (399,7 + 99,9) = 214,5 \text{ тис. грн.}$$

Вартість обслуговування визначаємо за річними експлуатаційними витратами і нормами витрат на обслуговування обладнання (таблиця 9.1) за виразом (9.12).

$$B_o = 0,039 \cdot (946,5 + 236,6) + 0,043 \cdot (399,7 + 99,9) = 62,62 \text{ тис. грн.}$$

Втрати активної та реактивної енергії в повітряних лініях 10 кВ визначаємо за формулами (9.14 і 9.15)

Виконуємо розрахунки втрат на ділянці лінії РТП₀₂-1, яка виконана проводом марки А95 (таблиця 4.19).

$$\Delta W_p = \frac{2791525^2 + 1674915^2}{10^2 \cdot 8760} \cdot 0,308 \cdot 1,15 \cdot 10^{-3} = 4285,1 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

$$\Delta W_p = \frac{2791525^2 + 1674915^2}{10^2 \cdot 8760} \cdot 0,332 \cdot 1,15 \cdot 10^{-3} = 4619,0 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Розрахунки втрат електричної енергії на інших ділянках ПЛ 10 кВ виконуємо у табличній формі.

Втрати активної та реактивної електроенергії у трансформаторах визначаємо за формулами (9.16 і 9.17). Технічні дані силового трансформатора ТМН-2500-35/10 кВ наведені в таблиці 5.34. Втрати активної потужності в трансформаторі

$$\Delta W_p = \left(\frac{2250}{2500} \right) \cdot 26 \cdot 2000 + 5,1 \cdot 8760 = 87199 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

$$\text{Втрати реактивної потужності } \Delta W_Q = \left(\frac{2250}{2500} \right) \cdot 162,5 \cdot 2000 + 27,5 \cdot 8760 = 42523 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Таблиця 9.5 – Розрахунок втрат електричної енергії в ПЛ-10 кВ

Найменування параметрів	Дані			
	Ф-3	Ф-1	Ф-2	Ф-4
Вихідні дані для розрахунку:				
Довжина лінії, км, L	1,15	-	-	1,2
	2,63	2,3	0,8	1,3
	8,49	3,41	10,15	7,99
Марка проводу	A95	-	-	A95
	AC70	AC70	AC70	AC70
	AC35	AC35	AC35	AC35
Питомий активний опір лінії, R , Ом/км	0,308	-	-	0,308
	0,42	0,42	0,42	0,42
	0,773	0,773	0,773	0,773
Питомий реактивний опір лінії, X , Ом/км	0,332	0,332	0,332	0,332
	0,341	0,341	0,341	0,341
	0,366	0,366	0,366	0,366
Споживання активної енергії за рік, млн. кВт·год., W_p	2,79	0,46	0,27	0,35
Споживання реактивної енергії за рік, млн. квар·год., Q_w	1,67	0,27	0,16	0,21
Кількість годин роботи лінії за рік, T_n год,	8760	8760	8760	8760
Номинальна напруга лінії, U_n , кВ	10	10	10	10
Розрахункові дані:				
Опір лінії активний, Ом				
$R_{e1} = r_{o1} \cdot L_1$	0,35	-	-	0,40
$R_{e2} = r_{o2} \cdot L_2$	1,10	0,97	0,34	0,55
$R_{e3} = r_{o3} \cdot L_3$	6,56	2,64	7,85	6,18
$R_e = R_{e1} + R_{e2} + R_{e3}$	8,02	3,60	8,18	6,72
Опір лінії реактивний, Ом				
$X_{e1} = x_{o1} \cdot L_1$	0,38	0,00	0,00	0,40
$X_{e2} = x_{o2} \cdot L_2$	0,90	0,78	0,27	0,44
$X_{e3} = x_{o3} \cdot L_3$	3,11	1,25	3,71	2,92
$X_e = X_{e1} + X_{e2} + X_{e3}$	4,39	2,03	3,99	3,77
Втрати активної енергії, ΔW_p , тис. кВт·год.	97,0	1,0	0,65	0,75
Втрати реактивної енергії, ΔW_Q , квар·год.	53,0	0,56	0,32	0,42

Результати розрахунків показуємо в таблиці 9.6

Вартість втрат електричної енергії визначаємо за формулою (9.13)

$$B_w = 10 \cdot [(97 + 0,1 + 0,65 + 0,75 + 87,2) \cdot 15,6 + (53,1 + 0,56 + 0,31 + 0,42 + 506,7) \cdot 4] / 1000 = 51,54 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 9.6 - Розрахунок втрат електричної енергії в трансформаторі

Найменування параметрів	Дані
1. Паспортні дані трансформатора:	
1.1 Тип трансформатора	ТМН-2500-35/10
1.2 Номінальна потужність, S_n , кВА	2500
1.3 Втрати холостого ходу, P_x , кВт	5,1
1.4 Втрати короткого замикання, P_k , кВт	26,0
1.5 Струм холостого ходу трансформатора, i_x , %	1,1
1.5 Напруга короткого замикання, u_k , %	6,5
2. Вихідні дані для розрахунку:	
2.1. Кількість годин роботи трансформатора в рік, T_p , год.	8760
2.2. Час максимальних втрат, τ , год./рік	2000
2.3. Споживання активної енергії за рік, W_p , кВт.год	3 877 118
2.4. Споживання реактивної енергії за рік, W_Q , квар.год	2 326 271
3. Розрахункові дані:	
3.1 Втрати реактивної потужності трансформатора, при холостому ході $Q_x = S_n \cdot (i_x / 100)$, вар	27,5
при короткому замиканні $Q_k = S_n \cdot (u_k / 100)$	162,5
3.2 Середньозважений коефіцієнт потужності $\cos \varphi = \cos(\arctg(W_Q / W_p))$	0,86
3.3 Коефіцієнт завантаження $k_z = W_p / (S_n \cdot \tau \cdot \cos \varphi)$	0,90
3.4 Втрати активної енергії в трансформаторі $\Delta W_p = k_z^2 \cdot P_k \cdot \tau + P_x \cdot T_n$	87199
3.5 Втрати реактивної енергії в трансформаторі, квар.год. $\Delta W_Q = k_z^2 \cdot Q_k \cdot \tau + Q_x \cdot T_n$	506667

Визначаємо поточні виробничі витрати

$$B_{вр} = 214,5 + 62,62 + 51,54 = 333,71 \text{ тис. грн.}$$

Визначаємо приведені витрати варіанту, який проектується за виразом

$$Z_i = C_i + E_n K_i$$

$$Z = 333,71 + 0,12 \cdot 1654,4 = 532,24 \text{ тис. грн.}$$

9.1.3 Визначаємо термін окупності капітальних вкладень. Собівартість передачі і розподілу 1 кВт.год. електричної енергії в умовах експлуатації визначаємо шляхом ділення сумарних річних витрат на кількість корисно відпущеної електроенергії за виразом (9.22)

$$C = \frac{333710}{3877118} = 0,086 \frac{\text{коп.}}{\text{кВт} \cdot \text{год.}}$$

Визначаємо прибуток від транспортування електроенергії за виразом (9.23)

$$\Pi = \frac{(15,6 - 0,086) \cdot 3877118}{1,2 \cdot 100} = 501,24 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності капітальних вкладень розраховуємо за виразом (9.24)

$$T = \frac{1654,4}{504,24} = 3,28 \text{ року}$$

Ефективність капітальних вкладень визначаємо за виразом (9.25)

$$E = \frac{504246,7}{1654400} = 0,30$$

Результати розрахунків техніко-економічних показників ефективності капітальних вкладень на реконструкцію району електропостачання показуємо в формі таблиці 9.7 з порівнюванням даних існуючого варіанту системи електропостачання.

Таблиця 9.7 – Показники техніко-економічних розрахунків

Показники	Варіанти		
	Проект	База	Різниця
Капітальні вкладення, тис. грн.	1654,4	1314,7	339,7
Приведені витрати, тис. грн.	532,24	565,64	-33,4
Виробничі витрати, тис. грн.	333,71	356,5	-22,7
Кількість електроенергії, млн. кВт·год.	3,877	3,3,64	+0,23
Собівартість електроенергії, коп./кВт·год.	0,086	0,098	-0,012
Прибуток, тис. грн.	504,24	369,27	+135,0
Ефективність витрат	0,30	0,02	+0,14
Термін окупності, року	3,28	-	-

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

До глави 1:

1.1 ДСТУ 2790-94 Системи електропостачальні номінальною напругою понад 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

1.2 ДСТУ 2791-94 Системи електропостачальні номінальною напругою до 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

1.3 ДСТУ 1.0-93. Державна система стандартизації України. Загальні положення.

1.4 ДСТУ Б А.2.4-4-99 (ГОСТ 21.101-97). Основні вимоги до проектної та робочої документації.

1.5 Усатенко С.Т., Каченюк Т.К., Терехова М.В. Выполнение электрических схем по ЕСКД: Справочник – М.: Издательство стандартов, 1989 – 325 с.

1.6 Камнев В.Н. Чтение схем и чертежей электроустановок: Учеб. пособие для сред. ПТУ – М.: Высш. шк., 1986 – 144 с.

1.7 Александров К.К., Кузьмина Е.Г. Электротехнические чертежи и схемы – М.: Энергоатомиздат, 1990 – 228 с.

1.8 ДСТУ 1.3-93 Державна система стандартизації України. Порядок розроблення і побудови, викладання та оформлення технічних умов.

До глави 2

2.1 Системы энергетические. Термины и определения. ГОСТ 21027-75 – М.: Изд. стандартов, 1987, с. – 8

2.2 ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанцій та електричної мережі. Терміни та визначення.

2.3 ДСТУ 3440-96 Системи електричні. Терміни та визначення.

2.4 ДСТУ 3465-96 Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення.

2.5 Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 648 с.

2.6 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок: ДНАОП 0.00 - 1.32-01-К.: Державне підприємство „Укрархбудінформ”, 2001 – 121 с.

2.7 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985 – 352 с.

2.8 Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства / ВГПИНИИ «Сельэнергопроект». Вып. 12 – М.: 1974 г.

2.9 Розподільчі електромережі. Інформаційний збірник УНДПВКТУ «Укрсільенергопроект» - К.: 1994 – 2006

2.10 Проектування електричних мереж напругою 0,4- 110 кВ: ГІД 34.20.178.2005: затв. М-вом Полива та енергетики України 08.04.05: Надано чинності

з 01.06.2005-К.: ОЕП „ГРІФТЕ”, 2005-43 с.

2.11 Проектирование систем электроснабжения: Учеб. пособие для вузов / В.Н. Винославский, А.В. Праховник, Ф. Клеппель, У. Бутц – Киев: Вища шк. Головное изд-во, 1981-360с.

До главы 3

3.1 Будзко И.А., Зуль Н.М. Электроснабжение сельского хозяйства – М.: Агропромиздат, 1990 – 496 с.

3.2 Будзко И.А., Левин М.С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов – М.: Агропромиздат, 1985 – 320 с.

3.3 Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства / ВГПИНИИ «Сельэнергопроект». Вып. 12 – М.: 1981 г.

3.4 Каганов И.Л. Курсовое и дипломное проектирование – 3-е изд. перероб. и доп.- М.: Агропромиздат, 1990-351с.

3.5 Практикум по электроснабжению сельского хозяйства / Под ред. И.А. Будзко. – изд-е 2-е перераб. и доп. – М.: Колос, 1982 – 319 с.

До главы 4

4.1 Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства / ВГПИНИИ «Сельэнергопроект». Вып. 10 – М.: 1972 г.

4.2 Зуль Н.М., Поярков К.М. Автоматизация сельского электроснабжения – М.: Колос, 1965

4.3 Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства / ВГПИНИИ «Сельэнергопроект». Вып. 12 – М.: 1971 г.

4.4 ГОСТ 13109 – 97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». – М.: Изд. стандартов, 1997 – 17 с. (ДСТУ 3466-96).

4.5 ДСТУ 3466-96 Якість електроенергії. Терміни та визначення.

4.6 Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства / ВГПИНИИ «Сельэнергопроект». Вып. 7 – М.: 1972 г.

4.7 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий./Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. В 2-х кн. – М.: Энергия, 1973.

4.8 Правила устройства воздушных линий электропередач напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами – Киев.: “Укрсільэнергопроект”, 1993.

До главы 5

5.1 Справочник по проектированию электросетей в сельской местности / Э.Я. Гричевский, П.А. Катков, А.М. Карпенко и др./Под ред. П.А. Каткова, В.И. Франгуляна – М.: Энергия, 1980 – 352 с.

5.2 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 768 с.

До главы 6

6.1 Продукция компании «Энергомашвин»: каталог – М.: АНО

«Сотрудничество», 2004. – 49 с. – Режим доступа: [www.http://info@emv.ru](http://www.info@emv.ru). – 13.01.2005

6.2 Реле. Краткий справочник изделий 2004 года: каталог – К.: ОАО «Электротехнический завод», 2004. – 95 с. - Режим доступа: [www.http://office@relay.kiev.ua](http://www.office@relay.kiev.ua). – 13.01.2006

6.3 Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

6.4 Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 386 с.

6.5 Продукція Хмельницького ВАТ «UKRELEKTROAPPARAT»: каталог.- Хмельницький. – 2004. - Режим доступа: [www.http://www.ukrelektroapparat.km.ua](http://www.ukrelektroapparat.km.ua). – 13.01.2006

6.6 Кідиба В.П., Шелепеть Т.М. Захист трансформаторів та авторансформаторів: Навч. посібник. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2004. – 180 с. ISBN 966-553-425-4/

6.7 Керівні вказівки з улаштування повітряних ліній електропередачі 10 (6) кВ: ГКД 32.20.505-2003. – Київ: ОЕП «ГРІФЕ», 2003. – 53 с.

6.8 ЕЛЕКТРОінформ науково-технічний кварталник // Iviv.ua. – К.: 2005. - Режим доступа: [www.http://www.elektroinform.iviv.ua](http://www.elektroinform.iviv.ua). – 13.01.2006

6.9 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов / Н.И. Овчаренко; под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 504 с.: ил

6.10 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: Учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.

6.11 Толкачев А.И. Техническое перевооружение распределительных элеткросетей 6 – 10 кВ на базе современного оборудования. Электро 2/2005 С.43 – 47.

6.12 Вакуумный реклаузер РВА/TEL-10-12.5/630У1. Техническое описание. - Севастополь: Предприятие «Таврида Электрик», 2005. – 34 с. Режим доступа: [www.http://www.teu.tavrida.com](http://www.teu.tavrida.com)

До глави 7

7.1 Лакин Г.Ф. Биометрия – М.: Высш. школа, 1980 – 293 с.

7.2 Вентцель Е.С., Овчаров Л.А. Теория вероятностей – М.: Наука, 1973-368с.

7.3 Синчугов Ф.И. Расчет надежности схем электрических соединений – М.: Энергия, 1971-176с.

7.4 Надежность систем электроснабжения/ Зорин В.В., Тесленко В.В., Клеппель Ф., Адлер Г. - К: Вища шк. Головное изд-во, 1984- 192с.

7.5 Михайлов В.В. Надежность электроснабжения промышленных предприятий – М.: Энергия, 1973-168с.

7.6 Андриевский Е.Н. Секционирование и резервирование сельских электросетей- М.: Энергоатомиздат, 1983-112с.

7.7 ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Терміни та визначення.

7.8.Лапач С.Н., Чубенко А.В., Бабич П.Н. Статистика в науке и бизнесе.- К.: МОРІОН, 2002 -640с.

До глави 8

8.1 Техническая эксплуатация станций и сетей. Видання офіційне перше. Объединение энергетических предприятий. «Отраслевой резервно - инвестиционный фонд развития энергетики»- К.,2003-345с.

8.2 Юриков П.А. Защита электростанций и подстанций 3 – 500 кВ от прямых ударов молнии – М.: Энергоиздат, 1982 – 88 с.

8.3 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений: ГІД 34.21.122-87.

8.4 Ограничители перенапряжения. Техническое описание – Севастополь: Предприятие „Таврида Электрик”. 2005-40с.

До глави 9

9.1 Цал-Цалко Ю.С. Витрати підприємства: Навч. Посібник. – К.:ЦУЛ, 2002. – 656 с.

9.2 Лахтіонова Л.А. Фінансовий аналіз сільськогосподарських підприємств: Навч. посібник. – К.: КНЕУ, 2004. – 365 с.

9.3 Савчук В.П. Финансовый менеджмент предприятий: прикладные вопросы с анализом деловых ситуаций. – К.: Издательский дом «Максимум», 2001. – 600 с.

9.4 Фінанси підприємств: Підручник / Керівник авт. кол. і наук. ред. проф. А.М. Поддєрьогін. 3-тє вид., перероб. та доп. – К.: КНЕУ, 2000. – 460 с.

9.5 Економічний довідник аграрника. Дробот В.І., Зуб Г.І., Кононенко М.П. та ін. / За ред. Ю.Я. Лазуна, П.Т. Каблука. – К.: Преса України, 2003. – 800 с.

9.6 Ринкова трансформація економіки АПК: кол. монографія у чотирьох частинах. / За ред. П.Т. Каблука, В.Я. Амбросова, Г.Є. Мазнева. Ч.2. – Підвищення ефективності сільськогосподарського виробництва. – К.: ІАЕ, 2002. – 754 с.

9.7 Дерзкий В.Г. Передача электроэнергии в распределительных сетях: Нормирование потерь, хищение электроэнергии, формирование тарифов. – К.: «Знание Украины», 2002.- 67с.

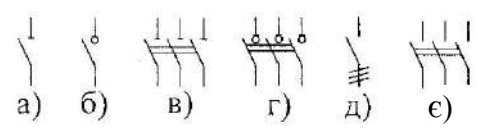
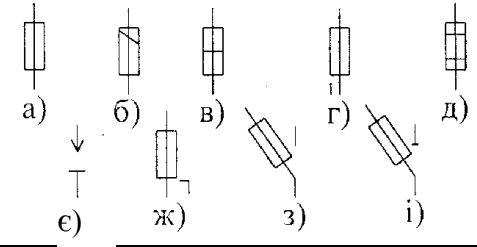
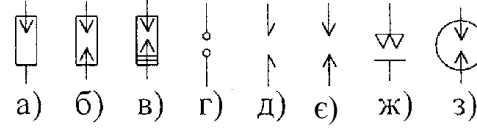
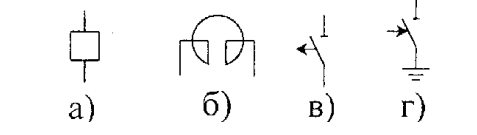
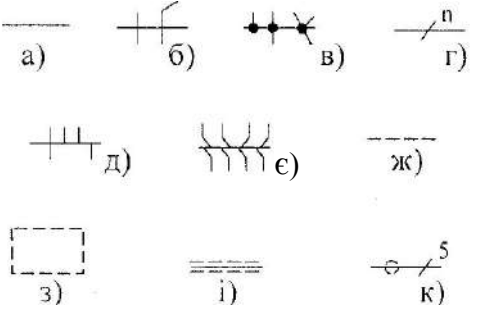
9.8 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т / Под общ. ред. А.А. Федорова. Т.2. – Электрооборудование. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.

9.9 Методика визначення втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередач. Общие методические положения Минэнерго Украины. – Киев, 1997. – 18 с.

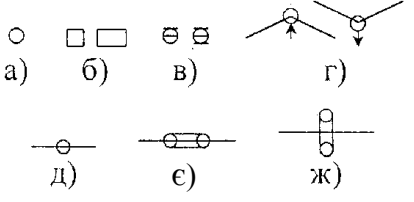
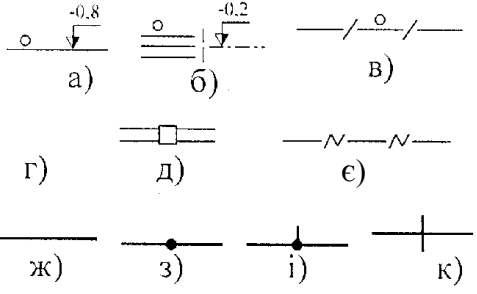
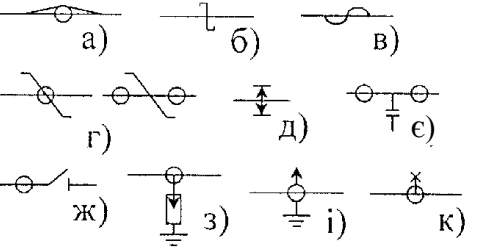
ДОДАТОК А

(довідковий)

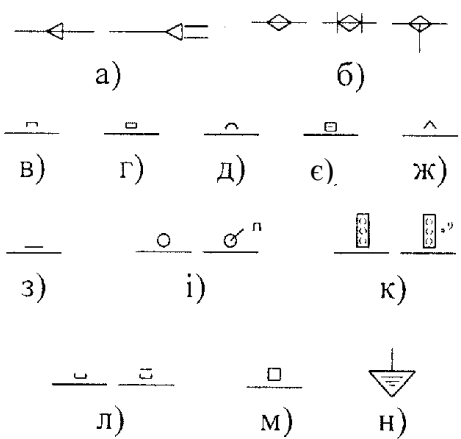
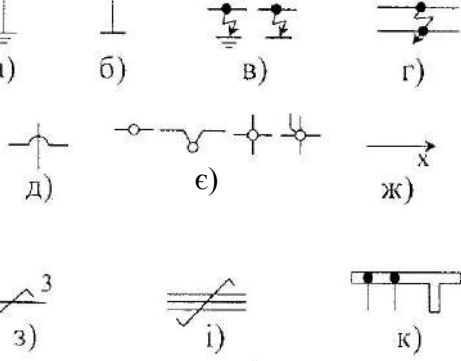
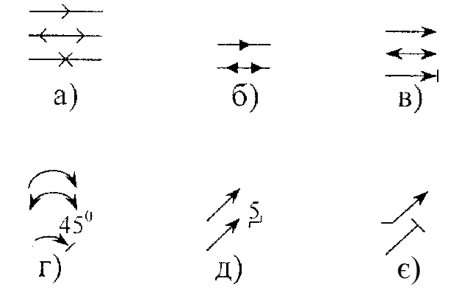
Таблиця А1 – Умовні позначення на електричних схемах

Обладнання	Позначення
1	2
Комутаційні пристрої високої напруги ГОСТ 2.755-74*: а – роз'єднувач однополюсний; б – вимикач-роз'єднувач однополюсний; в – роз'єднувач триполюсний; г – вимикач-роз'єднувач триполюсний; д, є – вимикач триполюсний (два варіанта зображення)	 а) б) в) г) д) є)
Запобіжники, ГОСТ 2.727-68*: а – однополюсний; б – інерційний плавкий; в – тугоплавкий; г – швидкодіючий; д – котушка термічна (запобіжна); є – пробивний; ж – з загальним колом сигналізації; з – вимикач-запобіжник; і – роз'єднувач-запобіжник	 а) б) в) г) д) є) ж) з) і)
Розрядники, ГОСТ 2.727-68*: а – загальне позначення; б – трубчатий; в – вентильний; г – кульовий; д – кутовий; є – іскровий проміжок двоелектродний, загальне позначення; ж – вугільний; з – вакуумний	 а) б) в) г) д) є) ж) з)
Деякі однолінійні позначення апаратів високої напруги, не передбачені стандартними ЕСКД, але прийняті практикою: а – вимикач; б – реактор здвоєний; в – відділювач; г – короткозамикач	 а) б) в) г)
Проводи, кабелі та шини: а – загальне позначення лінії зв'язку, проводи, кабелі, шини (групове позначення креслиться товстіше за інші); б – перетини ліній без з'єднання; в – відгалуження; г – однолінійне позначення групи з n ліній; д, є – приклад графічного злиття ліній електрозв'язку в групову лінію; ж – лінія екранування; з – екранування групи елементів; і – екранована лінія зв'язку; к – група з п'яти ліній зв'язку в загальному екрані	 а) б) в) г) д) є) ж) з) і) к)

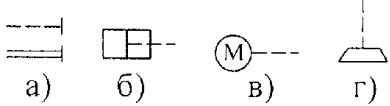
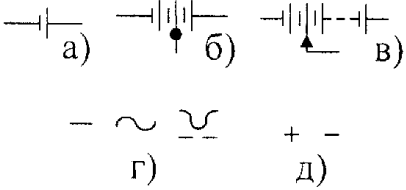
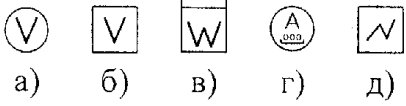
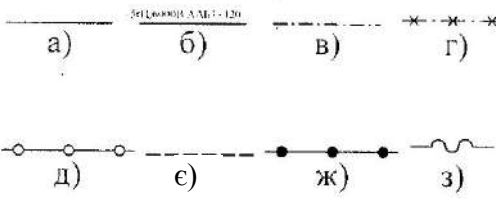
Продовження таблиці А1

1	2
Лінії електропостачання та зв'язку, опори ПЛ, СТ СЭВ 160-75: а – загальне позначення для круглого перерізу; б – для квадратного і прямокутного; в – з одним і двома пасинками; г – з відтяжкою та підтримкою; д – проміжна; е – А-подібна; ж – портална	
Електропроводки в трубах і каналах, ГОСТ 2.754-72*: а – труба, яка прокладається скрито з відміткою залягання; б – група труб, які прокладаються скрито; в – труба, яка прокладається відкрито; г – тунель кабельний; д – кабельний канал з колодязем; е – траншея кабельна; ж – лінія, яка виконується голими шинами або проводами; з – шинопровід закритий на стійках; і – те ж, на підвісах; к – те ж, на кронштейнах	
Лінії електропостачання та зв'язку, види прокладки, СТ СЭВ 160-75: а – повітряна на опорах; б – наземна; в – підземна; г – підводна	
Лінії електропостачання та зв'язку, елементи і конструкції ПЛ, СТ СЭВ 160-75: а – підвіс проміжний подвійний; б – підвіс проводу (кабелю) на тросі; в – провід (кабель) самонесучий; г – транспозиція проводу на опорі, в прольоті; д – гасник вібрації; е – батарея конденсаторів в прольоті; ж – роз'єднувач на опорі; з – розрядник на опорі, загальне позначення; і – громовідвід на опорі; к – світильник на опорі	

Продовження таблиці А1

1	2
Лінії електропостачання та зв'язку, елементи і захист підземних, підводних ліній, СТ СЭВ 160-75: а – муфти кінцеві: пряма, відгалужувальна; б – муфти: лінійна (з'єднувальна), лінійна підвищеної надійності і відгалужувальна; в – прикриття, загальне позначення; г-з – прикриття цеглою, черепицею, бетонними плитами, профільованою сталевією, фольгою із пластмаси; і – каналізація в трубі n труб; к – каналізація в кам'яному блоці з трьома отворами; з 9 отворами; л – каналізація у відкритих, закритих кабельних каналах; м – каналізація в кабельному тунелі; н – анод захисний	 The diagram shows various symbols for electrical and communication lines. It includes symbols for end joints (a), line joints (b), and various types of protection (v, g, d, e, zh). It also shows symbols for different types of conduits and channels (z, i, k, l, m, n).
Заземлення, з'єднання пошкодження проводів, кабелів та шин, ГОСТ 2.751-73*: а – заземлення; б – з'єднання з корпусом; в – пошкодження на землю, на корпус; г – пошкодження ізоляції між проводами; д – графічний перетин проводів з урахуванням їх взаємного розміщення (верхній провід позначається напівколом); є – приклади підключення проводів до однієї точки; ж – обрив лінії (на місці знака х вказуються данні про продовження ліній на схемі); з, і – однолінійне та багатолінійне зображення групи з трьох скручених проводів; к – шини з відгалуженням та двома відводами (відпайками)	 The diagram shows symbols for grounding (a), connections to the body (b), faults on ground or body (v), insulation faults (g), graphical representation of conductor cross-sections (d), examples of conductor connections to a single point (e), line break (zh), single-line and multi-line representation of a group of three twisted conductors (z, i), and busbars with branching and two outlets (k).
Позначення загального застосування, ГОСТ 2.721-74*: а – потік електромагнітної енергії, сигнал електричний (в одному напрямку, в обох напрямках одночасно, в обох одночасно); б – те ж для рідин (при зафарбованому трикутнику – для газу); в – рух однолінійний односторонній, зворотній, на кут 45°; д – регулювання лінійне, загальне позначення і ступеневе (п'ять ступенів); є – регулювання нелінійне та підстроювальне	 The diagram shows symbols for electromagnetic energy flow (a), liquid flow (b), single-line flow at 45 degrees (v), linear control (d), and non-linear and adjustable control (e).

Продовження таблиці А1

1	2
Проводи комутаційних апаратів, ГОСТ 2.721-74*: а – ручний, загальне позначення (два варіанта); б – пневматичний; в – електромашинний; г – гальмо	 а) б) в) г)
Джерело струму, ГОСТ 2.742-68* і 2.750-68: а – елемент гальванічний або акумуляторний; б – батарея акумуляторна з відпайкою; в – те ж з одинарним елементним комутатором; г – позначення виду струму: постійний, змінний, пульсуючий; д – полярність: позитивна, негативна	 а) б) в) г) д)
Електровимірювальні прилади, ГОСТ 2.729-68*: а – показуючий вольтметр; б – реєструючий вольтметр; в – інтегруючий прилад (лічильник); г – амперметр з цифровим відліком; д - осцилограф	 а) б) в) г) д)
Електропроводки та заземлення, ГОСТ 2.754-72*: а – лінія проводки, загальне позначення; б – те ж, приклад для кола змінного струму 50 Гц 6 кВ, виконаного кабелем ААБЗх120; в – лінія заземлення або занулення; г – металокаркас; д – заземлювачі; е – лінія аварійного, охоронного освітлення; ж – лінія напругою 36 В і нижче; з – проводка гнучка	 а) б) в) г) д) е) ж) з)

Примітка: 1. В таблиці приведені позначення лише найбільш вживаних видів обладнання і, як правило, тільки основні варіанти позначення
2. Допускається виконувати графічне позначення в дзеркальному відображенні

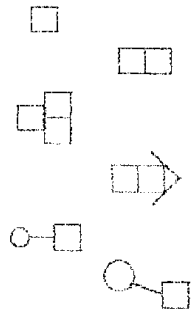
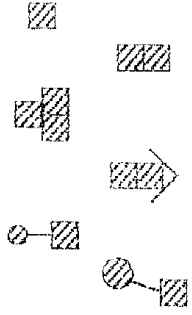
Таблиця А2 – Умовні графічні позначення електростанцій та підстанцій (за ГОСТ 2.748-68)

Найменування	Позначення	
	Які проєктуються	Діючі
1	2	3
Електростанція. Загальне позначення		
Підстанція. Загальне позначення		
Електростанція гідравлічна		
Електростанція гідроакумуюча		
Електростанція гідравлічна річкова		
Електростанція насосно-акумуюча		
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 А2

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 світильником - проміжна з заземлюючим спуском	       	       

Продовження таблиці А2

1	2	3
Залізобетонна опора: - проміжна - анкерна - анкерна поворотна (кутова) - кутова - з вітяжкою - проміжна зі світильником		

ДОДАТОК Б
(довідковий)

Таблиця Б1 – 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, допоміжний, відмінний, пристрій	АА	Регулятор струму
			АВ	Привід виконавчих механізмів
			АС	АВР
			АСН	Пристрої допоміжні, задатчики
			АF	АВР
			АК	Блок-реле, комплектні захисти, захист шин
			АКВ	Пристрій блокування типу КРБ
			АКС	Пристрій АПВ
			АКV	Комплект подовжнього диференціального захисту ліній
			АKZ	Комплект реле опору
			АL	Протиаварійна автоматика
			АР	Система групового регулювання активної потужності
			AR	УРОВ
			AQ	Система групового регулювання реактивної потужності
			AT	Пристрій автоматичного пожежегасіння
			AV	Регулятор напруги
			AW	Регулятор потужності

Продовження таблиці Б1

1	2	3	4	5
В	Перетворювачі неелектричних величин в електричні або навпаки, датчики для вказівки або виміру	Батарея, блокування, перетворювач, привід	ВА	Гучномовець
			ВЕ	Сельсин-приймач
			ВС	Сельсин-датчик
			ВК	Тепловий датчик
			ВЛ	Фотоелемент
			ВР	Датчик тиску
			ВР	Тахогенератор
			ВВ	Датчик швидкості
С	Конденсатор	Включити імпульсний рахунок, зчитування, команда, комутатор, компенсатор, конденсатор, режим	СВ	Конденсаторна батарея
D	Схеми інтегральні, мікрозбірки	Діод, диференціювання, логічний елемент	DA	Схема інтегральна аналогова
			DD	Те ж, цифрова, логічний елемент
			DS	Пристрій збереження інформації
			DT	Пристрій затримки
			DXU	Елемент І-НІ
Е	Елементи різні	Збудник, елементи різні	ЕВ	Шинки: - ШБ
			ЕС	- ШУ
			ЕН	- ШС
			ЕНА	- ШЗА
			ЕНЛ	- ШПЛ
			ЕНР	- ШЗП
			ЕК	Нагрівальний елемент
			ЕЛ	Лампа освітлювальна
			ES.1A	Шинки: - ШСХ _а (А 610)
			ES2.A	- ШСХ (А620)
			ЕА.А	- ВШ _а (А790)
			ESD	- ШСХ _а (А780)
			ECS1	- 1 ШИС (721)
			ESS	- ШСХ
			EV1.A	- 1 ШН _а
			EY	- ШП

Продовження таблиці Б1

1	2	3	4	5
F	Розрядник, запобіжник, пристрої захисні	Розрядник, частота, елементи захисту, витрата	FA	Дискретний елемент захисту по струму (миттєвий)
			FP	Теж, інерційний
			FU	Плавкий запобіжник
			FV	Розрядник, елемент захисту по напрузі
G	Генератор, джерела живлення	Генеруючий, зелений, земля, заземлення, записувати, порушення, затиск, живлення	GB	Батарея
			GC	СК
			GE	Збудник
			GF	Генератор частоти
			GT	Блок генератор-трансформатор
H	Пристрої індикаційні і сигнальні	Сигнальне, індикація, напір, година	HA	Прилад звукової сигналізації
			HL	Прилад світлової сигналізації
			HLA	Табло сигнальне
			HLG	Лампа: - з зеленою лінзою
			HLR	- з червоною лінзою
			HLW	- з білою лінзою
J	-	Інтегруючий	-	-
K	Реле, контактор, пускач	Реле, контактор, тепловий, штовхаючий , комплекти пристроїв	KA	Реле струму
			KAT	Те ж, з трансформатором насичення
			KAW	Те ж, з гальмуванням, балансне
			KAZ	Фільтр реле струму
			KB	Реле: - блокування
			KBS	- блокування від багаторазових включень
			KCC	Реле: - команди "Увімкнути"
			KCT	- команди "Вимкнути"
			KF	- частоти
			KH	- вказівне
			KHA	- імпульсної сигналізації
			KL	- проміжне, повторювальне, прискорення захисту

Продовження таблиці Б1

			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 включення
			KQS	- положення роз’єднувача
			KS	- контролю
			KSS	- контролю синхронізму
			KSV	- контролю кола напруги
			KSF	- витрати
			KSG	- газове
			KSH	- струйне, напору
			KSN	- полум’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, обмеження, проти-аварійний	LA	Обмотка: - збуджувача підзбудника
			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 Б1

1	2	3	4	5
Р	Прилади вимірювальні	Тиск, поляризація, штир, пропорційний	РА	Амперметр
			РС	Лічильник імпульсів
			РФ	Частотомір
			РНЕ	Указник напруги
			РО	Осцилограф
			РQ	Указник РПН
			РС	Синхроноскоп
			РТ	Секундомір, годинник
			РV	Вольтметр
			РW	Ватметр
Q	Вимикачі, роз'єднувачі в силових колах	Вимикач, роз'єднувач, положення (старт, стоп), реактивний	QN	Короткозамикач
			QR	Відділювач
			QS	Роз'єднувач
			QSG	Роз'єднувач заземлюючий
			QW	Вимикач навантаження
R	Резистори	Повернення, зброс, активний опір, реверсивний, частота обертання, червоний	RK	Термістор
			RS	Шунт вимірювальний
			RP	Потенціометр
			RR	Реостат
			RT	Терморезистор
			RV	Варистор
S	Комутаційний пристрій у колах керування, сигналізації, вимірювання	Рубильник, синхронізація, повторний стабілізатор, запам'ятовування, запис, контроль	SA	Перемикач, ключі кіл керування
			SAB	Перемикач блокування
			SB	Кнопка
			SF	Автоматичний вимикач
			SG	Блок випробувальний
			SN	Перемикач: - вимірювання
			SS	- синхронізації
			SV	- кіл напруги
T	Трансформатор, автотрансформатор	Час, затримка, відключити, температура, транзистор	SQ	Кінцевий, шляховий вимикач
			TA	Трансформатор струму
			TAV	Трансреактор
			TB	Трансформатор власних потреб (ВП)
			TL	Трансформатор: - проміжний
			TUV	- регулювальний (напруги)
			TS	Стабілізатор
			TV	Трансформатор напруги

Продовження таблиці Б1

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	- потужності
			UZ	- інвертор
V	Прилади електровакуумні та напівпровідникові	Напруга, швидкість, прилади вакуумні, напівпровідникові	VC	Випрямлювач
			VD	Діоди, випрямлювальні стовпи
			VL	Електровакуумні прилади, ЕЛТ
			VS	Тиристор
			VT	Транзистор
W	Лінії та елементи НВЧ антени	Білий, потужність, додавання	W	ПЛ
X	З'єднання контактне	Контактне з'єднання, множення, опір реактивний	XA	Випробувальний блок
			XB	Накладка, перемичка
			XG	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 привід	YA	Електромагніт
			YAB	Замок блокування (електричний)
			YAC	Електромагніт: - увімкнення
			YAT	- вимкнення
Z	Пристрої кінцеві, фільтри, обмежувачі	Обмежувач, фільтр, цифровий, повний опір	ZA	Фільтр струму
			ZF	Фільтр частотний
			ZV	Фільтр напруги

ДОДАТОК В
(довідковий)
МАРКУВАННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ВТОРИННИХ КІЛ

Таблиця В1 – Шинки управління і ламп сигналізації положення у колах постійного струму

Позиційне позначення шинки	Марка кола шинки	Призначення шинки	
<i>+EY</i> <i>-EY</i>	- -	Шинки живлення електромагнітів включення масляних вимикачів	
<i>+EC</i> <i>+EC1</i> <i>+EC2</i>	- - -	“+” управління	При одній системі шинок управління І системи шинок ІІ системи шинок
<i>-EC</i> <i>-EC1</i> <i>-EC2</i>	- - -	“-” управління	При одній системі шинок управління І системи шинок ІІ системи шинок
<i>(+)EP</i> <i>(+)EP1</i> <i>(+)EP2</i>	100 - -	Шинка “мигання” ламп сигналізації положення вимикачів	При одній системі шинок управління І системи шинок ІІ системи шинок
<i>(+)EC</i> <i>(+)EC1</i> <i>(+)EC2</i>	200 - -	“Темний” плюс сигналізації (при живленні ламп сигналізації від кіл управління)	При одній системі шинок управління І системи шинок ІІ системи шинок

Таблиця В2 – Шинки сигналізації у колах постійного струму

Позиційне позначення шинки	Марка кола шинки	Призначення шинки
1	2	3
<i>+EH</i>	701	“+” сигналізації
<i>-EH</i>	702	“-” сигналізації
<i>(+)EH</i>	703	“Темний” плюс сигналізації (при живленні ламп від кіл сигналізації)
<i>EHL</i>	704	Шинка перевірки справності ламп сигнальних табло
<i>ENA</i>	707 (705)	Шинка звукової сигналізації аварійного відключення

Продовження таблиці В2

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 секцію КРП СН 6 кВ при несправностях на секції (N – номер секції)	
<i>ЕА1</i> <i>ЕА2</i>		Допоміжні шинки сигналізації для підстанції	

Таблиця В3 – Розподіл груп чисел для позначення кіл управління постійного струму

Найменування кола	Групи чисел для позначення кіл управління комутаційних апаратів у межах однієї проектно-функціональної групи					
Основна група чисел	1-99	101-199	201-299	301-399	401-499	501-599
1	2	3	4	5	6	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
Коло вмикання	3 103	203		303	403	503
Коло зеленої лампи (при світловому контролі) або коло котушки проміжного реле КQT (при звуковому контролі кола вмикання)	5	105	205	305	405	505
Коло вимикання	33 133	233		333	433	533
Коло червоної лампи (при світловому контролі) або коло котушки проміжного реле КQC (при звуковому контролі кола вимикання)	35	135	235	335	435	535
Кола вмикання	3-19	103-119	203-219	303-319	403-419	503-519
Кола котушок реле-повторювачів шинних роз'єднувачів	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 В3

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 котушок 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 вмикання 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 В4 – Розподіл груп чисел для позначення кіл управління змінного струму

Найменування кола	Групи чисел для маркування кіл (вимикача і ін.) у межах однієї проектної 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 вмикання	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 котушок 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 вмикання вимикачів	871-874 (A, B, C, N)			
Кола індивідуальних сигналів	900-999			

Таблиця В5 – Позначення кіл трансформаторів струму для релейного захисту і вимірювальних приладів однієї функціональної проектної групи

Позначення ТС в схемі	Позначення для струмових кіл для фази				Додаткові порядкові номери струмових кіл
	А	В	С	Н	
ТА1	A411-A419	B411-B419	C411-C419	N411-N419	A (В, С, N) 4110-4119
ТА2	A421-A429	B421-B429	C421-C429	N421-N429	A (В, С, N) 4210-4219
...	...	...	...	...	...
ТА9	A491-A499	B491-B499	C491-C499	N491-N499	A (В, С, N) 4910-4919
ТА10	A501-A509	B501-B509	C501-C509	N501-N509	A (В, С, N) 5010-5019
ТА11	A511-A519	B511-B519	C511-C519	N511-N519	A (В, С, N) 5110-5119
...	...	...	...	...	...
ТА19	A591-A599	B591-B599	C591-C599	N591-N599	A (В, С, N) 5910-5919
ТА20	A801-A809	B801-B809	C801-C809	N801-N809	A (В, С, N) 8010-8019
ТА21	A811-A819	B811-B819	C811-C819	N811-N819	A (В, С, N) 8110-8119

Таблиця В6 – Позначення кіл трансформаторів напруги для релейного захисту і вимірювальних приладів однієї функціональної проектної групи

Позначення ТН в схемі	Позначення кіл напруги для фази				
	А	В	С	Н	Н
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 В7 – 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 ТН обхідної секції шин	
	Буквені позначення	Числові значення	Буквені позначення	Числові значення	Буквені позначення	Числові значення
330 220 110	EV1.A (В, С, N, H, U, K, F)	641 621 611	EV2.A (В, С, N, H, U, K, F)	642 622 612	EV (В, U, F)	650
35 6-10	EV1.A (В, С, N, H, U, K)	631 661	EV2.A (В, С, N, H, U, K)	632 662	-	-
CH3-6	EV1.A (В, С, N, H, U, K)	630	EV2.A (В, С, N, H, U, K)	-	-	-

ДОДАТОК Г (довідковий)

Таблиця Г1 – Конструктивні параметри самоутримних ізольованих проводів

Кількість і номінальний переріз жил, мм ²	Кількість утримних жил	Загальний переріз утримних жил, мм ²	Розривне зусилля утримних жил, кН	Діаметр проводу, мм	Розрахункова маса проводу, кг/км
1	2	3	4	5	6
Проводи марки AsXS (ТУ У31.3-00113997.015-2001)					
1x16	1	15,9	2,89	7,1	72,0
1x25		24,93	4,34	8,7	107,0
1x35		34,90	5,91	9,8	133,0
1x50		50,10	8,198	11,0	187,0
1x70		69,59	11,29	13,0	247,0
2x16	2	31,80	5,0	14,2	142,0
2x25		49,86	7,8	17,4	215,0
2x35		69,80	11,0	19,6	266,0
4x16	4	63,60	9,80	17,2	289,0
4x25		99,72	15,4	21,0	433,0
4x35	4	139,60	21,5	23,7	532,0
4x35+25	4			25,0	636,0
4x35+35	4			25,5	667,0
4x50	4	200,40	30,7	28,0	749,0
4x50+25	4			29,0	849,0
4x50+35	4			29,5	881,0
4x50+2x25	4			30,0	951,0
4x50+2x35	4			31,0	1014,0
4x70	4	278,36	43,0	31,5	988,0
4x70+25	4			33,5	1091,0
4x70+35	4			34,0	1123,0
4x70+2x25	4			34,5	1193,0
4x70+2x35	4			35,3	1256,0
4x95	4	378,88	58,4	36,0	1330,0
4x95+25	4			38,0	1430,0
4x95+35	4			38,5	1462,0
4x95+2x25	4			39,0	1533,0
4x95+2x35	4			39,5	1595,0
4x120	4	481,20	73,7	39,7	1635,0
4x120+25	4			41,0	1736,0
4x120+35	4			41,5	1767,0

Продовження таблиці Г1

1	2	3	4	5	6
4x120+2x25	4			42,0	1837,0
4x120+2x35	4			43,0	1901,0
Проводи марки САПсш, САСПсш (ТУ У 00113997.011-95)					
2x16	2	31,80	31,80	14,2	133
3x10+16	1	15,90	4,65 (6,22)	13,66	181
3x16+25		24,93	6,97 (9,29)	16,70	278
3x25+35		34,90	9,60 (13,52)	19,17	399
3x35+50		50,10	13,83 (16,64)	22,82	553
3x50+70		69,59	17,00 (23,46)	26,00	751
3x70+95		94,72	19,30 (32,43)	29,93	1030
3x95+95		94,72	19,30 (32,43)	32,73	1247
3x120+95		94,72	19,30 (32,43)	34,21	1503
3x25+35+25	1	34,90	9,60 (13,52)	25,42	501
3x35+50+25		50,10	13,83 (16,64)	26,08	654
3x50+70+25		69,59	17,00 (23,46)	29,35	853
3x70+95+25		94,72	19,30 (32,43)	33,37	1132
3x95+95+25		94,72	19,30 (32,43)	37,07	1348
3x120+95+25		94,72	19,30 (32,43)	39,03	1605
3x35+50+35		50,10	13,83 (16,64)	26,73	691
3x50+70+35		69,59	17,00 (23,46)	29,91	889
3x70+95+35		94,72	19,30 (32,43)	33,81	1169
3x95+95+35		94,72	19,30 (32,43)	37,38	1385
3x120+95+35		94,72	19,30 (32,43)	39,26	1642

Примітка – В дужках наведено розривне зусилля для випадку застосування для утримної жили сталевалюмінієвого проводу відповідного перерізу згідно з ГОСТ 839-80.

ДОДАТОК Д1 (довідковий)

Комплектні трансформаторні підстанції блочні КТПБР-110/35/10(6)

Комплектні трансформаторні підстанції блочного типу КТПБР-110 призначені для транзиту, прийому, трансформування і розподілу електроенергії 3-х фазного змінного струму частотою 50 Гц.

Приклад умовного позначення:

КТПБР-110-4Т/35-5В/10-2 Х 16000-КРПЗ-10-Л-1-1-96У1-ТУ У 00113997.014-96

Розшифровується:

Комплектна трансформаторна підстанція блочна з ВН-110 кВ з ВРП по схемі 110-4, з вимикачем ВМТ-110. На стороні середньої напруги застосовуються ВРП 35 кВ по схемі 35-5 з вимикачами ВБПЗ-35. Номінальна напруга обмоток НН силового трансформатора – 10 кВ. На підстанції передбачено установка двох силових трансформаторів потужністю 16000 кВА кожний. На низькій стороні КТПБР застосовується КРП 10 кВ типу КРПЗ-10, розміщена зліва. Підстанція може працювати в умовах забруднення 1-11 ступенів. ЗПУ заводської поставки. Конструкція КТПБР розроблена в 1996 році і розрахована для роботи в умовах кліматичного району У при категорії розміщення 1.

КТПБР виготовляються і поставляються згідно слідуючих схем:

- 110-1 – два блоки + лінія – трансформатор з роз'єднувачем;
- 110-2 – два блоки + лінія – трансформатор з вимикачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії 110 кВ;
- 110-3 – місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою зі сторони ліній 110 кВ;
- 110-4 – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів.

Таблиця Д1.1 – Технічна характеристика КТПБР-110/35/10

Найменування параметрів	Один. виміру	Значення параметрів на стороні		
		110 кВ	35 кВ	10 (6) кВ
1. Кількість силових трансформаторів	шт.	1; 2	1; 2	-
2. Потужність силових трансформаторів	кВт	2500-40000	2500-40000	-
3. Номінальна напруга	кВ	110	35	10 (6)
4. Номінальний струм збірних шин	А	1000	630	1000-3150
5. Кількість приєднань	один.	2	2-4	5-30
6. Струм електродинамічної стійкості	кА	52	32	51
7. Напруга оперативного струму	В	Постійний (випрямлений), 220	Постійний (випрямлений), 220	Постійний (випрямлений), 220

Таблиця Д1.2 – Технічна характеристика КТПБР-35/10(6)

Показники	Один. виміру	Значення показників	
		КТПБР-35/10	КТПР-35/10
1. Номінальна напруга			
- на стороні ВН	кВ	35	35
- на стороні НН	кВ	10; 6	10; 6
2. Струм	-	Змінний, 3- фазний	Змінний, 3- фазний
3. Кількість схем головних електричних з'єднань	од.	4	4
4. Кількість силових трансформаторів	шт.	1; 2	1; 2
5. Потужність силових трансформаторів	кВА	4000; 6300	4000; 6300
6. Номінальний струм ВРП-35 кВ	А	630	630
7. Граничний скрізний струм к. з.	кА	26	26
8. Трисекундний струм термічної стійкості	кА	10	10
9. Напруга оперативного струму	В	220	220
10. Габаритні розміри ВРП, по схемах головних кіл:			
35-3Н	м	24×12	25.2×31.9
35-4Н	м	27×27	25.2×31.9
35-5АН	м	27×27	25.2×31.9
35-9	м	30×35	37.8×31.9

Комплектні розподільчі пристрої 35 кВ

ЗАТ „Высоковольтный Союз”

КУ35 – КРП 35 кВ внутрішнього встановлювання. КРП даної серії комплектується вакуумним вимикачем внутрішнього встановлення серії ВР35або елегазовими вимикачами HD4 (ABB) і призначені для будови розподільчих пристроїв 35 кВ закритих трансформаторних підстанцій. Використовуються в складі комплектних трансформаторних підстанцій 35/10(6) кВ і 110/35/10(6) кВ, а також в якості самостійних розподільчих пристроїв внутрішнього встановлювання. Комірка КРП поділена на відсік збірних шин і відсік викатного елемента, один чи два релейних відсіку. Передбачено шинний увід зверху або знизу, виводи збірних і лінійних шин в обидві сторони.

КРПЗ-35 – закритий розподільчий пристрій зовнішнього встановлювання. Призначений для монтажу розподільчих пристроїв 35 кВ при відсутності капітальних будівель і представляє собою металоблочну споруду з вмонтованими шафами КРП серії КУ35. КРПЗ-35 складається з окремих транспортабельних секцій двох типів: секцій з шафами КУ35, відповідно схемам з'єднань, і двох торцевих секцій-тамбурів без електротехнічного обладнання.

Таблиця Д1.3 – Технічні характеристики комплектних розподільчих пристроїв 35 кВ (КУ35)

Номинальна напруга, кВ	35
Номинальний струм головних з'єднань, А	630; 1000
Частота, Гц	50; 60
Номинальний струм збірних шин, А	1600
Номинальний струм відключення вимикача, кА	20
Струм термічної стійкості (3 с.), кА	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	51
Напруга допоміжних кіл, В	220
Ступінь захисту по ГОСТ 14254	IP20
Габаритні розміри, мм	
- ширина	1500
- глибина	2715
- висота	2200
Маса, кг	до 900

ДОДАТОК Д2 (довідковий)

Комплектні трансформаторні підстанції блочні КТПБР-35/10(6)

Комплектні трансформаторні підстанції складаються з блоків заводського виготовлення КТПБР-35/10(6) призначені для транзиту, прийому, перетворення і розподілу електроенергії трифазного змінного струму частоти 50 Гц при номінальних робочих напругах 35, 10(6) кВ.

Структура умовного позначення КТПБР-35/10(6)

КТПБР-35 / 10 – 0 × 0 – 0 – У
 1 2 3 4 5 6 7

- 1 – Комплектна трансформаторна підстанція блочна розподільна;
- 2 – Номінальна робоча напруга на стороні ВН, кВ;
- 3 – Номінальна робоча напруга на стороні НН, кВ;
- 4 – Кількість застосованих трансформаторів;
- 5 – Потужність трансформаторів, кВА;
- 6 – Номер типової схеми головних кіл по сітці схем;
- 7 – Кліматичне виконання і категорія розміщення.

Таблиця Д2.1 – Технічна характеристика КТПБР-35/10(6)

Показники	Один. виміру	Значення показників	
		КТПБР-35/10	КТПР-35/10
1. Номінальна напруга			
- на стороні ВН	кВ	35	35
- на стороні НН	кВ	10; 6	10; 6
2. Струм	-	Змінний, 3-фазний	Змінний, 3-фазний
3. Кількість схем головних електричних з'єднань	од.	4	4
4. Кількість силових трансформаторів	шт.	1; 2	1; 2
5. Потужність силових трансформаторів	кВА	4000; 6300	4000; 6300
6. Номінальний струм ВРП-35 кВ	А	630	630
7. Граничний скрізний струм к. з.	кА	26	26
8. Трисекундний струм термічної стійкості	кА	10	10
9. Напруга оперативного струму	В	220	220
10. Габаритні розміри ВРП, по схемах головних кіл:			
35-3Н	м	24×12	25.2×31.9
35-4Н	м	27×27	25.2×31.9
35-5АН	м	27×27	25.2×31.9
35-9	м	30×35	37.8×31.9

Комплектні розподільчі пристрої 35 кВ

ЗАТ „Высоковольтный Союз”

КУ35 – КРП 35 кВ внутрішнього встановлювання. КРП даної серії комплектується вакуумним вимикачем внутрішнього встановлення серії ВР35 або елегазовими вимикачами HD4 (ABB) і призначені для будови розподільчих пристроїв 35 кВ закритих трансформаторних підстанцій. Використовуються в складі комплектних трансформаторних підстанцій 35/10(6) кВ і 110/35/10(6) кВ, а також в якості самостійних розподільчих пристроїв внутрішнього встановлювання. Комірка КРП поділена на відсік збірних шин і відсік викотного елемента, один чи два релейних відсіка. Передбачено шинний увід зверху або знизу, виводи збірних і лінійних шин в обидві сторони.

ДОДАТОК ДЗ (довідковий)

Технічні характеристики деяких розподільчих пристроїв напругою 10 кВ

ДЗ.1 Комплектні розподільчі пристрої серії КУ 10

КУ-10 Ц – найбільш універсальна серія комплектних розподільчих пристроїв внутрішнього встановлення. Шафи КРП комплектуються вакуумними (серії ВР) або елегазовими (серії LF або VD) вимикачами, що дозволяє будувати розподільчі пристрої напругою 6-10 кВ будь-якої складності.

КУ-10 С – нове покоління КРП-10 кВ з розташуванням висувного елемента у середньому відсіку шафи КРП. Комплектуються вакуумними вимикачами серії ВРС-10 і застосовуються в розподільчих пристроях підстанцій.

Основні технічні характеристики даної серії розподільчих пристроїв наведені у таблиці ДЗ.1.1.

Таблиця ДЗ.1.1 – Основні технічні характеристики КРП серії КУ-10

Найменування параметру	Серія		Виробник
	КУ-10Ц	КУ-10С	
Номинальна напруга, кВ	6; 10	10	ABB „РЗВА” м. Рівно Україна
Номинальний струм головних з'єднань, А	630-3150	630-3150	
Струм електродинамічної стійкості, кА	51; 81	51; 81; 102	
Габаритні розміри, мм			
- ширина	750; 900	750; 900	
- глибина	1000; 1200; 1300	1400; 1500	
- висота	2000	2300	

ДЗ.2 Комплектні розподільчі пристрої зовнішньої установки

КРПЗ-10, КРЗ-10, КРДЗ-10 – комплектні розподільні пристрої зовнішньої установки. Представляють утеплену або неутеплену металоблочну споруду з вмонтованим обладнанням для обігріву, освітлення та вентиляції. КРПЗ-10 призначені для прийому, перетворювання і розподілу електроенергії трифазного змінного струму напругою 6-10 кВ та частотою 50 Гц в системах з ізолюваною або заземленою нейтраллю через пристрої з великим опором.

КРПЗ-10 комплектуються шафами серії КУ-10 або шафами КСО серії ВС-12 по бажанню замовника. Ці КРП, як правило, поставляються у складі комплектних трансформаторних підстанцій типу КТПБР-110/35/10(6) або по окремому замовленню.

Шафи КРЗ-10 поставляються, як правило, в комплекті обладнання КТПБР-35/10, а також окремо для розширення вже діючих РП з шафами інших серій, з'єднання з якими здійснюється через перехідні шафи, що входять до серії КРЗ-10.

По замовленню шафи КРЗ-10 можуть комплектуватися вакуумними, мало масляними або елегазовими вимикачами типів: ВВ-10У, ВМК-10, ВГ-10. Привід вимикачів пружиний.

КРДЗ-10 призначені для розміщення в них КРП серії КРЗ-10. Елементи конструкції КРДЗ-10 сумісно з шафами КРЗ-10 утворюють ізольоване від зовнішнього середовища приміщення з дверрю і коридором обслуговування. КРДЗ-10 устатковані системами освітлення та вентиляції. Вони, як правило, входять до складу КТПБР-35/10(6), но можуть поставлятися по окремому замовленню.

Основні технічні дані цієї серії КРП наведені у таблиці ДЗ.2.1.

Таблиця ДЗ.2.1 - Технічні характеристики комплектних розподільчих пристроїв зовнішньої установки

Найменування параметру	Серія			Вироб- ник
	КРПЗ-10	КРЗ-10	КРДЗ-10	
Номинальна напруга, кВ	6; 10	6; 10	6; 10	АВВ „РЗВА” м. Рівне Україна
Номинальний струм первинних кіл, А	630-3150	630; 1000	630; 1000; 1600	
Номинальний струм збірних шин, А	1000; 1600; 2000; 3150	630; 1000	630; 1000; 1600	
Номинальний первинний струм трансформаторів струму, А	-	50; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	-	
Номинальний струм відключення комутаційного апарату, вмонтованого в шафу, кА	-	20,0	-	
Струм термічної стійкості комутаційних апаратів, кА	-	20,0	-	
Струм електродинамічної стійкості, кА	-	51,0	-	
Час проходження струму термічної стійкості, с	-	3,0	-	
Номинальна потужність трансформатора власних потреб, кВА	-	25; 40	-	
Габаритні розміри:				
- ширина	3850	800	7440	
- глибина	-	1500	5760	
- висота	3100	2200	3198	

ДЗ.3 Комплектні розподільчі пристрої внутрішньої установки серії КГМ

КГМ-10(6) – призначені для роботи в електричних мережах трифазного змінного струму частотою 50-60 Гц з ізольованою або частково заземленою нейтраллю, а також заземленою через дугогасящі реактори нейтраллю з використанням в умовах помірного та тропічного кліматів. Комплектуються елегазовими вимикачами серії VF.07; VF.12; HA-3. По технічним даним КГМ-10(6) повністю замінюють КРП серії KE-6(C) і KE-10, але мають кращі габаритно-вагові характеристики та більш низьку вартість. Основні технічні дані КГМ-10(6) наведені у таблиці ДЗ.3.1

Таблиця ДЗ.3.1 – Технічні характеристики комплектних розподільчих пристроїв серії КГМ

Найменування параметру	КГМ-6(С)	КГМ-10	Виробник
Номінальна напруга, кВ	6	10	ABB „РЗВА” м. Рівне Україна
Номінальна робоча напруга, кВ	7,2	12	
Номінальний струм первинних кіл, А	630; 1000; 1600; 2000; 3150	630; 1000; 1600; 2000; 3150	
Номінальний струм збірних шин, А	1000; 1600; 2000; 3150	1000; 1600; 2000; 3150	
Номінальний первинний струм трансформаторів струму, А	300; 400; 600; 1000; 1600; 2000; 3000		
Номінальний струм відключення комутаційного апарату, кА	31,5	40,0	
Струм електродинамічної стійкості, кА	80; 128	80; 102	
Номінальна напруга допоміжних кіл, В: - постійного струму - змінного струму	110; 220	110; 220	
	110; 127; 220	110; 127; 220	
Габаритні розміри: - ширина - глибина - висота	750	750	
	1585	1585	
	2100	2100	

ДЗ.4 Комплектні розподільчі пристрої серії TEL

КРУ/TEL призначені для прийому і розподілення електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц на номінальну напругу до 10 кВ в мережах з ізольованою нейтраллю при нормальних та аварійних режимах роботи мереж.

Структура умовного позначення

КРУ / TEL - X – X / X – X – X X

1 2 3 4 5 6 7 8

1 – комплектний розподільчий пристрій;

- 2 – найменування серії;
- 3 – номінальна напруга, кВ;
- 4 – номінальний струм відключення вимикача, вмонтованого в КРУ, кА;
- 5 – номінальний струм збірних шин, А;
- 6 – номери схем модулів головних кіл встановлених в шафах КРУ;
- 7 – кліматичне виконання по ГОСТ15150 (У);
- 8 – категорія розміщення по ГОСТ15150.

Приклад позначення - КРУ/TEL-10-16/400-0496-У3

Шафа КРУ серії TEL на номінальну напругу 10 кВ, з номінальним струмом відключення вимикача 16 кА і номінальним струмом збірних шин 400 А, яка містить модулі 4,9 і 6 схем головних кіл. Шафа призначена для використання в умовах помірного клімату і для розташування в неопалювальних приміщеннях. Основні технічні характеристики комплектних розподільчих пристроїв серії TEL наведені у таблиці ДЗ.4.1

Таблиця ДЗ.4.1 - Технічні характеристики комплектних розподільчих пристроїв серії TEL

Найменування параметра	Значення параметра	Виробник
Номінальна напруга, кВ	10	
Найбільша робоча напруга, кВ	12	
Номінальний струм головних кіл, А:		
- однокабельного приєднання	400	
- двокабельного приєднання	630	
Номінальний струм збірних шин, А	400	
Номінальний струм відключення вимикача, вмонтованого в КРУ, кА	16,0	Підприємство „Таврида електрик” м. Севастополь, АР Крим,
Струм термічної стійкості, кА	16,0	
Тривалість проходження струму термічної стійкості, с	4,0	
Номінальний струм електродинамічної стійкості, кА	41,0	
Номінальна напруга допоміжних кіл постійного струму, В	220	
Допустиме відхилення напруги допоміжних кіл	-15%; +10%	

ДОДАТОК Д4 (довідковий)

Комплектні трансформаторні підстанції блочні КТП 1(2)-10/0,4 кВ

Комплектні трансформаторні підстанції тупикові і прохідні – КТП 1,2 потужністю 40, 63, 100, 160, 250, 400 кВА, напругою з високої сторони (ВН) 6 або 10 кВ напругою НН 0,4 кВ призначені для прийому, перетворення і розподілення електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц в системах з глухозаземленою нейтраллю трансформатора на стороні низької напруги. КТП призначені для електропостачання сільськогосподарських споживачів, окремих населених пунктів і невеликих промислових об'єктів в районах з помірним кліматом (від -40⁰С до +40⁰С). КТП ставляться на бетонну площадку.

Високовольтний увід – повітряні чи кабельні, відводи відходячих ліній - повітряні чи кабельні.

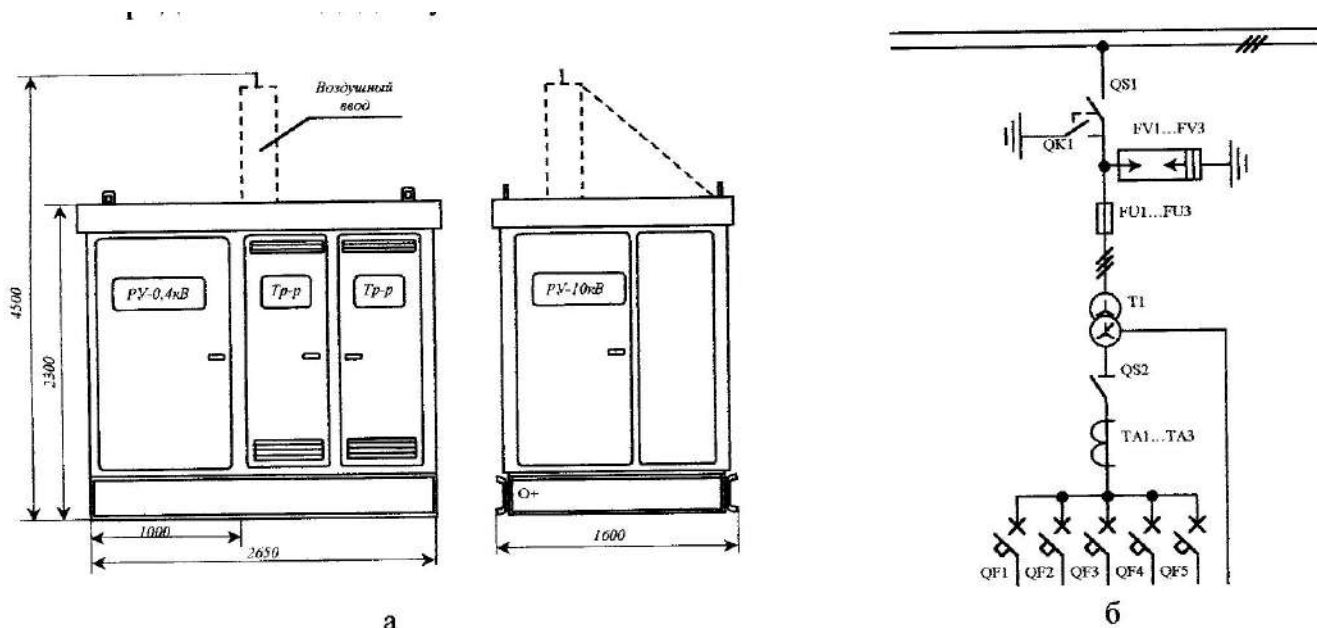
Приклад запису позначення типу виконання КТП 1 з тупиковою схемою ВН потужністю 250 кВА з повітряним уводом ВН і кабельним уводом НН:

КТП 1-250/10/0,4/-92-У1 ТУ У 32.2-30876466-004-2002 увід ВН – повітряний, увід НН – кабельний.

Таблиця Д4.1 – Технічні дані ТОВ „Укрелектрокомплект” (м. Хмельницький)

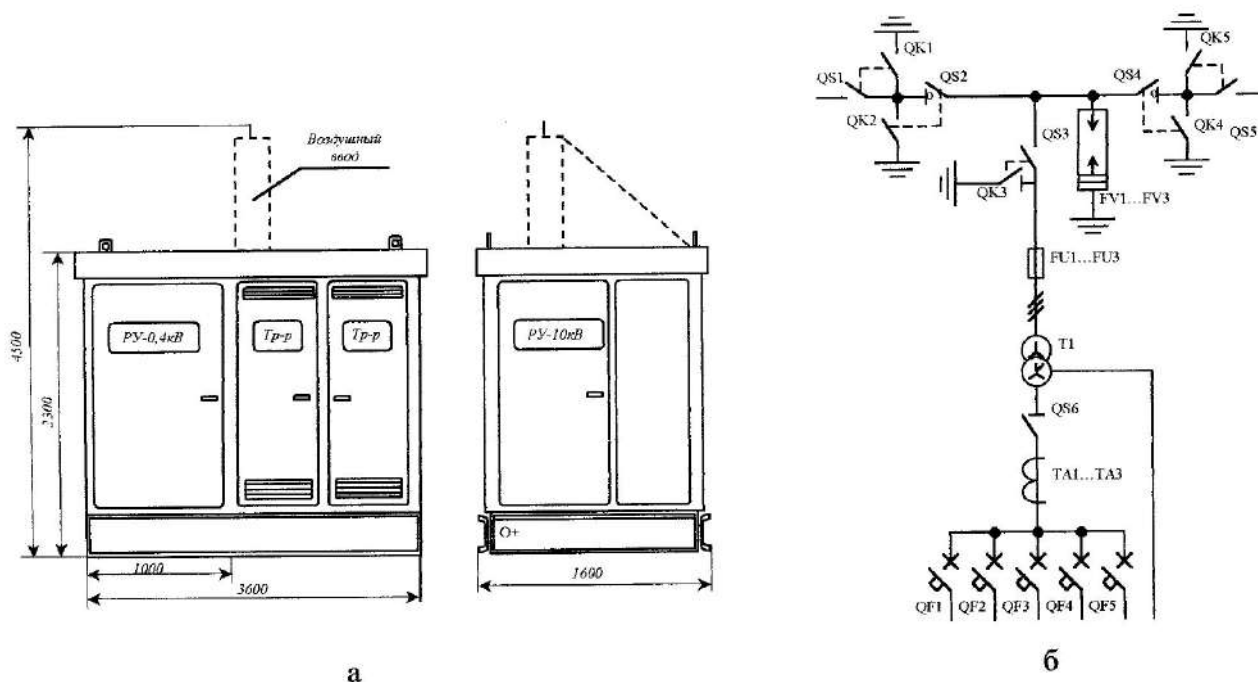
Позначення	Потужність, кВА	Номинальний струм, А і кількість відходячих ліній
КТП тупикові, прохідні	40	63 - 2; 80 - 1
	63	63 - 2; 80 - 1
	100	63 - 2; 80 - 1
	160	80 - 1; 100 - 1; 160 - 2
	250	100 - 2; 200 - 2
	400	100 - 2; 160 - 1; 200 - 1; 400 - 1

В КТП передбачено лінії вуличного освітлення, які автоматично включаються від сигналу реле. На стороні НН встановлено автоматичні вимикачі. Їх кількість і номінальний струм приведено в таблиці.



а – загальний вид; б – принципова однолінійна схема

Рисунок Д4.1 – Тупикова КТП-10/ 0,4 кВ



а – загальний вид; б – принципова однолінійна схема

Рисунок Д4.2 – Прохідна КТП-10/ 0,4 кВ

До комплекту поставки КТП входять РЛНДз-10/630.

Струм термічної стійкості на стороні ВН протягом 1 с – 5,0 кА

Струм електродинамічної стійкості на стороні ВН – 12,5 кА

Таблиця Д4.2 – Технічні дані КТП-10/0,4 кВ ААБ РЗВА (м. Рівно)

Позначення	Потужність, кВА	Номінальний струм, А і кількість відходячих ліній
КТП тупикові, прохідні	25	31,5 - 2
	40	31,5 - 1; 63 - 1
	63	40 - 2; 63 - 1
	100	63 - 2; 80 - 1; 100 - 1
	160	63 - 1; 100 - 1; 160 - 1
	250	100 - 2; 200 - 2
	400	100 - 2; 160 - 1; 200 - 1; 400 - 1

Комплектна трансформаторна підстанція кіоскового типу (КТПК) „JUNIOR”

Призначена для прийому, трансформування і розподілення електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц і 60 Гц, напругою 6 і 10 кВ.

Основні технічні дані КТПК „JUNIOR” наведені у таблиці Д4.3

Таблиця Д4.3 - Технічні дані КТПК „JUNIOR”

Потужність трансформатора, кВА	63; 100; 160; 250
Номінальна напруга, кВ:	
- ВН	6,0; 10
- НН	0,23; 0,4
Тип уводу:	
- ВН	кабельний
- НН	кабельний
Габаритні розміри, мм: (ширина - глибина - висота)	1550 - 1600 - 1865

Таблиця Д4.4 – Паспортні дані комплектних розподільчих пристроїв

Найменування параметру	Серія												
	КСО 272	КСО 393	КВ	К-63	КТМ	КРПЗ-10	КРЗ-10	КУ-10Ц	КУ-10	КМ-1Ф	КСО 393	КУ-2	КТ-6
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Номинальна напруга, кВ	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10
Номинальний струм первинних кіл, А	630; 1000	630	400; 630; 1000	630; 1000; 1600	630-3150	630-3150	630; 1000	630-1600	630-3150	630; 1000; 1600	630; 1000	630; 1250	630-3150
Номинальний струм збірних шин, А	630; 1000			1000; 1600; 2000; 3150		1000; 1600; 2000; 3150	630; 1000		1000; 1600; 2000; 3150			1000; 1600	1600; 2000; 3150
Номинальний струм відключення комутаційного апарату, вмонтованого в шафу, кА	20,0	20,0; 31,5	20,0	12,5; 16,0; 20,0; 31,5	31,5; 40,0		20,0	20,0; 31,5		20,0; 31,5		20,0	40,0
Струм термічної стійкості комутаційних апаратів, кА	20,0		20,0	20,0; 31,5	31,5; 40,0		20,0	20,0; 31,5	20,0; 31,5; 40,0	20,0; 31,5	16,0	20,0	40,0
Струм електродинамічної стійкості, кА	51,0	20,0		51,0; 81,0	80,0; 102,0; 128,0		51,0	51,0; 81,0	51,0; 81,0; 102,0	51,0; 81,0	41,0	51,0	102,0; 128,0

Продовження таблиці Д4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Час проходження струму термічної стійкості, с	1		3	3	3		3	3	3	3	3	3	3
Номинальна потужність трансформатора власних потреб, кВА							25; 40						
Габаритні розміри, мм:													
- ширина	1000	500 (800)		750	750	3850	2260	750	750		800	300 (500)	750; 1125
- глибина	1200	800		1165	1585	L	1500	1000	1000		800	1000	1850
- висота	2870 (2600)	1900		2268	2100	3100	800	2000	2000		1900	2212	2485; 2645
Виробник	«Вилком-Електро», м. Харків, Україна			ГК «Електро-щит», ТМ-Самара	АББ РЗВА – Україна, м. Рівно					«Южная Электротехническая Компания», м. Одеса		ВАТ «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»	

Таблиця Д4.5 – Технічна характеристика мачтових комплектних трансформаторних підстанцій серії КТПМ 25...250/10(6)/0,4У1

Показники	КТПМ 25...250/10(6)/0,4У1	КТП1,2- 63...400/10/0,4У1
Номинальна напруга - на стороні ВН, кВ	6; 10	6; 10
- на стороні НН, кВ	0,4	0,4
Струм, А		
Кількість схем головних електричних з'єднань, од.		
Кількість силових трансформаторів, шт.	1	1; 2
Номинальний струм збірних шин, А		
Граничний скрізний струм к. з., кА		
Три секундний струм термічної стійкості, кА		
Струм термічної стійкості впродовж 1 с на стороні ВН, кА	6,3	5,0
Струм електродинамічної стійкості на стороні ВН, кА	16	12,5
Виробник	„Вилком-Електро”, Україна, м. Харків	ООО „Укрелектрокомплект” Україна, м. Хмельницький

Таблиця Д5.1.1 – Номенклатура та технічні характеристики роз'єднувачів

Тип роз'єднувача	Номінальна напруга $U_{ном}$, кВ	Номінальний струм $I_{ном}$, А	Струм електродинамічної стійкості (амплітуда) i_{max} , кА	Струм термічної стійкості $I_{ТС}$, кА	Тривалість проходження струму термічної стійкості, с	Норматив виконання (ГОСТ, ДСТУ, ТУ)	Тип приводу та норматив його виконання	Виробник
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РДЗ.1-110/1000УХЛ1	110	1000	80	31,5 (3)		ТУ У343563759-94	ПРЗ.1УХЛ1	„АВВ РЗВА” м. Рівно Україна
РДЗ.1-110Б/1000УХЛ1	110	1000	80	31,5 (3)			ПРЗ.1УХЛ1	
РДЗ.2-110/1000УХЛ1	110	1000	80	31,5 (3)			ПРЗ.2УХЛ1	
РДЗ.2-110Б/1000УХЛ1	110	1000	80	31,5 (3) 31,5 (3)			ПРЗ.2УХЛ1	
РД-110/1000УХЛ1	110	1000	80	31,5 (3)			ПР УХЛ1	
РД-110Б/1000УХЛ1	110	1000	80	31,5 (3)			ПР УХЛ1	
РДЗ.2-110-11/1000У1	110	1000	51	20,0 (3)				ВАТ „ЗЗВА” м. Запоріжжя
РГП 110/1250(2000)УХЛ1	110	1250 (2000)	63 (100)	25; 40 (3)				„ГК „Електроцит” – ТМ Самара”
РДЗ-35/1000УХЛ1	35	1000	63	25,0		ТУ У343563759-94	ПР УХЛ1	„АВВ РЗВА” м. Рівно Україна
РД-35Б/1000УХЛ1	35	1000	63	25,0			ПР УХЛ1	
РДЗ.1-35/1000УХЛ1	35	1000	63	25,0			ПРЗ.1УХЛ1	
РДЗ.1-35Б/1000УХЛ1	35	1000	63	25,0			ПРЗ.1УХЛ1	
РДЗ.2-35/1000УХЛ1	35	1000	63	25,0			ПРЗ.2УХЛ1	
РДЗ.2-35Б/1000УХЛ1	35	1000	63	25,0			ПРЗ.2УХЛ1	

Продовження таблиці Д5.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
РД-35/1000УХЛ1	35	1000	63	25,0	-		ПР2УХЛ1	ООО „Укрелектрокомплект” м. Хмельницький Україна
РДЗ-35/1000УХЛ1	35	1000	25	10,0	-		ПР2УХЛ1	„ІК „Електроцит” – ТМ Самара
РГПІ-35/1000УХЛ1	35	1000	50	20,0	3		-	
РЛН-10/400У1	10	400	20	8,0	-			ВАТ „ЗЗВА” м. Запоріжжя Україна
РЛНЗ-10/400У1	10	400	20	8,0	-		ПРНЗ-2-10	
РВ-10/630УХЛ4	10	630		20,0	-		ПР10; ПР11	
РВ-10/1000УХЛ4	10	1000	51	20,0	-		ПР10; ПР11	
РВЗ-10/630 ІУХЛ4	10	630	51	20,0	-		ПР10; ПР11	
РВЗ-10/1000 ІУХЛ4	10	1000	51	20,0	-		ПР10; ПР11	
РВФ-10/630-ІІІ-УХЛ4	10	630	51	20,0	-		ПР10; ПР11	
РВФЗ-10/630-ІІІ-УХЛ4	10	630	51	20,0	-		ПР10; ПР11	
РВФЗ-10/1000-ІІІ-УХЛ4	10	1000	51	20,0	-		ПР10; ПР11	
РВО-10/400У3	10	400	41	16,0	-		ПР10; ПР11	„АВВ РЗВА” м. Рівно Україна
РВО-10/630У3	10	630	52	20,0	-		ПР10; ПР11	

Продовження таблиці Д5.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
РВ-10/400УЗ	10	400	51	20,0			ПР10; ПР11	ООО „Укрелектрокомплект” м. Хмельницький Україна
РВ-10/630УЗ	10	630	51	20,0			ПР10; ПР11	
РВ-10/1000УЗ	10	1000	51	20,0			ПР10; ПР11	
РВ(РВЗ)-10/630 (1000)У2	10	630 (1000)	51	20			ПР-3	„ГК „Електроцит” – ТМ Самара
РВФ(З)-10/630 (1000)У2	10	630 (1000)	51	20	3		ПР10; ПР11	
РЛНД 10/400 (630)-УХЛ1	10	400, 630	25	10			ПРНЗ-10	

Д.5.2 Відокремлювачі

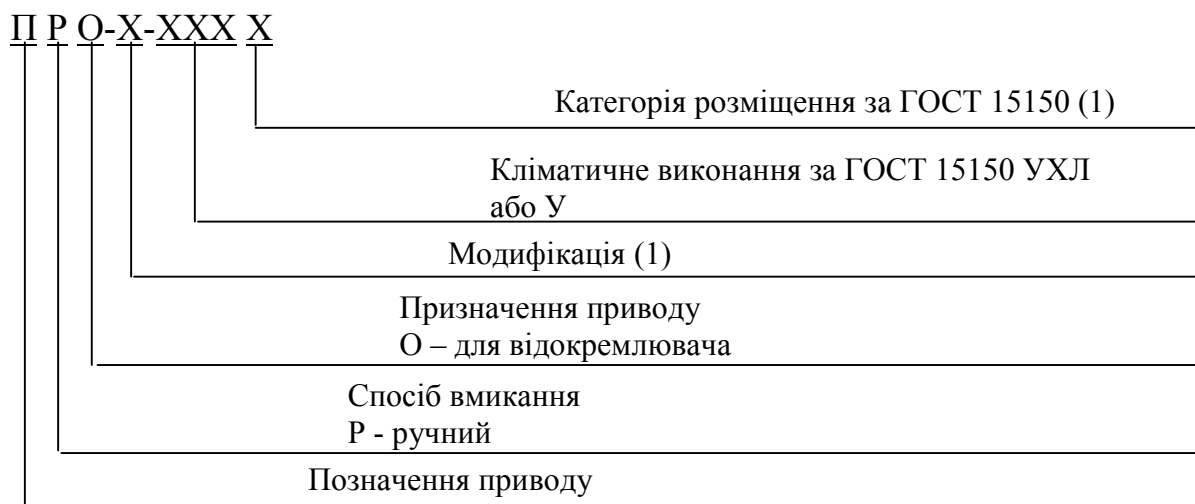
Структура умовного позначення відокремлювачів



Приклад позначення – ОДЗ-35/1000УХЛ1

Відокремлювач з заземлюючим ножем на номінальну напругу 35 кВ і номінальний струм 1000 А з використанням в умовах помірного і холодного клімату з категорією розміщення 1 – на відкритому повітрі.

Структура позначення приводів відокремлювачів:



Приклад позначення – ПРО-1-У1.

Привід ручний для відокремлювача першої модифікації з використанням в умовах помірного клімату і з категорією розміщення на відкритому повітрі (1).

Таблиця Д5.2.1 – Технічна характеристика відокремлювачів

Тип відокремлювача	Номинальна напруга $U_{ном}$, кВ	Номинальний струм $I_{ном}$, А	Струм електродинамі- чної стійкості i_{max} , кА	Струм термічної стійкості $I_{Т.С.}$, кА	Тривалість проходження струму термічної стійкості, с	Тип приводу та норматив його виконання
1	2	3	4	5	6	7
ОД-35/630У1	35	630	80/31	12,0	4	ПРО-1-У1 ПР-У1
ОДЗ-1-35/630У1	35	630	80/31	12,0	4	
ОДЗ-2-35/630У1	35	630	80/31	12,0	4	
ОДЗ-1-110М/630У1	110	630	80/31	22,0	3	ПРО-1-У1
ОДЗ-2-110М/630У1	110	630	80/31	22,0	3	ПРО-1-У1
ОД-110М/630У1	110	630	80/31	22,0	3	ПРО-1-У1
ОД-110/1000УХЛ1	110	1000	80/31	22,0	3	ПРО-1-У1
ОДЗ-1-110М/1000УХЛ1	110	1000	80/31	22,0	3	ПРО-1-У1
ОДЗ-2-110М/1000УХЛ1	110	1000	80/31	22,0	3	ПРО-1-У1
ОД-110У/1000У1	110	1000	80	31,5	3	ПРО-1-У1

Примітка – у чисельнику значення ударного струму електродинамічної стійкості, а у знаменнику – діючі значення.

Д5.3 Короткозамикачі

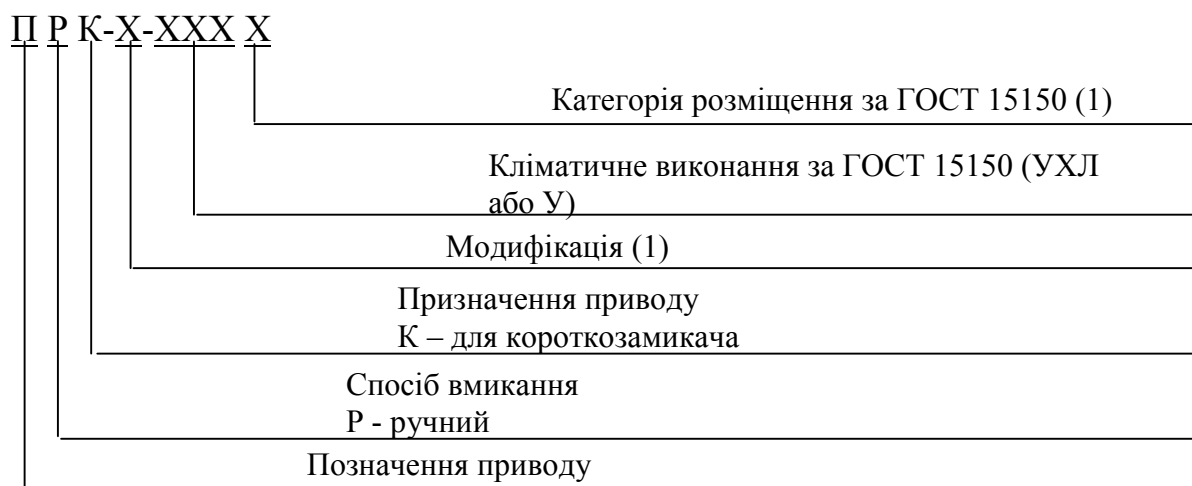
Структура умовного позначення



Приклад позначення – КРН-35У1.

Короткозамикач рублячого типу зовнішньої установки на номінальну напругу 35 кВ з використанням в умовах помірного клімату і розташуванням на відкритому повітрі.

Структура умовного позначення приводів короткозамикачів



Приклад позначення – ПРК-1-У1.

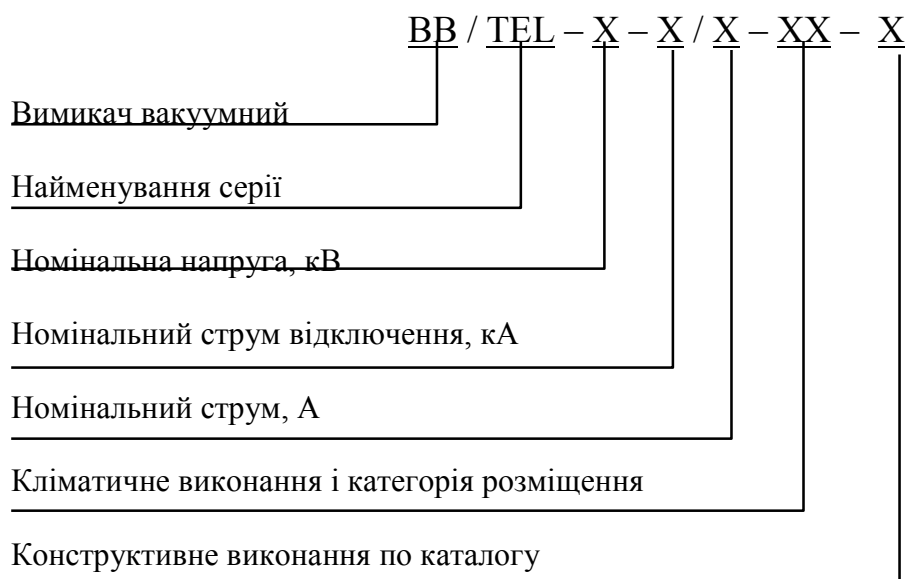
Привід ручний для короткозамикача першої модифікації з використанням в умовах помірного клімату і з категорією розміщення на відкритому повітрі (1).

Таблиця Д5.3.1 – Технічна характеристика короткозамикачів

Тип короткозамикача	Номинальна напруга $U_{ном}$, кВ	Струм електродинамічної стійкості i_{max} , кА	Струм термічної стійкості $I_{т.с.}$, кА	Тривалість проходження струму термічної стійкості, с	Тип приводу та норматив його виконання
КРН-35У1	35	42	10,0	4	ПРК-1-У1
КЗ-35У1	35	42	18,5	3	ПРК-1-У1
КЗ-110УХЛ1	110	51	20,0	3	ПРК-1-У1
КЗ-110У-УХЛ1	110	32	12,5	3	ПРК-1-У1
КЗ-110М-УХЛ1	110	40	18,0	3	ПРК-1-У1

Д5.4 Вимикачі

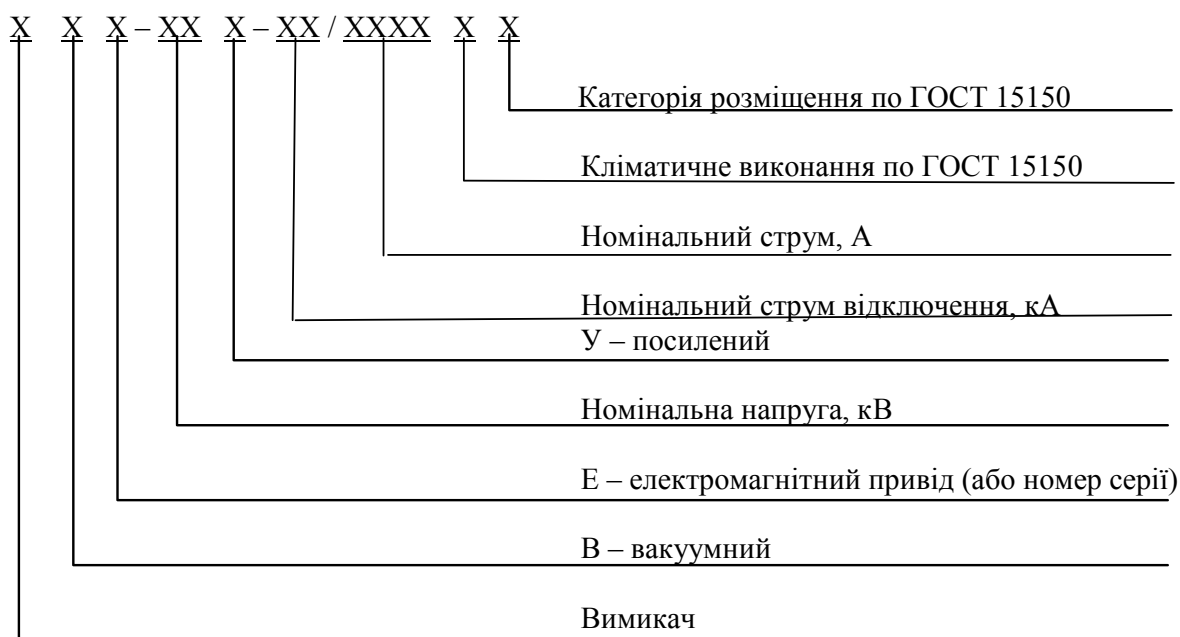
Структура умовного позначення вимикачів серії ВВ/TEL



Приклад позначення – ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-45.

Вимикач вакуумний серії TEL на номінальну напругу 10 кВ і номінальний струм 630 А з номінальним струмом відключення 12,5 кА та електромагнітним приводом. Використовується в умовах помірного клімату та з категорією розміщення під навісом. Конструктивне виконання по каталогу – 45.

Структура умовного позначення вимикачів типу ВВ-10, ВВЕ – 10



Приклад позначення – ВВ-10У- 31,5/630 У3.

Вимикач вакуумний з пружинним приводом, посилений, на номінальну напругу 10 кВ і номінальний струм 630 А, з номінальним струмом відключення 31,5 кА. Використовується в умовах помірного клімату та з категорією розміщення внутрішньої установки.

Таблиця Д5.4.1 – Технічна характеристика вимикачів

Тип вимикача	Номинальна напруга $U_{ном}$, кВ	Номинальний струм $I_{ном}$, А	Струм електродинамічної стійкості I_{max} , кА	Струм термічної стійкості I_t , кА	Тривалість проходження струму термічної стійкості, t	Струм та потужність вимикання $I_{вим}$, кА $S_{вим}$, МВ·А	Час спрацювання $t_{вимкання}$ твідклучення, с.	Норматив виконання	Тип приводу	Вироб-ник
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ВБНК – 35-25/1600У1 „ТУРА”	35	1600	64	25	3	25/	0,1 0,07	Вакуум-ний	Електро-магнітний вбудований	ЗАО”Высоковольтный союз” м. Рівне Україна, г. Екате-ринбург Россия
ВР-35 НС-20/1600 У1	35	1600	60	20	3	20/	0,03 0,07	Вакуум-ний	Електро-магнітний вбудований	
ВБЗЕ-35-20/1000У1	35	1000	52	20	3	20/	0,1 0,07	Вакуум-ний	Електро-магнітний вбудований	
ВБЗП-35-20/1000У1	35	1000	52	20	3	20/	0,03 0,07	Вакуум-ний	Пружинний	

Продовження таблиці Д5.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
BT-35-800-12,5У1	35	800	31,5/12,5	12,5	4	12,5/	0,34/0,06	Масл- яний	Пружинний ПП-67	
BB-10-20/630У3	10	630	52/	20,0	3	20/		Вакуум- ний	Пружинний	ABB ”РЗВА” м. Рівне Україна
BB-10-20/1000У3	10	1000	52/	20,0	3	20/		Вакуум- ний	Пружинний	
BB-10-20/1600У3	10	1600	52/	20,0	3	20/		Вакуум- ний	Пружинний	
BB-10У-20/630У3	10	630	52/	20,0	3	20/		Вакуум- ний	Пружинний	
BB-10У-20/1000У3	10	1000	52/	20,0	3	20/		Вакуум- ний	Пружинний	
BB-10У-20/1600У3	10	1600	52/	20,0	3	20/		Вакуум- ний	Пружинний	
BB-10У-31,5/630У3	10	630	80/	31,5	3	31,5/		Вакуум- ний	Пружинний	
BB-10У-31,5/1000У3	10	1000	80/	31,5	3	31,5/		Вакуум- ний	Пружинний	
BB-10У-40/1600У3	10	1600	112/	40,0	3	40,0/		Вакуум- ний	Пружинний	
BBE-10-20/630У3	10	630	52/	20,0	3	20,0		Вакуум- ний	Електро- магнітний	

Продовження таблиці Д5.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
BBE-10У-20/630У3	10	630	52/	20,0	3	20,0		Вакуум-ний	Електро-магнітний	АВВ "РЗВА" м. Рівне Україна
BBE-10У-20/1000У3	10	1000	52/	20,0	3	20,0		Вакуум-ний	Електро-магнітний	
BBE-10У-31,5/630У3	10	630	80/	31,5	3	31,5/		Вакуум-ний	Електро-магнітний	
BBE-10У-31,5/1000У3	10	1000	80/	31,5	3	31,5		Вакуум-ний	Електро-магнітний	
BB/TEL-10-12,5/630-У2	10	630	32/	12,5	3	0,07/0,0 15		Вакуум-ний ТУУ2512 3867.002- 2000	Електро-магнітний	„Таврида електрик”, м. Сева- стополь АР Крим
BB/TEL-10-20/1000У2	10	1000	52/	20,0	3	0,07/0,0 15				
ВБУЭ (П)-35-25/1600У2	35	1600	64	25		25/		Вакуум-ний	Пружин-ний	ЗАО «Группа компаний электро- щит-ТМ Самара»

Продовження таблиці Д5.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ВВО-27,5Б-20/1000У1	27,5	1000		20	3	20/		Вакуум- ний	Пружин- ний	АВВ ”РЗВА” м. Рівне Україна
VD-4	12	630, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150	63	20	-	16, 20, 25, 31,5 40, 50	0,045	Вакуум- ний	Пружин- ний	АВВ ”РЗВА” м. Рівне Україна
VM-1	12	630, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150	50	20	-	16, 20, 25, 31,5, 40, 50	0,045	Вакуум- ний	Пружин- ний	
ВБУЭЗ-10-20/1000 У2	10	1000	52	20	3	20/	0,07	Вакуум- ний	Пружин- ний	ЗАО «Группа компаний электро- щит-ТМ Самара»
ВБУПЗ-10-20/1000 У2	10	1000	52	20	3	20/	0,07	Вакуум- ний	Пружин- ний	

Продовження таблиці Д5.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ВВКЕ-10	10	630, 1000, 1250	52	20	3	20/	0,045	Вакуум- ний	Пружин- ний	АВВ ”РЗВА” м. Рівне Україна
ВВЭ-М-10	10	630, 1000, 1600, 2000, 3150	52	-	3	20/31,5/		Вакуум- ний	Пружин- ний	АВВ ”РЗВА” м. Рівне Україна
ВВ-10У	10	2000, 3150, 4000	80	31,5	3	-	0,55	Вакуум- ний	Пружин- ний	АВВ ”РЗВА” м. Рівне Україна
ВВ (Э)-10У	11	2000, 3150, 4000	80	31,5	3	-	0,55	Вакуум- ний	Пружин- ний	
VM 1S-10	10	630, 1000	52	20	-	20/	-	Вакуум- ний	Пружин- ний	
ВВ/TEL	10	630	52	31,5	3	20/	0,03	Вакуум- ний	Пружин- ний	ОАО „Запорожс- кий ” завод високо- вольтной аппара- туры
ВР-10	10	630, 1000	51	20	-	20/	0,057	Вакуум- ний	Пружин- ний	
ВР-10	10	1600	51	20	-	20/	0,065	Вакуумн ий	Пружинни й	

Продовження таблиці Д5.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ВР-6	6	2000, 2500, 3150	102	40	-	40/	0,065	Вакуумн ий	Пружинни й	
ВР-6	6	1600, 2000, 2500, 3150	102, 128	40	-	40/	0,065	Вакуумн ий	Пружинни й	
ВРС-6	6	1250, 3150	128	40,0	-	40/	-	Вакуумн ий	Пружинни й	Ровен- ський завод високо- вольтної аппар- атури
ВКЭ –М-10	10(11)	630, 1000, 1600	52; 80	20; 31,5	3	20;31,5/		Маломас ляний	Пружинни й	АВВ ”РЗВА” м. Ріне Україна
ВК -10-31,5	10(11)	630, 1000, 1600	52; 80	20; 31,5	4	20;31,5/	0,05 – 0,07	Маломас ляний	Пружинни й	
NAL, NALF	10	7 – 400, 630, 1250	50; 75	20; 30	1; 2	50;75;/	-	Вимикач навантаж ення	Моторний тип UEMC40K 3, или ручної – типа HE	

ДОДАТОК Д6 (довідковий)

Технічні дані трансформаторів струму

Промисловістю випускаються трансформатори струму з класами точності 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Ці цифри означають похибку по струму, яка виражена у відсотках. Трансформатори струму класу точності 0,2 призначені для точних лабораторних вимірювань, а також їх використовують в якості зразкових; класу 0,5 – для приєднання лічильників, по яким виконують грошові розрахунки; класів 1 і 3 – для приєднання інших вимірювальних приладів та реле; клас 10 – використовується в схемах релейного захисту.

Структура умовного позначення трансформатора струму:

ТФЗМ – 35А – У1: Т – трансформатор струму; Ф – у порцеляновому покритті; З(Р, У) – виконання обмотки, відповідно звеневого, римовидного та U – подібного; М – з масляним заповненням; 35 – номінальна напруга (35 кВ); А (Б) – категорія виконання трансформатора струму; У – кліматичне виконання (для використання в умовах помірного клімату); 1 – категорія розміщення (на відкритому повітрі).

ТПЛМ – 10УЗ (ТПЛМУ; ТПШЛ; ТПОЛ): Т - трансформатор струму; П – прохідний; Л – з литою ізоляцією; Ш – шинний; О – одновитковий; У – посилений.

ТВ – 35 – 10У2 (ТВЛ; ТВС; ТВУ; ТВТ): Т – трансформатор струму; В – вмонтований ; ТВ; ТВС; ТВУ – вмонтовані в масляні вимикачі; ТВЛ – вмонтований в КРУ; ТВТ – вмонтовані в силові трансформатори (автотрансформатори).

ТНПШ -1 - 10М - УЗ (ТЗЛМ): Т – трансформатор струму; Н – нульової послідовності; П – підмагнічуванням змінним струмом; Ш – шинний; З – захист від замикання окремих жил кабелів; Л – з литою ізоляцією; М – модифікований; У – кліматичне виконання за ГОСТ 15150; 3 – категорія розміщення за ГОСТ 15150.

Основні технічні дані деяких трансформаторів струму наведені у таблиці Д 6.1.

Таблиця Д 6.1 – Технічні характеристики трансформаторів струму.

Тип трансформатора	Варіант виконання обмоток	Номинальний струм, А		Номинальна напруга, кВ	Кількість вторинних обмоток	Номинальне вторинне навантаження, В·А, в класах точності.				Довжина шляху витоку, см	Чотирьохсекундна термічна стійкість, кА	Електродинамічна стійкість, кА	Номинальна гранична кратність	Виробник
		Первинний	Вторинний			0,5	1	3	10					
ТФЗМ–35А–У1	0,5/Р	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	5	35	2	50	-	-	20	70	65	150 100	10/35 при 20ВА/ 50ВА	ОАО “Запорізький завод високовольтної апаратури” м. Запоріжжя Україна
ТФЗМ–110Б–1У1	0,5/Р ₁ , Р ₂	50 – 600 750 - 2000	5	110	3	30			30	190	43,3 34,6	150 110	≥ 10 ≥ 20	
ТВЛ – 10 У3	0,5/Р 1/Р	50 – 600 800-1500	5	10	2				10 15		31,5	25 81	10	
ТПЛМ – 10 У3	0,5/Р	5 - 400	5	10	2	10			15		0,17 – 12,5	1,8 - 70	10	
ТЛК – 10 У3	0,5/Р	5 - 400	5	10	2									ABB “РЗВА” м. Рівно Україна

Таблиця Д 7.1 –Технічні характеристики трансформаторів напруги.

Тип	Номинальна напруга, В			Номинальна потужність у класах точності, ВА				Максимальна потужність за межами класу точності, ВА	Виробник
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЗНОГ – М 110 ІУХЛ4	110000: $\sqrt{3}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100	150	400			3200	ОАО “Запорізький завод високовольтної апаратури”
НКФ-110-ІІ-У1		$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100	100	200	400	1000	3200	
ЗНОМП-35-У1	$\frac{35000}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100; 100:3	100	200	300		1200	
ЗНОМ-35-ХЛ1	$\frac{3500}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100; 100:3	100	200	300		1200	
ЗНМИ-10-У2	10000	100	И	20	45	100	150	1000	
ЗНМИ-6-У2	6000	100	И	20	45	100	150	1000	
НТМК-10У4	10000	100			120	200	500	960	
НТМИ-10-66У3	10000	100	100:3		75	150	300	960	
НТМИ-6-66У3	6000	100	100:3		75	150	300	640	
<i>Y12G</i>	$\frac{6000}{\sqrt{3}}$ $\frac{10000}{\sqrt{3}}$	100; 110; $\frac{110}{\sqrt{3}}$ $\frac{100}{\sqrt{3}}$							SADTEM (Франція)
НАМИТ-10-2-УХЛ2	6000, 10000	100	100						Самара “Эл. щит”

Продовження таблиці Д7.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НАМИ-10-У2	6000, 10000	100							
ЗНОП.06-6(10)У3	6000, 6300, 6600, 9000, 10000, 11000	100	100						
НОП.08-6(10)УТ2	6000, 6300, 6600, 9000, 10000, 11000	100							
ЗНОЛП-6(10)	6000, 6300, 6600, 9000, 10000, 11000	100	100						
НОЛП-6(10)	6000, 6300, 6600, 9000, 10000, 11000	100							
ЗНМИ-6-У2	6000	100		20	45	100	150	1000	ВАТ “ЗЗВА”, Запоріжжя
ЗНМИ-10-ХЛ2	10000	100		20	45	100	150	1000	ВАТ “ЗЗВА”, Запоріжжя
ЗНОМП-35-ХЛ1	$3500/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	$\frac{100}{100/\sqrt{3}}$	100	200	300		1200	ВАТ “ЗЗВА”, Запоріжжя

ДОДАТОК Д8 (довідковий)

Технічні характеристики вимірювальних приладів.

Електричні вимірювальні прилади класифікуються по цілому ряду ознак, серед яких найважливішими є наступні:

- 1) по роду струму: постійного струму, постійного та змінного струму;
- 2) по способу захисту корпусів: звичайні, водонепроникні, брызкозахищені, пилозахищені, герметизовані, вибухобезпечні та інше;
- 3) по роду вимірюваної величини: амперметри, вольтметри, фазометри, ватметри, омметри і інше;
- 4) по методу вимірювання: магнітоелектричні, електромагнітні, індукційні, електростатичні, випрямляючі та інше;
- 5) по ступеню точності (вісім класів): 0,05; 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 1,5; 2,5; 4,0

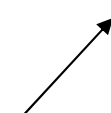
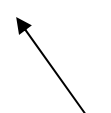
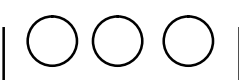
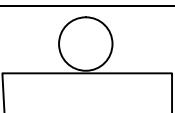
Для показу призначення приладу в його позначення вписують буквені зазначення одиниць вимірювання або вимірюваних величин (див. таблицю Д 8.1)

Таблиця Д 8.1 – Буквені позначення одиниць вимірювання або вимірюваних величин

Найменування приладу	Буквені позначення
1	2
Амперметр	A
Вольтметр	V
Вольтметр диференціальний	V – V
Вольтамперметр	VA
Ватметр	W
Ватметр підсумовуючий	ΣW
Ватметр	Var
Мікроамперметр	A
Міліамперметр	mA
Мілівольтметр	mV
Омметр	Ω
Мегомметр	M Ω
Частотомір	Hz
Фазометр:	
- для виміру здви́гу фаз	φ
- для виміру коефіцієнту потужності	cos φ
Лічильник ампер – годин	Ah
Лічильник ватт – годин	Wh
Лічильник ватт- ампер – годин реактивний	Var h

Для визначення характеристики відраховуючого пристрою приладу на його лічильну панель вписують графічні позначення, згідно символів які наведені у таблиці Д 8.2

Таблиця Д 8.2 – Графічні позначення відраховуючих пристроїв вимірювальних приладів

Характеристика приладу	Позначення
Прилад, в якому рухома частина може відхилитися в одну сторону від нульової помітки: - вправо - вліво	
	
Прилад, в якому рухлива частина може відхилитися в обидві сторони від нульової помітки	
Прилад вібраційної системи	
Прилад з цифровим відрахунком	
Прилад з безперервною реєстрацією (записуючий)	
Прилад з точечною реєстрацією (записуючий)	
Прилад з цифровою реєстрацією (друкуючий)	

На шкалах вимірювальних приладів наносять такі умовні позначення, які вказують належність приладу до тієї або іншої системи, род вимірюваної величини, положення шкали приладу, класу точності, випробувальної напруги, захист від дії зовнішніх магнітних та електричних полів та інше, згідно ГОСТ.

Технічні характеристики деяких вимірювальних приладів наведені у таблиці Д 8.3.

Таблиця Д 8.3 – Технічні характеристики електровимірювальних приладів

Найменування приладу	Тип приладу	Клас точності	Межі вимірювання при ввімкненні		Повна потужність приладу, ВА
			безпосередньо	непрямо	
1	2	3	4	5	6

Продовження таблиці Д 8.3

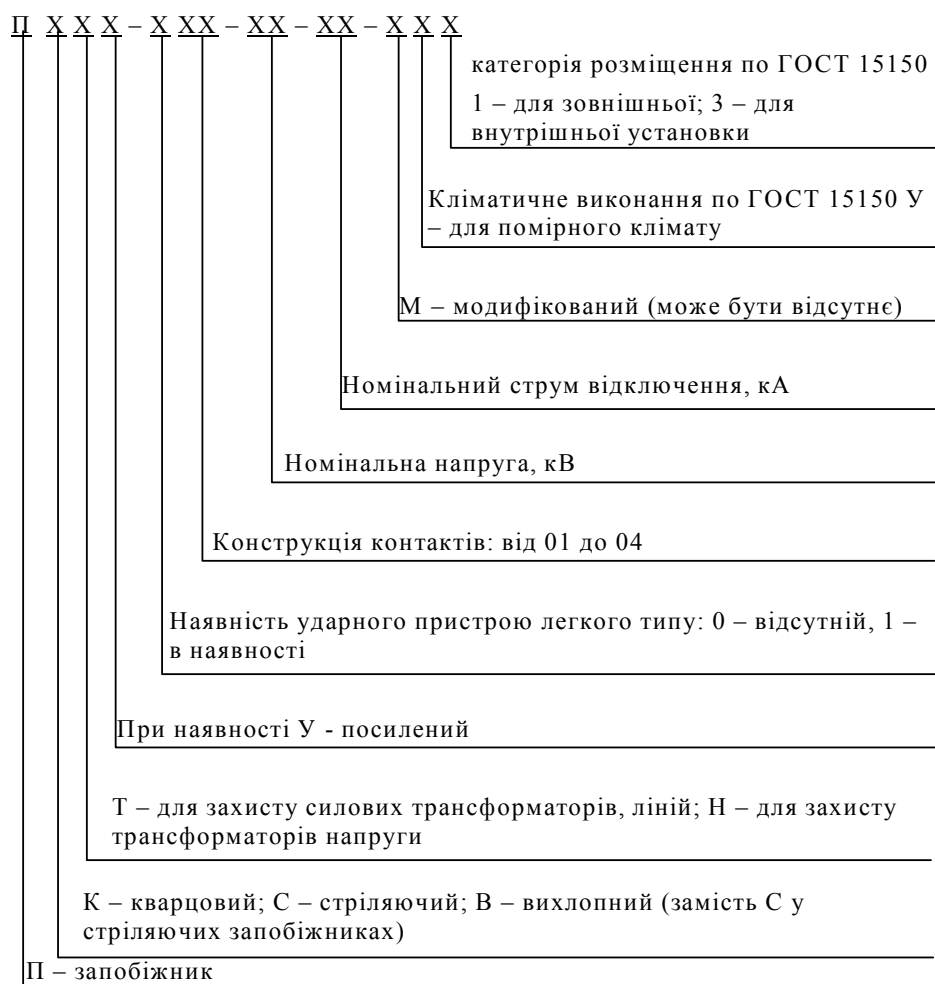
1	2	3	4	5	6
Амперметр електромагніт ний	ЭЗ77	1,0 / 1,5	1 – 20 А	5 А – 15 кА (при класі точності 1,5)	9,6
Вольтметр електромагніт ний	ЭЗ77	1,0	1 – 600 В	450 В – 450 кВ (50, 60 – 1000 Гц)	2,6

ДОДАТОК Д9

(довідковий)

Номенклатура та технічні характеристики запобіжників

Структура умовного позначення



Приклад позначення – ПКТ – 102 – 10 – 12,5УЗ. Запобіжник кварцевий для захисту силових трансформаторів з ударним пристроєм легкового типу та конструкцією контактів модифікацією 02 на номінальну напругу 10 кВ та номінальний струм відключення 12,5 кА. Призначений для використання в умовах помірного клімату і внутрішньої установки.

Технічні дані деяких типів запобіжників наведені у таблиці Д 9.1.

Таблиця Д 9.1 – Технічні характеристики запобіжників

Тип запобіжника	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Номинальний струм відключення, кА	Номинальний струм плавкої вставки, А	Максимальна на потужність вимикання, МВ·А	Виробник
1	2	3	4	5	6	7

Продовження таблиці Д 9.1

1	2	3	4	5	6	7
ПКН-011-35-12,5УЗ	10	100	12,5	8; 10; 16; 20; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	200	ТОВ “Кварц” м. Запоріжжя
ПКТ – 101 – 10 – 10 – 31,5УЗ	10	10	31,5	8; 10		АББ РЗВА Україна Україна
ПКТ – 102 – 6 – 31,5 – 31,5УЗ	6	31,5	31,5	8; 10; 16; 20; 31,5		
ПКТ – 103 – 10 – 50 – 31,5УЗ	10	50	31,5	8; 10; 16; 20; 31,5; 40; 50		

Таблиця Д9.2 – Технічні дані плавких запобіжників серії ПКТ і ПКН

Тип запобіжника	Типорозмір	Номинальний струм, А	Виробник	
1	2	3	4	
ПТ 6 кВ без індикатора спрацьовування	011-6	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	ТОВ “Кварц” м. Запоріжжя	
	012-6	31,5; 40; 50; 63; 80		
	013-6	80; 100; 125; 160		
ПТ 10 кВ без індикатору	011-10	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5		
	012-10	31,5; 40; 50; 63		
	013-10	80; 100; 125		
ПТ 6 кВ з індикатором спрацьовування	111-6	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5		
	112-6	31,5; 40; 50; 63; 80		
	113-6	80; 100; 125; 160		
ПТ 10 кВ з індикатором спрацьовування	111-10	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5		
	112-10	31,5; 40; 50; 63		
	113-10	80; 100; 125		
ПТ 35 кВ з індикатором спрацьовування	111-35	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5		
	112-35	16; 20		
	113-35	31,5; 40		
ПН 10 кВ	011-10	Не нормується		
ПН 35 кВ	011-35			

Таблиця Д9.3 – Технічні дані плавких запобіжників серії ПКЭ (вібростійкі – У2)

Тип запобіжника	Типорозмір	Номинальний струм, А	Виробник
ПЭ 6 кВ без індикатора спрацювання	016-6	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	ТОВ “Кварц” м. Запоріжжя
	017-6	31,5; 40; 50; 63; 80	
	018-6	80; 100; 125; 160	
ПЭ 10 кВ без індикатор	016-10	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	
	017-10	31,5; 40; 50; 63	
	018-10	80; 100; 125	
ПЭ 6 кВ з індикатором спрацювання	116-6	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	
	117-6	31,5; 40; 50; 63; 80	
	118-6	80; 100; 125; 160	
ПЭ 10 кВ з індикатором спрацювання	116-10	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	
	117-10	31,5; 40; 50; 63	
	118-10	80; 100; 125	

ДОДАТОК Д10

(довідковий)

Номенклатура і технічні характеристики ізоляторів

Структура умовного позначення (ГОСТ 6490 - 83):

- прохідні

И	П	У	-	10	/	1000	-	7,5	УХЛ	1	
											Категорія розміщення за ГОСТ 15150 (зовнішньої установки)
											Кліматичне виконання за ГОСТ 156150, УХЛ – помірно – холодний клімат
											Мінімальне руйнуюче зусилля на згин, кН (7,5 кН)
											Номинальний струм, А (1000 А)
											Номинальна напруга, кВ (10 кВ)
											У – посилений (при наявності літери)
											П – прохідний
											И – ізолятор (літера може бути відсутньою)

- опорні

И	О	Н	С	У	-	10	-	2000	-	П	УХЛ	1	
													Категорія розміщення за ГОСТ 15150
													Кліматичне виконання за ГОСТ 156150, УХЛ – помірно – холодний клімат
													Модифікація (I або II)
													Мінімальне руйнуюче зусилля на згин, Н (2,0 кН)
													Номинальна напруга, кВ
													У – посилений
													С – стрижневий, Р – ребристий
													Н – зовнішньої установки
													О – опорний
													И – ізолятор (літера може бути відсутньою)

- підвісні (ГОСТ 6490 – 83 Е)

П Ф К 70 – А

А, Б, В – модифікація

Механічне руйнуюче зусилля, кН (70 кН)

Форма тарілки ізоляційної деталі: К – конічна, С – сферична, Д – двокрила, В – з витягнутим униз ребром, С/К – сферично-конічний

Матеріал ізолятора: Ф – фарфоровий, С - скляний

П – підвісний

- штирьові

Ш Ф 20 – А

А, Б, В - модифікація

Номинальна напруга, кВ

Матеріал ізолятора: Ф – фарфоровий, С - скляний

Ш – штирьовий

Технічні характеристики деяких типів ізоляторів наведені у таблиці Д 10.1

Таблиця Д10.1 - Технічні характеристики ізоляторів

Тип ізолятора	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Мінімальне руйнуюче зусилля на згин, кН	Виробник
1	2	3	4	5
Прохідні				
ИПУ-10/1000-7,5 УХЛ1	10	1000	7,5	ВАТ “СЗВІ”, м. Слов’янськ
ИПК-10/1600-5,0У1	10	1600	5,0	ВАТ “СЗВІ”, м. Слов’янськ
Опорні				

Продовження таблиці Д10.1				
1	2	3	4	5
ИО-10-3,75-ПУЗ	10	-	3,75	- -
ИО-10-20,0-УЗ	10	-	20,0	- -
ОФР-20-7,5-П УХЛ, Т2	20	-	7,5	ВАТ “СЗВІ”, м. Слов’янськ
ИОР-20-7,5-У, Т3	20	-	7,5	- -
ОФР-35-4-П-УХЛ, Т2	35	-	4,0	ВАТ “СЗВІ”, м. Слов’янськ

ДОДАТОК Е1 (довідковий)

Серія статичних реле максимального струму

Призначені для застосування в пристроях захисту і автоматики.

Реле РС 40М є функціональним аналогом електромеханічних реле РТ 40.

Реле РС 40М1 забезпечують струмову відсічку і незалежну витримку часу.

Реле РС 40М2 містить двофазне струмову відсічку без витримки часу.

Реле мають один перемикаючий контакт і розраховані для роботи при температурі навколишнього середовища від -40°C до +50°C. Реле не вимагають оперативного живлення; задовольняють вимогам ГОСТ 3698-82.

Таблиця Е1.1 – Характеристики реле

Модифікація	Кількість дискретних уставок	Послідовне з'єднання обмоток			Паралельне з'єднання обмоток		
		Діапазон зміни уставок, А	Дискретність зміни уставок, А	Номінальний струм, А	Діапазон уставок, А	Дискретність уставок, А	Номінальний струм, А
РС40 -1/8	64	1,0-4,15	0,05	5,0	2,0-8,3	0,1	5,0
РС40 -5/40	64	5,0-20,75	0,25	10,0	10,0-41,5	0,5	25,0
РС40 -5/120	64	15,0-62,25	0,75	25,0	30,0-24,5	1,5	25,0

Таблиця Е1.2 – Параметри реле

Найменування параметра	Величина		
	РС40М	РС40М1	РС40М2
1	2		
Розкид струму спрацьовування, %	±1,5		
Відносне відхилення струму спрацьовування в робочому діапазоні температур, %	±5		
Коефіцієнт повернення реле, не менше	0,85		
Час спрацьовування замикаючого контакту не більше, с:			
при відношенні вхідного струму до струму спрацьовування – 1, 2	0,1	-	0,1
при відношенні вхідного струму до струму спрацьовування - 3	0,03	-	0,03
Діапазон уставок витримки часу, с	-	0,1-6,4	-
Дискретність зміни уставок витримки часу, с	-	0,1	-

Продовження таблиці Е1.2

1	2
Час розмикання замикаючого контакту при зменшенні струму з 1,2 струму спрацьовування до нуля, не більш, с	0,025
Потужність споживання на мінімальній уставці, ВА: PC40M - 1/8 PC40M -5/40 PC40M -15/120	0,8 1,0 2,5
Термічна стійкість впродовж 1 с, А	200
Комутоване електричне навантаження при струмі до 2 А і напрузі до 250 В:	
у колі постійного струму при постійному часі 0,005 с, Вт	60
у колі змінного струму з коефіцієнтом потужності не менше 0,5, ВА	300
Комутаційна зносостійкість, циклів В	8000
Механічна зносостійкість при частоті комутації 1800 включень в годину, циклів В	10000
Габаритні розміри, мм	70x140x136
Маса, кг	1,0
Гарантійний термін експлуатації з дня введення реле в експлуатацію, років	2,5

**Серія багатофункціональних статичних реле
максимального струму**

Реле призначені для застосування в схемах релейного захисту і автоматики, є функціональними аналогами електромеханічних реле РТ- 80, 90, розраховані для роботи при температурі навколишнього середовища від -40°C до +50°C, не вимагають оперативного живлення і задовольняють вимогам ГОСТ 3698-82.

Забезпечують: струмову відсічку з витримкою часу 70-100 мс або 150-200 мс по вибору з передньої панелі; можливість блокування струмової відсічки з передньої панелі або дистанційно; МСЗ; шунтування - дешунтування керованого кола.

Додаткові функції двофазного реле РС-80М2: можливість відключення струмової відсічки з передньої панелі або дистанційно, замиканням зовнішнього замикаючого контакту (тільки для РС80М2-13.14); можливість завдання загальних для двох фаз уставок струму спрацьовування МСЗ, струму спрацьовування відсічки (у кратностях до струму спрацьовування МСЗ), часу спрацьовування МСЗ; одноразового АПВ.

Таблиця Е1.3 – Характеристики реле

Модифікація	Уставки струму спрацьовування			Номинальний струм, А	Уставки витримки часу			Уставки кратності струму відсічки		
	Діапазон, А	Кількість	Дискретність, А		Діапазон, с	Кількість	Дискретність, с	Діапазон, крат	Кількість	Дискретність, крат
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
PC80M2-1+4	0,4 - 0,91	128	0004	1,0	0,3-25,8	256	0,1	2-17,7	64	0,25
	0,8-1,82	128	0,008	1,0	0,3-25,8	256	0,1	2-17,7	64	0,25
	1,3-3,54	128	0,016	2,5	0,3-25,8	256	0,1	2-17,7	64	0,25
	32-7,28	128	0,032	5,0	0,3-26,8	256	0,1	2- 17,7	64	0,25
PC80M	1 -2,28	128	0,01	2,5	0,3-25,6	256	0,1	2- 17,7	64	0,25
PC80M2-5+20	2 -4,56	128	0,02	5,0	0,3-25,8	256	0,1	2- 17,7	64	0,25
	4-9,12	128	0,04	10,0	0,3-25,3	256	0,1	2-17,7	64	0,25
PC80M3-1+4	8-18,2	128	0,08	16,0	0,3-25,8	256	0,1	2- 17,7	64	0,25

Таблиця Е1.4 – Характеристики параметрів

Найменування параметрів	Величина
Відносна похибка витримки часу в робочому діапазоні температур, %	±10
Відносна похибка струму спрацьовування МСЗ і струму спрацьовування відсічки в робочому діапазоні температур, %	± 10
Розкид струму спрацьовування, %	± 1,5
Коефіцієнт повернення реле	0,85-0,95
Механічна зносостійкість реле, циклів В	10000
Споживана потужність на мінімальній уставці, 3А	1,5
Габаритні розміри, мм	125x195x127
Маса, кг	2
Гарантійний термін з дня введення реле в експлуатацію, років	2,5
Виходи реле здатні шунтувати і дешунтувати керований ланцюг при струмах до 150 А, якщо керований ланцюг отримує живлення від трансформатора струму і його імпеданс при струмі 4 А складає не більш 4 Ом, а при струмі 50 А – не більш 1,5 Ом.	
Ізоляція відповідає вимогам МЕК 255-5. Стійкість до високочастотних перешкод відповідає вимогам МЕК 255-22-1 клас III.	

Таблиця Е1.5 - Модифікації двофазного реле РС80М2

Модифікація	Функція вихідних контактів			Наявність дії, блокування відсічки	АПВ
	ВИХІД 1	ВИХІД 2	ВИХІД 3		
РС80М2 -1,5	СВ + МСЗ	СВ + МСЗ	ні	ні	ні
РС80М2 - 2,6	СВ + МСЗ	СВ	ні	ні	ні
РС80М2 - 3,7	СВ + МСЗ	МСЗ	ні	ні	ні
РС80М2 - 4,8	то	МСЗ	ні	ні	ні
РС80М2 - 9	МСЗ мит.	СВ + МСЗ	СВ + МСЗ	ні	ні
РС80М2-10	ні	СВ + МСЗ	СВ + МСЗ	є	ні
РС80М2 - 11	ні	Дешунтування до 250 А	СВ + МСЗ	ні	ні
РС80М2 - 12	МСЗ мит.			ні	ні
РС80М2- 13	ні			є	ні
РС80М2- 14	МСЗ мит.			є	ні
РС80М2 - 19,20*	МСЗ мит.	СВ + МСЗ		є	є

Є модифікація з вбудованими індикаторами протікання струму в контрольованому ланцюзі. * - з характеристикою як у РТ-85, замість нормальної.

Таблиця Е1.6 - Модифікації однофазного реле РС80М

Модифікація	Функція виходу	
	Вихід 1: вив. 2, 4 - АЛЕ або НЗ по вибору з передньої панелі	Вихід 2: вив. 8, 10
РС80М-1	СВ + МСЗ	СВ + МСЗ
РС80М-2	СВ + МСЗ	СВ
РС80М-3	СВ + МСЗ	МСЗ
РС80М-4	СВ	МСЗ
РС80М-5	МСЗ	СВ

Таблиця Е1.7 - Модифікації трифазного реле РС-80МЗ

Модифікація	Функція виходу	Вихід 2: вив. 6, 7, 8 -перемик.
	Вихід 1: вив. 15, 16, 18-перемик.	СВ + МСЗ
РС80МЗ-1	СВ + МСЗ	СВ
РС80МЗ-2	СВ + МСЗ	МСЗ
РС80МЗ-3	СВ + МСЗ	МСЗ
РС80МЗ-4	СВ	

Опис конструкції

Реле виготовлене в прямокутному пластмасовому корпусі. Встановлювальні розміри при поставці з перехідними кронштейнами співпадають з встановлювальними розмірами реле РТ 80, 90. Усередині корпусу розміщені дві плати з елементами: плата реле - вертикальна; плата уставок - горизонтальна. Над платою уставок розміщена верхня панель з маркуванням і отворами для установки перемичок при виставлянні уставок. На панелі кріпиться гвинтами змінна планка

установок струму. На платі установок також встановлений роз'єм для незадіяних перемичок. Конструкцією передбачена захисна планка, яка забезпечує доступ до гнізд контакт реле (НО, НЗ). Кришка корпусу виготовлена з прозорої пластмаси, що дозволяє візуально контролювати значення виставлених установок. Вона кріпиться двома гвинтами, які можуть використовуватися споживачем для пломбування під час експлуатації. На бічній стінці кришки встановлений шильдик зі схемою підключення реле.

Рисунок	E1.1-	Схема	електрична	функціональна	реле	РС80

Додаток Е2 (довідковий)

Мікроелектронні пристрої максимального струмового захисту трансформатора

Пристрої призначені для використання в схемах релейного захисту і протиаварійної автоматики для захисту трансформаторів при коротких замиканнях і перевантаженнях. Пристрої УЗА-АТ-Т - це мікроелектронні реле без додаткового джерела живлення. Живлення елементів схеми здійснюється від вхідного струму.

Пристрої УЗА-АТ-Т забезпечують:

- двофазний максимальний струмовий захист (МСЗ) з незалежною характеристикою спрацьовування і трьома виходами, що спрацьовують з своїми витримками часу;
- двофазна струмова відсічка (СВ) з витримкою часу 50 мс;
- можливість виведення струмової відсічки з передньої панелі або дистанційно, замиканням зовнішнього замикаючого контакту;
- можливість завдання загальних для двох фаз уставок струму спрацьовування МСЗ, струму спрацьовування відсічки (в кратностях до струму спрацьовування МСЗ), часу спрацьовування МСЗ;
- спрацьовування МСЗ і (або) струмової відсічки по найбільшому з вхідних струмів;
- можливість роботи в схемах з шунтуванням - дешунтуванням керованого кола (при струмах до 150 А, якщо кероване коло живиться від трансформатора струму і його імпеданс при струмі 4 А складає не більше 4 Ом, а при струмі 50 А - не більше 1,5 Ом). Для дешунтування електромагнітів відключення використовуються симистори;
- живлення схеми захисту тільки від контрольованих струмових кіл;
- індикацію до скидання (із запам'ятовуванням) спрацьовування МСЗ, СВ і дискретного входу;
- індикацію наявності струму у вхідних колах пристрою;
- можливість скидання індикації спрацьовування з передньої панелі або дистанційно.

Пристрої УЗА-АТ-Т містять дискретний вхід, що забезпечує індикацію спрацьовування, розмноження і розповсюдження вихідного сигналу зовнішнього захисту (наприклад, дуговий).

Таблиця Е2.1 - Характеристики реле

Уставки струму спрацьовування МСЗ, А					Уставки витримки часу МСЗ, с			Уставки струму відсічки, крат.		
Діапазон, А		Кількість	Дискретність, А		Діапазон, с	Кількість	Дискретність, с	Діапазон, крат.	Кількість	Дискретність, крат.
$I_n=5A$	$I_n=1A$		$I_n=5A$	$I_n=1A$						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Продовження таблиці Е 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1-2,27	0,4-0,91	128	0,01	0,004	0-10	25	0,1	2-17,75	54	0,25
2-4,54	0,8-1,82	128	0,02	0,008						
4-9,03	1,6-3,63	128	0,04	0,016						
8-18,16	3.2-7.26	128	0,08	0,032						

Вихідні контакти МСЗ є прослизуючими. Час утримання в замкнутому стані знаходиться в межах (0,25...0,4) с, час замикання першого контакту T , другого: $T+T\Delta$ і третього: $T+T\Delta+T\Delta$, де $T=0...10$ с, $T\Delta=0,5$ с.

Контакти вихідних проміжних реле мають комутаційну здатність 2 А на замикання і 5 А – тривало.

Таблиця Е2.2 - Параметри реле

Найменування	Кількість
1	2
Робочий діапазон температур, °С	- 40 - +50
Відносна похибка витримки часу в робочому діапазоні температур, %	± 10
Відносна похибка струму спрацьовування МСЗ і СВ в робочому діапазоні температур, %	± 10
Розкид струму спрацьовування, %	$\pm 1,5$
Продовження таблиці Е2.2	
1	2
Коефіцієнт повернення реле	0,85-0,95
Механічна зносостійкість вихідних реле, циклів В	1000000
Споживана потужність на мінімальній уставці для МСЗ, ВА	1,5 на фазу
Маса, кг, не більше	25
Габаритні розміри пристрою (ШхВхГ), мм: для кріплення по широкій стороні; для кріплення по вузькій стороні.	200 x 204 x 80 70x204x210
Гарантійний термін з дня введення пристрою в експлуатацію, років	1,5
Ізоляція відповідає вимогам публікації МЕК 255-6. Стійкість до високочастотних перешкод відповідає вимогам публікації МЕК 255-22-1 клас ІІІ.	

Опис конструкції

Пристрій виготовлений в прямокутному металевому корпусі, який складається з підстави і кожуха. Всередині пристрій виконаний у вигляді єдиного блоку, що складається з двох плат, що скріплені між собою за допомогою різьбових стійок.

Пристрої з установкою по широкій стороні призначені для установки в конструкції з малою глибиною (наприклад, чарунки типу КСО), тому поверхнею

їх кріплення в середині є широка сторона кожуха. На цій же поверхні розміщена передня панель. На правій торцевій поверхні корпусу знаходяться клемник зовнішніх підключень і клема заземлення.

Поверхнею кріплення решти модифікацій служить торцева поверхня корпусу, протилежна поверхні, де розміщений клемник і клема заземлення. Тут же знаходиться і передня панель.

На передню панель виведені світлодіодні індикатори, кнопка скидання індикації спрацьовування захистів і відсік мікроперемикачів завдання уставок. Для доступу до мікроперемикачів, у пристроїв з установкою по широкій стороні, достатньо зняти кришку мікроперемикачів. У решті модифікацій потрібно зняти задню панель.

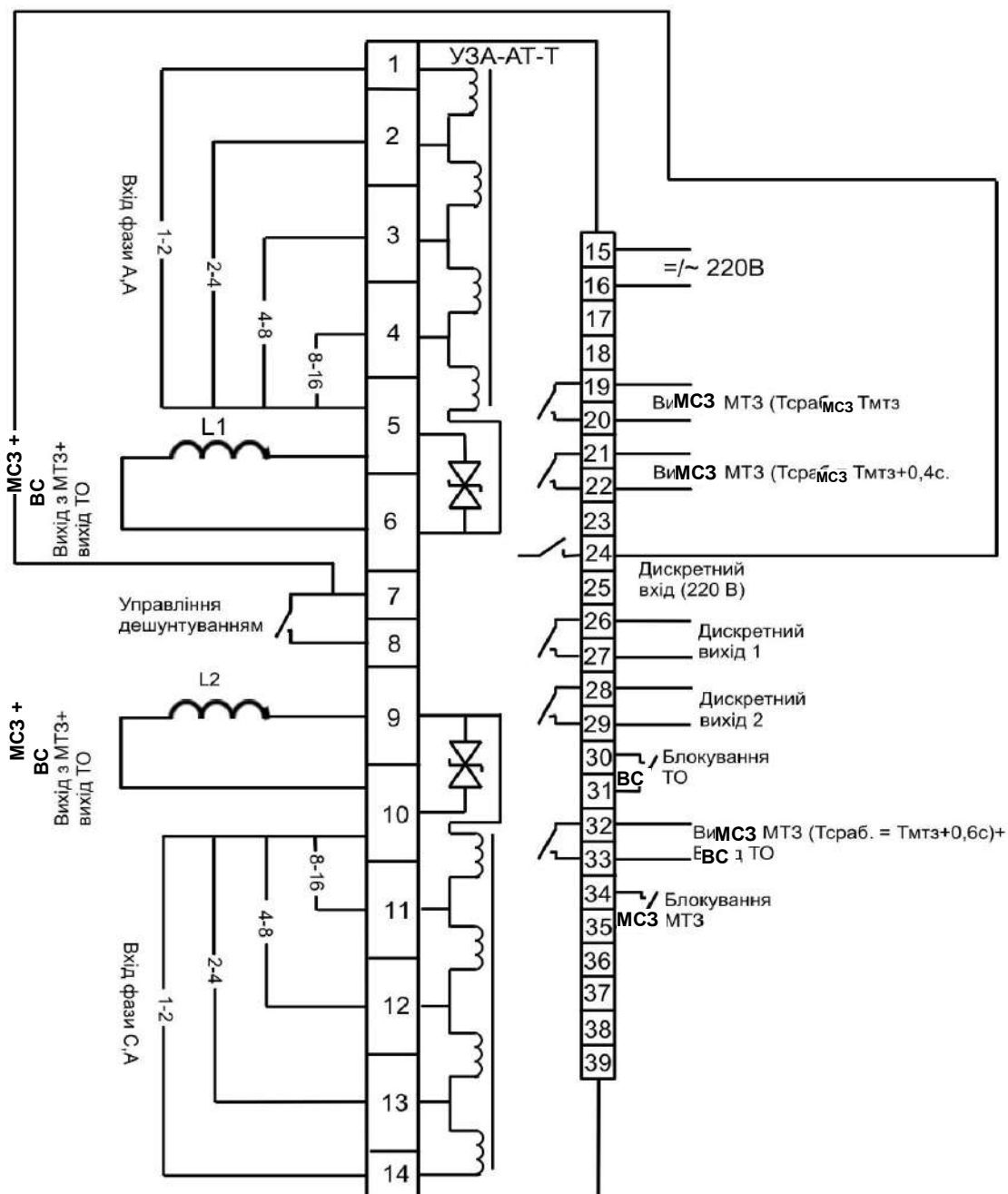


Рисунок Е2.1 - Схема підключень УЗА-АТ-Т

ДОДАТОК ЕЗ
(довідковий)
УЗА-АН

Мікроелектронні пристрої захисту по напрузі для розподільних мереж

Пристрої призначені для використання в схемах релейного захисту і електроавтоматики знижуючих підстанцій для захисту і автоматики секцій 6 – 35 кВ.

Пристрій є багатоцільовим і може виконувати одночасно всі функції реле напруги: АВР, блокування по напрузі МСЗ, захист мінімальної і максимальної напруги, сигналізацію замикань на землю, контроль справності кіл напруги.

Пристрої УЗА-АН - це статичні реле без додаткового джерела живлення. Живлення елементів схеми здійснюється від вхідної напруги.

Пристрої УЗА-АН забезпечують:

- блокування по напрузі максимального струмового захисту (МСЗ-Н);
- пуск АВР шин по зниженню напруги;
- контроль наявності напруги на резервному джерелі живлення для АВР;
- захист від пониження напруги;
- захист від підвищення напруги;
- сигналізацію замикання на землю по напрузі $3U_0$ для ТН, мають окрему обмотку $3U_0$; на землю з штучним фільтром напруги нульової послідовності для схеми ТН мають тільки одну вторинну обмотку, зібрану в зірку - балансна схема U_0 ;

- контроль справності кіл напруги з використанням фільтру U_2 .

Характеристики

Всі характеристики спрацьовування пристрою за часом - незалежні.

За способом регулювання уставок пристрої відносяться до виконання - з дискретним регулюванням.

Уставки регулюються за допомогою DIP-перемикачів, що знаходяться під знімною передньою панеллю.

По числу діапазонів уставок пристрої відносяться до виконання - однодіапазонні.

По виду шкали уставок пристрої відносяться до виконання - з оцифрованою шкалою.

За наявності всіх захистів пристрій містить 7 вихідних реле. Вихід органу мінімальної напруги складається з 2 послідовно сполучених контактів реле: перемикаючого і замикаючого. За допомогою цих реле організовується імпульсне замикання кола – прослизуючий контакт, яке потрібне для деяких схем АВР. Спочатку замикається контакт одного реле, потім розмикається контакт другого, перемикаючого реле і коло знов розривається. Час замкнутого стану кола складає 300-500 мс. Якщо прослизуюча дія контактів не потрібна, то можна використовувати на виході один замикаючий контакт. Решта захистів містять по одному замикаючому контакту. Індикація спрацьовування кожного органу фіксується світлодіодом, розташованим на передній панелі. Скидання індикації здійснюється замиканням контактів «СИС» на клемнику пристрою або з передньої панелі натисненням кнопки «СКИДАННЯ ІНДИКАЦІЇ». Пристрій

не має вхідних трансформаторів і розділення кіл виконується тільки на контактах вихідних реле.

Пристрої забезпечують наступні діапазони уставок:

Уставка захисту по мінімальній напрузі (ЗМН) регулюється від 40 до 80% U_H , крок 5В.

Уставка захисту по максимальній напрузі ($U>$) регулюється від 0,8 до 1,2% U_H , крок 5В.

Уставки захистів по напрузі нульової послідовності ($3U_0$) регулюються окремо в діапазоні від 15 до 60 В, крок 5 В.

Уставка по максимальній напрузі зворотної послідовності (U_2) регулюється в діапазоні від 5 до 12,5 В з кроком 0,5 В.

Витримки часів спрацьовування всіх захистів регулюються окремим в діапазоні від 0,2 до 6,4 с, крок 0,1 с.

Таблиця ЕЗ.1 – Параметри реле

Робочий діапазон температур, °С	- 40 - +50
Найбільша висота над рівнем моря, м	2000
Номинальна частота змінного струму	50 Гц
Номинальна вхідна напруга/ напруга нульової послідовності	трифазне 100В/ 100В
Відносна похибка витримки часу в робочому діапазоні температур, %	±10
Відносна похибка напруги спрацьовування в робочому діапазоні температур %	±10
Коефіцієнт повернення реле мінімальної напруги (не більш)/ максимального (не менше)	1,15/ 0,85
Механічна зносостійкість вихідних реле, циклів ВВ	1000000
Споживана потужність по колах напруги при номінальній напрузі (не більше)	1,5 на фазу
Габаритні розміри пристрою (ШхВхГ), мм	55х204х 167
Гарантійний термін з дня введення пристрою в експлуатацію, років	1,5
Ізоляція відповідає вимогам публікації МЕК 255-6. Стійкість до високочастотних перешкод відповідає вимогам публікації МЕК 255-22-1 клас ІІІ.	

Опис конструкції

Пристрій виготовлений в прямокутному металевому корпусі, який складається з підставки і кожуха. Всередині пристрій виконаний у вигляді єдиного блоку, що складається з двох плат, що скріплюються між собою за допомогою різьбових стійок.

Пристрої з установкою по широкій стороні призначені для установки в конструкції з малою глибиною (наприклад, чарунки типу КСО), тому поверхнею

їх кріплення в осередку є широка сторона кожуха. На цій же поверхні розміщена передня панель. На правій торцевій поверхні корпуси знаходяться клемник зовнішніх підключень і клема заземлення. Поверхнею кріплення решти модифікацій служить торцева поверхня корпусу протилежної поверхні, де розміщений клемник і клема заземлення. Тут же знаходиться і передня панель. На передню панель виведені світлодіодні індикатори, кнопка скидання індикації спрацьовування захистів і відсік мікроперемикачів завдання уставок. Для доступу до мікроперемикачів потрібно зняти задню панель.

На передній панелі також виділені прямокутні поля для запису в них значень уставок, заданих мікроперемикачами. Запис слід виконувати чорним маркером з тонким пером. Зроблений раніше запис може бути, при необхідності, змитий ватяним тампоном, змоченим спиртом.

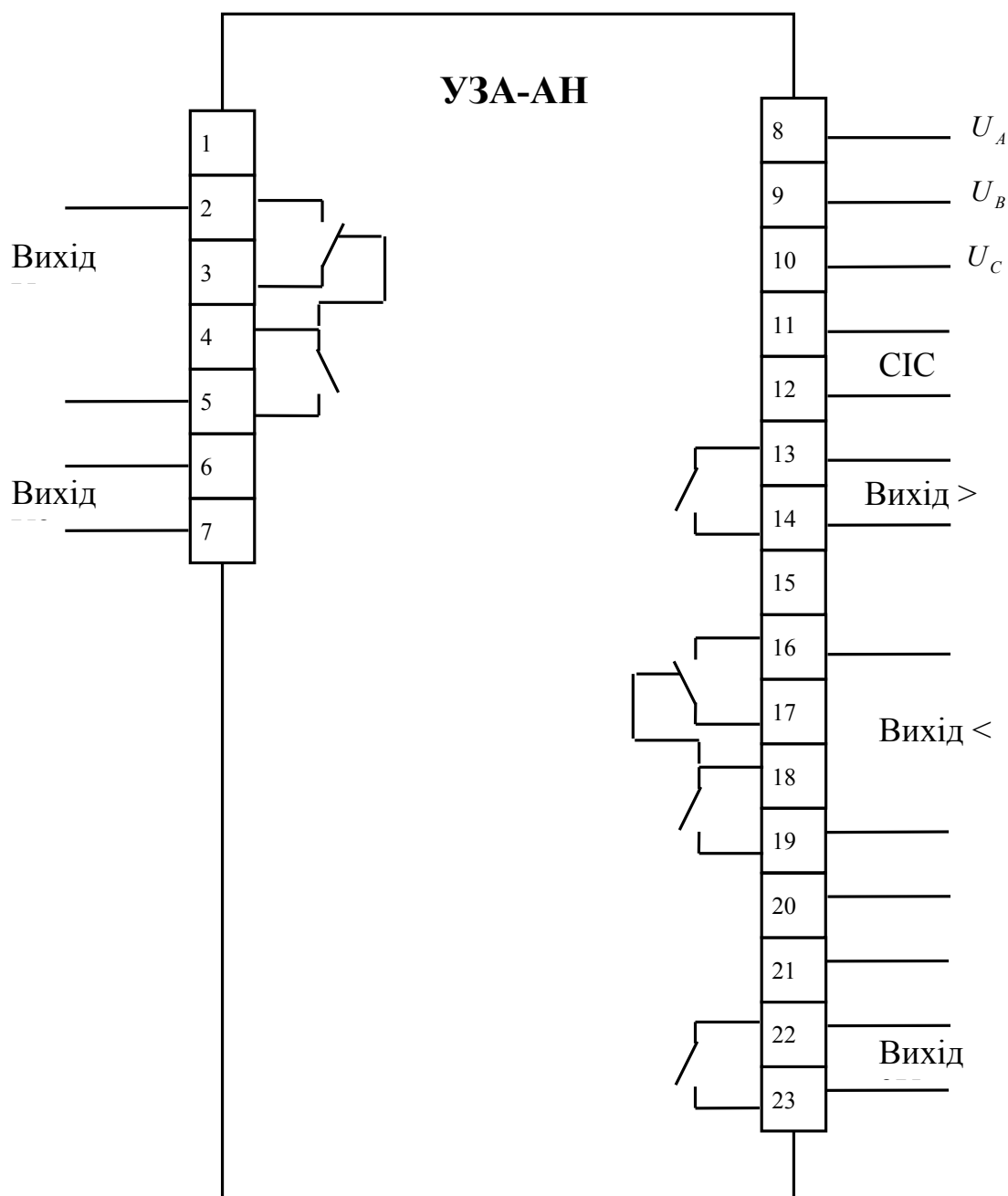


Рисунок Е3.1 – Схема підключень УЗА-АН

ДОДАТОК Е4 (довідковий)

Резервний струмовий захист трансформаторів

Відмова захистів трансформаторів (встановлених на відгалуженнях від ПЛ), їх вимикачів або короткозамикачів приводить звичайно до такого їх пошкодження, яке вимагає значних витрат на ремонт. Для забезпечення ближнього резервування захистів трансформаторів і їх комутаційних апаратів компанією «Енергомашвин» [6.1] розроблено і освоєно в серійному виробництві двотактний пристрій МСЗ типу РЗТ.

Живлення кіл РЗТ і відключаючих конденсаторів здійснюється тільки від вторинних кіл ТС. У схемах використані конденсатори фірми PHILIPS ємністю 100 мкФ та 200 мкФ. Всі конденсатори мають гарантований термін служби не менше 25 років. Пристрій забезпечує захист трьохобмоточного трансформатора з дією на відключення трьох вимикачів. Конструкція РЗТ дозволяє її установку безпосередньо поблизу комутаційного апарату, що підвищує ефективність резервування і може експлуатуватися при температурі навколишнього повітря від - 40°C до + 50°C.

Пристрій складається з:

- двофазного максимального струмового захисту (МСЗ) з незалежною витримкою часу і двома вихідними елементами із ступенем селективності між ними - 0,4 с. За замовленням захист може бути виконаний трифазний і трьохелементний;
- блоку конденсаторів, розряд яких по сигналу від МСЗ забезпечує відключення відділювача (вимикача) і включення короткозамикача із ступенем селективності — 0,5 с. Залежно від споживання відключаючої катушки вимикача або відділювача, ємність конденсаторів може бути встановлена 100 або 230 мкФ;
- циклічного елемента заряду-перемикачання конденсаторів (багатократний, до зникнення струму від ТС, розряд на катушку відключення);
- чотирьох силових діодів для розділення кіл оперативного струму релейного захисту;
- трансформатора і пристроїв РЗТ;
- елемента контролю справності і тестового опробування працездатності

Таблиця Е4.1 - Характеристики реле

Найменування	Характеристика
1	2
Діапазон вхідних струмів залежно від схеми включення, А	1 - 4,15 і 4 - 16,6
Дискретність уставки струму спрацьовування, А: для діапазону 1 - 4 для діапазону 4 - 16,6	005 - 0,2
Діапазон уставок часу, с	2,0 17,5
Дискретність уставки часу, с	0,5
Вхідний опір при вхідному струмі 5 А не перевищує, Ом	0,8
Мінімальне значення струму, необхідного для заряду блоку конденсаторів, А	0,75

Продовження таблиці Е4.1

1	2
Споживана потужність по колах живлення в режимі заряду конденсаторів при струмі 5 А, ВА, не більше	15
Коефіцієнт повернення	0,85
Час повернення, не більше, мс	200
Пристрій витримує без пошкоджень струм, А: - тривало вхідний струм протягом 1 год. - вхідний струм протягом 8 с	6 - 7,5 100
Габаритні розміри, мм (ШхВхГ)	245х367х100
Маса, кг	5
Відносна похибка струму і витримки часу у всьому робочому діапазоні температур, %	±10

Шестирічний досвід впровадження (встановлено більше 250 пристроїв) показав високу ефективність їх застосування. Упровадження пристроїв рекомендовано департаментом Науки і Техніки РАО «ЄС Росії» (ІП-1-96 э) і Радою з РЗА Мінпаленерго України.

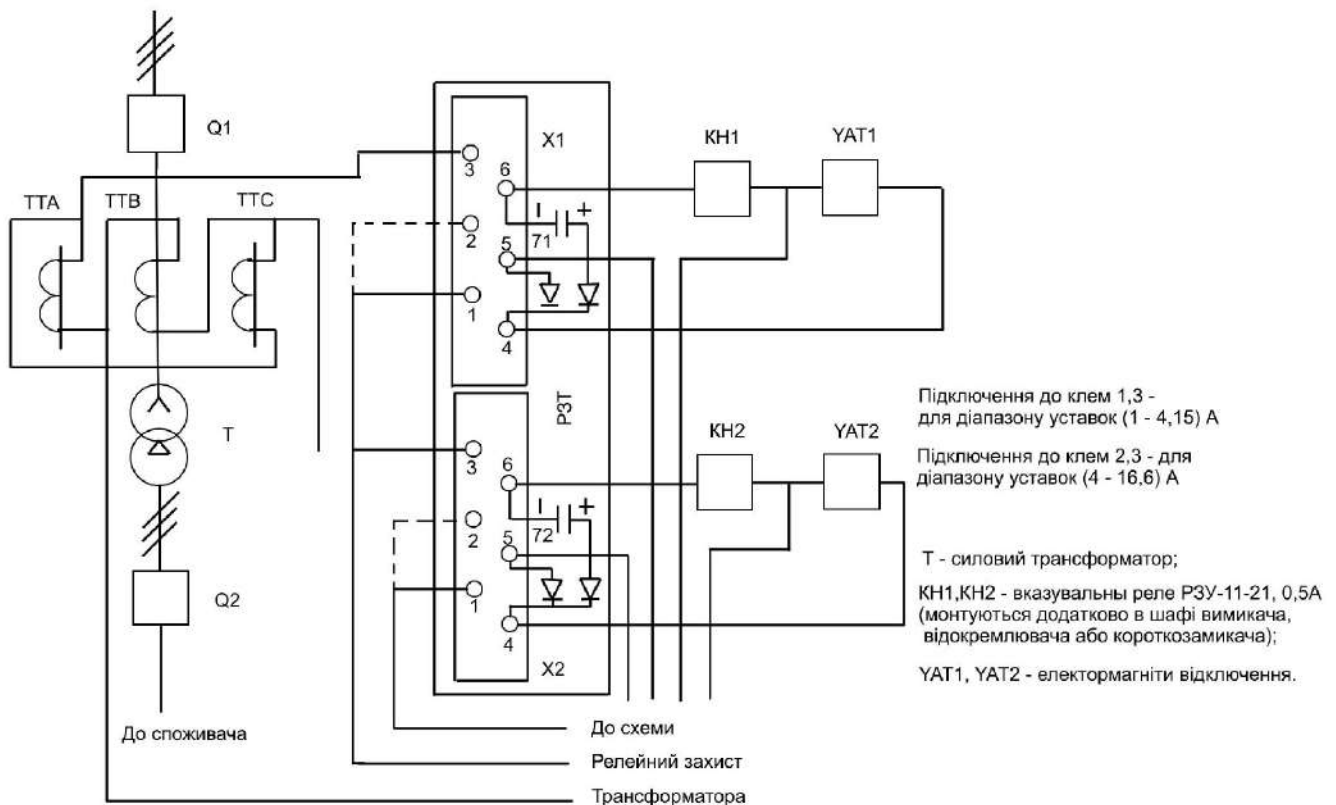


Рисунок Е4.1 – Схема підключень РТЗ

ДОДАТОК Е5
(довідковий)
Реле часу

Таблиця Е5.1-Характеристики реле АЛ-1 і АЛ-4

Тип реле	Номинальний струм, А	Діапазон уставок струму спрацювання, А	Дискретність	Потужність, споживана реле по струмовим колам, ВА, не більш при струмі		Потужність, споживана реле по колу оперативної напруги живлення, ВА (Вт), не більш	Термічна стійкість, А	
				$I = I_{\text{ср.мін}}$	$I = I_{\text{ном}}$		Нетривала	Тривала
АЛ-1	0,4	0,05-0,40	0,005	0,1	0,2	4 (4)	0,5	40
	1,1	0,125-1,0	0,0125	0,1	0,3		1,1	50
	5,0	0,5-4,0	0,05	0,1	0,8		5,5	200
	10	2,5-20	0,25	0,2	0,5		11	300
	16	15-120	1,5	0,3	0,8		18	400
АЛ-4	0,16	0,015-0,15	0,0015	0,1	0,2	6,5 (10)	0,16	30

Таблиця Е5.2- Характеристики реле АЛ-1 і АЛ-4

Основні параметри	АЛ-1	АЛ-4
Номинальна напруги живлення, В	$\sim 100, = 110, \cong 220$	$\sim 100, \cong 220$
Час спрацювання реле, с, не більше: при струмі 1,2 $I_{\text{ср}} / 3 I_{\text{ср}}$	0,05 / 0,03	0,06 / 0,04
Комутаційна зносостійкість, циклів, не менш	20000	
Механічна зносостійкість, циклів, не менш	100000	
Клас точності	5	
Коефіцієнт повернення, не менш	0,9	0,93

Реле часу ВЛ100А, ВЛ101А призначені для комутації електричних кіл з визначеними, попередньо встановленими витримками часу в пристроях захисту, протиаварійної та промислової автоматики.

Таблиця Е5.3- Характеристики реле ВЛ100А, ВЛ101А

Найменування параметра	ВЛ100А	ВЛ101А
1	2	3
Діапазон уставок, с	0,1-9,9; 0,05-4,95; 0,3-29,7; 1-99;	0,1-9,9; 0,05-4,95; 0,2-19,8;

Продовження таблиці Е5.3

1	2	3
Приведена похибка	2%	5%
Напруги живлення, В	= 24, ~ 100, = 110, ≅ 220, ~380*	~ 100, = 110, ≅ 220, ~380*
Час повторної готовності, с	0,1	0,1-0,3
Час повернення, с	0,08	встановлений на шкалі

Таблиця Е5.4- Характеристики реле ВЛ102, ВЛ103

Параметри	ВЛ102	ВЛ103
Номінальна напруги живлення, В	≅ 110, ≅ 220,	
Верхня та нижня межа уставок витримки часу (по виконанню), с	0,05-4,95; 0,1-9,9; 0,3-29,7	0,05-4,95; 0,1-9,9; 0,2-19,8
Стан вхідної керуючої команди	подача напруги живлення	зняття напруги живлення
Клас точності для реле з максимальною уставкою T _{max} до 9,9 с: T _{max} до 29,7 с:	1,5 / 0,5 1,5 / 0,2	2 / 0,5 2 / 0,5
Час повернення, с, не більш	0,06	0,04
Час повторної готовності, с, не більш	0,1	0,3
Час спрацювання контакту моментальної дії, с, не більш	0,04	---
Напруга спрацювання, в долях номінальної напруги живлення	не більш 0,75	від 0,15 до 0,40
Напруга повернення, в долях номінальної напруги живлення, не менше	0,15	0,8
Споживана потужність, ВА	4	6
Механічна зносостійкість, циклів	10 ⁶	10 ⁵
Ступінь захисту: реле / по роз'єму	IP40 / IP10	
Маса, кг	0,3	

Таблиця Е5.5 - Характеристики реле ВЛ-104, ВЛ-104А

Параметри	ВЛ-104; ВЛ-104А
1	2
Номінальний струм реле по одній або двом фазам, А	5

Продовження таблиці Е5.5

1	2
Частоти змінного струму (по виконанню), Гц	50
Межі уставок витримки часу: - нижня межа першого (Т1) кола, с - нижня межа другого (Т2) кола, с - нижня межа третього (Т3) кола, с - верхня межа уставок усіх трьох кіл, с	0,1 $T_1 + 0,5$ $T_2 + 0,5$ 9,9
Діапазон регулювання витримки часу, с	0,1-9,9
Засіб регулювання витримки часу	ступінчастий
Дискретність регулювання уставок, с	0,1
Мінімальний робочий струм реле $I_{\min}$, А	2
Реле допускає тривале протікання струму по первинним обмоткам трансформаторів (одна фаза виводи 1-2, друга 10-11) до 10А, а протягом 10с – до 150А.	
Реле має три вихідні кола з незалежними уставками витримки часу: - з тривалозамикаючим (проскользуючим) контактом - з замикаючим (кінцевим) контактом	1-е та 2-е коло 3-е коло
Клас точності реле	2 / 0,2
Час замкнутого стану тривалозамикаючих контактів, с	$0,4 \pm 0,04$
Час повторної готовності, не більш, с	0,1
Тривалодопустимий струм контактів, А	5
При встановлені витримки часу необхідно дотримання послідовності, с:	$T_1 \geq 0,1$; $T_2 > T_1 + 0,5$; $T_3 > T_2 + 0,5$
Споживана потужність реле при номінальному струмі для кожного кола живлення, не більш, ВА	6
Комутаційна здатність контактів при напругах від 24 до 250 В: - в колах постійного струму з постійної часу індуктивного навантаження $\tau \leq 0,02$ с, не більш - в колах змінного струму при коефіцієнті потужності $\cos\varphi \leq 0,4$	60 Вт 200 ВА
Комутаційна зносостійкість контактів реле, циклів ВВ: Без навантаження:	200000 10^6
Маса реле, не більш, кг	1,5

Таблиця Е5.6 - Характеристики реле ВЛ-63 – ВЛ-69

Параметр	ВЛ-63	ВЛ-64	ВЛ-65	ВЛ-66	ВЛ-67	ВЛ-68	ВЛ-69
1	2	3	4	5	6	7	8
Кліматичне виконання	УЗ, ТЗ	УХЛ4, О4					УЗ, ТЗ
Нижня і верхня границя уставок (по виконанням)	(0,1-30) с, хв., год.	(0,1-1; 0,3-3; 1-10; 3-30)* с, хв., год.		(0,1-9,9; 1-99) с, хв., год.		(0,1-9,9) с, хв., год. (1-999) с,	(0,1-9,9) с (1-99) с

Продовження таблиці Е5.6

1	2	3	4	5		6	7
Регулювання витримки часу	Плавна			Ступінчата			
Кількість поділок шкали з числовими відмітками	10	10	10	---	---	---	---
Дискретність перемикавання уставок, % T _{max}	---	---	---	1		0,1	1
Клас точності	3/2		1,5/2	1/0,1		1/0,02	1,5/0,2
Час повторної готовності, с, не менше	0,3		---	0,3			0,1
Час повернення, с не більше	0,2						0,07
Номінальна напруга живлення, В = постійного та ~ змінного струму 50/60 Гц	=24	=24, =27, ≅ 110, ≅ 220 ~230,~240	~ 110, ~ 220	=24, =27, ≅ 110,≅ 220 ~230,~240			
Споживана потужність, Вт (ВА), не більш	2 без навантаження	4,5 (4,5)					
Тривало допустима сила струму вихідного кола, А	0,12	4					

Таблиця Е5.7 – Характеристики реле ВЛ-73 – 79А

Найменування	Тип реле ВЛ							
	73	74, 75	78	79	73А	74А	76А	79А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номинальна напруга живлення, В	$\cong$ 24, $\cong$ 42, $\cong$ 48, =60, $\cong$ 110, ~ 127, ~ 220	$\cong$ 110, ~127, ~ 220	$\cong$ 110, ~127, $\cong$ 220	$\cong$ 24, $\cong$ 110, ~127, $\cong$ 220				
Діапазон уставок	(0,1-9,9; 1-99)с; (0,1-9,9; 1-99)хв.; (0,1-9,9; 1-99)год.			(0,1-9,9; 0,3-29,7)с;	0,1с – 60 хв. 0,1мін- 60 год.			0,1-60с
Дискретність	0,01 $T_{\max}$ піддіапозона				0,02 $T_{\max}$ піддіапозона			

Продовження таблиці Е5.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Клас точності	1,5/0,2 (для секундного діапазону) 1,5/0,1(для хвилинного, годинного діапазону)				3/0,5			5/0,5
Час повернення	не більш 0,2 с			-	не більш 0,1 с			-
Час повторної готовності	не менш 0,3 с			-	не менш 0,3 с			-
Тривало допустимий струм вихідних контактів	4				4			2

Таблиця Е5.8 – Характеристики реле

Найменування	Параметри	Значення
1	2	3
Номінальні вихідні сигнали /вимірювальні/	Вхідний змінний струм нульової послідовності, А Вхідний змінний струм фаз I_n , А Частота змінного струму, Гц	0,01-1 5 або 1 50
Електроживлення	Напруга оперативного живлення, В Діапазон частоти, Гц Номінальна частота Споживана потужність, не більш	90-250 / DC або AC/ 44-55 50 Гц $5B \cdot A + 0,4B \cdot A$ на кожній ввімкн.дискр.вихід
Максимальний струмовий захист /МСЗ/	Триступеневий максимальний струмовий захист: Діапазон уставок по струму для кожної ступені, А Діапазон уставок витримки часу, с (ВЧ) для кожної ступені МСЗ Уставки ВЧ для першої $t_{I>}$ (МСЗ-1), та другої $t_{I>>}$ (МСЗ-2) ступенем Уставка ВЧ для третьої $t_{I>>>}$ (МСЗ-3) ступені	$0,1-25I_n$ з кроком $0,1 I_n$ $0,1-32$ з кроком $0,05$ незалежні

Продовження таблиці Е5.8

1	2	3
Максимальний струмовий захист /МСЗ/	Задання уставок кожної ступені МСЗ Точність вимірів струмів, не гірше Споживана потужність струмовим колом, на фазу, ВА Коефіцієнт повернення після зниження вимірюваного струму нижче струму МСЗ	у залежності від програмного забезпечення 3% не більш 2 0,95
Не направлення захисту від замикань на ґрунт /ЗНЗ/	Діапазон уставок по струму спрацювання, А Діапазон уставок по часу спрацювання, с Задання уставок по струму і часу	0,01-1 0,1-32 з кроком 0,05 програмно з можливістю блокування
Автоматичне повторне включення вимикача /АПВ/	Діапазон часу спрацювання АПВ, с Діапазон часу повторної готовності АПВ, с При активності флагу прискорення МСЗ часу	0,1-32 з кроком 0,1 1-32 з кроком 0,1 не більш 0,1
Вихідні дискретні сигнали	Кількість вихідних реле командних програміруємих: - з перемикаючим контактом з замикаючим контактом Реле сигналу несправності з перемикаючим контактом Комутаційна здібність контактів реле: - комутації ланцюгів змінного струму - при замиканні ланцюгів постійного струму тривало допустимий струм	1 4 1 не більш 220 В, 5 А, 1000 ВА ($\cos\varphi=0,6$) 250 В, 0,4 А, ($\tau = 30\text{мс}$) 30 Вт 8 А
Дискретні виходи (з оптичною розв'язкою) – бшт	Керуюча напруга постійна, зміна - Рівень логічної одиниці вище - Рівень логічного нуля нижче	220 В 0,6 $U_{\text{ном.}}$ 0,4 $U_{\text{ном.}}$
Інформація про події	Запис журналу подій, запис осцилограм аварійних процесів (формат COMTRADE).	До 15х5 сек аварійних подій
Передача інформації	Тип протокола для зв'язку з ПК Параметри зв'язку (швидкість, кратність, стоп-бит) Інтерфейс Відображення інформації	Modbus RTU (Modicon) Налагоджувальні RS485, RS232, клавіатура 2х16 символний ЖКІ, 7 світлодіодів

ДОДАТОК Е6
(довідковий)

Таблиця Е6.1 – Рекомендації щодо заміни реле

Існуючі реле	Реле до заміни
1	2
Реле часу	
2РВМ	РВЦ-03
ВЛ-36	ВЛ-59
ВЛ-40,41	ВЛ-65
ВЛ-43-49	ВЛ-63-69
ВЛ-56	ВЛ-81
ВС-10	ВС-43
РВ-01	ВЛ-69, ВЛ-76
РВ-03	ВЛ-79, ВЛ-101А, ВЛ-103
РВ-03+РН54	ВЛ-103А
РВ-112	ВЛ-100А
РВ-142	
РВ-142	
РВ-142	
РВ-113	ВЛ-102
РВ-127	
РВ-133	
РВ-143	
РВ114	ВЛ-102, ВЛ-73
РВ124	
РВ134	
РВ144	
РВ215	ВЛ-101А
РВ225	
РВ235	
РВ245	

Продовження таблиці Е6.1

1	2
PВ217	ВЛ-102, ВЛ-73
PВ227	
PВ237	
PВ247	
PВ218	ВЛ-100А
PВ228	
PВ238	
PВ248	
PВМ-12,13	ВЛ-104
PВТ-1200	ВС-43
PВП-01	ВЛ-108
PВП-58.69Т	
РРВП-1	РВЦ-03
РСВ01-1	ВЛ-68, ВЛ-76
РСВ01-3	ВЛ-81
РСВ01-4	ВЛ-76
РСВ13	ВЛ-104
РСВ14	ВЛ-101А
РСВ 15-ої серії	ВЛ60-ї серії
РСВ 16-ої серії	ВЛ70-ї серії
РСВ 17-ої серії	ВЛ-81, ВЛ-82
РСВ 18-ої серії	ВЛ-100А, ВЛ-101А, ВЛ-102
РСВ160	ВЛ-100А
РСВ 160	
ТПТ	ВЛ-159
Реле напруги	
РСН 12	НЛ-8 НЛ-18-1
РСН14, РСН-15	НЛ-4
РСН16, РСН-17	НЛ-5

Продовження таблиці Е6.1

1	2
РСН 18	НЛ-8, НЛ-18-2
РСН53	НЛ-6
РСН54	НЛ-7
РН 54 і РВОЗ	ВЛ-103А
РН153	НЛ-6
РН154	НЛ-7
Проміжні реле	
ПЗ-6.36.37	РЭП-20
РП16-1	ПЭ-40
РШ6-2,3,4	ПЭ-42
РП16-5.7	ПЭ-40
РП17-1	ПЭ-41
РП17-2	ПЭ-43
РП17-3	
РП17-4	ПЭ-41
РП.17-5	
РП18-1.2.3	ПЭ-44
РП18-4.5,6,7	ПЭ-45
РП 18-8,9,0	ПЭ-45
РП23	ПЭ-40
РП25	
РП251	ПЭ-44
РП253	
РП252	ПЭ-45
РП254	ПЭ-42
РП255	
РП256	ПЭ-45
РПТ-100	РЭП-20
РЭП-25	ПЭ-40,42
РЭП-36	ПЭ-40, 42
РЭП-37	ПЭ-44, 45

Продовження таблиці Е6.1

1	2
РЭП-38Д	ПЭ-46
РЭП-96	ПЭ-44, 45
Реле контролю фаз	
РОФ-11,12,13	ЕЛ-11,12,13
РСН-25М	ЕЛ-11
РСН-26М	ЕЛ-12
РСН-27М	ЕЛ-13
Реле струму	
РСТ11	АЛ-1
РСТ13	
РТ351	АЛ-4
Реле захисту двигуна	
УЗОТЗ-2У	РДЦ-01
РЗЗЗ-6	
РЗД-1	
РЗЇ-3М	