



Ю.Л. Новосилецкий, О.О. Лавріщев

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ  
для проектування систем  
електропостачання в АПК**



**Ю.Л. Новосилецький, О.О. Лавріщев**

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ  
для проектування систем  
електропостачання в АПК**

---

**2014**

## ЗМІСТ.

ПЕРЕДМОВА.....	4
1. Загальні питання проектування.....	6
1.1. Основні вимоги до проектів.....	6
1.2. Позначення документів дипломних проектів.....	10
1.3. Оформлення пояснювальної записки дипломних проектів .....	11
2 Загальні принципи побудови систем електропостачання.....	53
2.1. Загальні поняття та положення.....	53
2.2. Розробка структур та систем електропостачання.....	59
3. Розрахунок електричних навантажень сільськогосподарських споживачів.....	63
3.1. Загальні положення.....	63
3.2. Визначення розрахункових навантажень електричних мереж.....	65
3.3. Вибір місця розташування підстанцій кількості і потужності трансформаторів.....	78
4. Розрахунок електричних мереж.....	87
4.1. Визначення допустимої втрати напруги в мережах.....	87
4.2. Розрахунок і вибір перетину проводів ПЛ 0,38 І 10кВ.....	92
4.4. Розрахунок і вибір перетину СІП.....	96
5. Проектування електричної частини підстанцій.....	106
5.1. Розробка принципової схеми первинних кіл комутації.....	106
6. Релейний захист систем електропостачання.....	161
6.1. Основні відомості.....	161
6.2. Захист повітряних ліній 6-35кВ.....	164
6.3. Розрахунок релейного захисту ПЛ 6-35 кВ.....	166
6.4. Захист трансформаторів.....	177
6.5. Автоматика мереж.....	
7. Проектування пристроїв блискавкозахисту.....	197
7.1. Блискавкозахист та заземлення.....	197
7.2. Заземлення та заземляючі пристрої.....	216
8. Техніко-економічні показники ефективності капітальних вкладень .....	288
8.1. Загальні положення.....	288
8.2. Визначення капіталовкладень.....	230
8.3. Визначення прибутків.....	231
8.4. Визначення поточних виробничих витрат.....	223
8.5. Визначення терміну окупності капіталовкладень.....	236
Список використаних джерел.....	238
Додатки	

## 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, високо механізованих 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.

Для правильного вирішення завдань, що пов'язані з проектуванням систем електропостачання сільськогосподарських виробничих об'єктів, студент, а в майбутньому спеціаліст повинен мати теоретичні знання та вміння творчо використовувати їх у своїй практичній діяльності. Одним з етапів такого використання є 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 посібнику зроблено спробу дати приблизний алгоритм виконання дипломної роботи. Приділено увагу обґрунтуванню оптимальних варіантів технічних рішень, що потребують постановки та проведення теоретичних та експериментальних дослідів.

## **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, ПУЕ, 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.

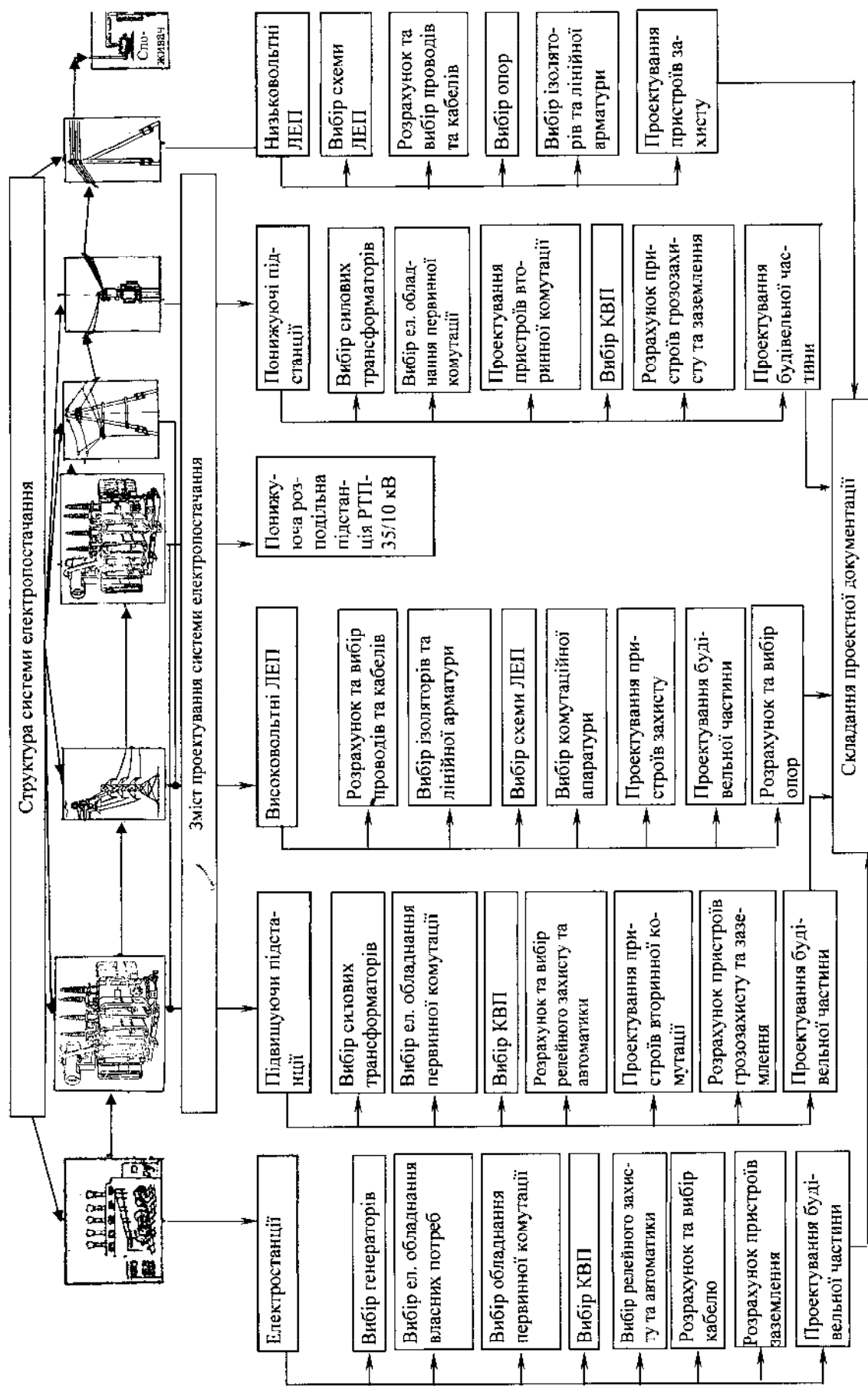


Рисунок 1.1 – Зміст проектування та структура системи електропостачання



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.

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 проектною 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;
- стадійність проектування;
- перелік обов'язкових креслень і схем;
- 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».

**Технічний проект** – передуює стадії розробки робочої документації, тому він більш повно визначає проєктований 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 завдання 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 проектного 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.

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 підстанцій;
- 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 підстанцій;
- попорні схеми ПЛ, схеми кабельних ліній;
- креслення будівельних конструкцій підстанцій, розподільних пристроїв, опор ПЛ;

- кошториси на обладнання, матеріали, монтаж;

## 1.2. ПОЗНАЧЕННЯ ДОКУМЕНТІВ ДИПЛОМНИХ ПРОЕКТІВ.

**Дипломний проект** – 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.

Позначення (шифр) документів дипломних проектів складається з цифрових та літерних індексів відділених крапкою.

Позначення документів (шифрів) проставляється на етикетках обкладинки, на титульних аркушах, в основних написах текстової та графічної частин проектів .

XX. X.XXXXXXX. XXX. XXX. XX  
 1 індекс                  2 індекс                  3 індекс                  4 індекс                  5 індекс

1 індекс – код виду документа:

- ДП – дипломний проект;

2 індекс – номер спеціальності (наприклад: 5.10010102 «Монтаж обслуговування та ремонт електричних установок в агропромисловому комплексі » ).

3 індекс – номер групи (наприклад, якщо група Е-41, то пишеться 041).

4 індекс – порядковий номер прізвища студента в наказі про затвердження теми його проекту.

5 індекс – шифр документа, що входить до проекту .

Рекомендуються такі шифри документів проекту :

- ПЗ – пояснювальна записка;
- ПД – відомість дипломного проекту;
- ГК – габаритне креслення;
- ВЗ – креслення загального вигляду;
- СК – складальне креслення;
- МК – монтажне креслення;
- ГП – генеральний план;
- ПО – план цеху (майстерні);
- СП – схема виробничого (технологічного) процесу;
- ТХ – схема технологічна;
- Е – схема електрична;
- К – схема кінематична;
- Г – схема гідравлічна;
- П – схема пневматична;

- ГР – графік;
- ГЗ – графік завантаження майстерні;
- ТБ – таблиця;
- ТК – технологічна карта;
- РЗБ – ремонтне креслення складальної одиниці;
- Р – ремонтне креслення всіх видів;
- КП – компоновочний план;
- Д ( Д1, Д2, Д3) – інші документи.

Якщо в документі є декілька документів за однаковим шифром, то після шифру через пропуск ставлять номер потрібного документа.

Креслення деталей та специфікацій позначають без шифрів, а тому п'ятий індекс в їх позначенні відсутній.

#### *Приклад позначень*

### ДП. 5.10010102. 041. 015. ПЗ

Позначення означає, що це пояснювальна записка (ПЗ) дипломного проекту (ДП) виконана студентом за спеціальністю „Монтаж обслуговування та ремонт електричних установок в агропромисловому комплексі ” – молодший спеціаліст (5.10010102) групи Е-41 (041), прізвище якого записане під номером 15 (015) в наказі про затвердження тем дипломного проектування.

## **1.3. ОФОРМЛЕННЯ ПОЯСНЮВАЛЬНОЇ ЗАПИСКИ ДИПЛОМНИХ ПРОЕКТІВ.**

### **1.3.1. Загальні вимоги.**

Текстові документи курсових та дипломних проектів оформляються у вигляді зброшурованої пояснювальної записки, в якій приводиться інформація про виконані технічні, науково-дослідні, організаційні, екологічні та економічні розробки.

Пояснювальна записка згідно з міждержавними стандартами ГОСТ 2.105-95 є одним з видів текстових документів і оформляється відповідно до вимог Єдиної системи конструкторської документації (ЕСКД) та Єдиної системи технологічної документації (ЕСТД).

Текстові документи, які входять до складу пояснювальної записки, підрозділяють на документи, які мають цільний текст (безпосередньо записка, розрахунки, інструкції тощо) і документи, які мають текст, розбитий на графи (специфікації, відомості, таблиці тощо).

В процесі розробки і написання пояснювальної записки повинно бути забезпечено виконання таких вимог:

- логічна послідовність викладених матеріалів;
- переконливість аргументації;
- стислість і точність формулювань (щоб не було суб'єктивного та неоднозначного тлумачення);
- конкретність викладених результатів роботи;
- недопустимість включення в пояснювальній записці (без необхідності) даних та формулювань запозичених з літературних джерел.

Обкладинка пояснювальної записки курсових та дипломних проектів повинна бути з цупкого паперу і оформлена у вигляді титульного аркуша. Дублювання титульного аркуша на обкладинці і в пояснювальній записці не допускається.

Пояснювальна записка повинна мати жорстке переплетення. Зшивати пояснювальну записку кольоровими стрічками чи нитками не допускається.

На палітурці курсових та дипломних проектів робиться напис (наклеюється табличка) за формою наведеною у додатку 1.

Пояснювальна записка виконується українською мовою на одній стороні білого паперу формату А4 (210х297мм) – ГОСТ 2.301-68.

Способи виконання пояснювальної записки:

- рукописний з висотою літер і цифр не менш ніж 2,5 мм чорними чорнилами (пастою);
- за допомогою комп'ютера (шрифт Times New Roman 14, інтервал 1,5).

За необхідності допускається використання аркушів формату А3 (297х420мм), які складаються у формат А4 зображенням назовні.

Вписувати в пояснювальну записку, виготовлену друкарським способом, окремі слова, формули, умовні знаки, а також виконувати схеми і рисунки необхідно чорним чорнилом (пастою) від руки креслярським шрифтом.

Об'єм пояснювальної записки не повинен перевищувати 60-80 сторінок рукописного тексту (40-60 сторінок виконаного на комп'ютері) для дипломних проектів (робіт) та 40-50 сторінок рукописного тексту (30-40 сторінок виконаного на комп'ютері) для курсових проектів (робіт). При визначенні об'єму пояснювальної записки додатки не враховуються.

Помилки, описки та інші неточності, виявлені в пояснювальній записці допускається виправляти підчисткою або коректором і нанесенням на тому ж місці виправленого тексту машинописним або рукописним способом. Пошкодження листів, помарки та сліди неповністю видаленого тексту не допускаються.

Кожний аркуш пояснювальної записки повинен мати рамку чорного кольору, виконану друкарським способом або вручну чорнилом або пастою. Рамку наносять суцільною основною лінією на відстані 20 мм від лівого поля і 5 мм від інших полів аркуша.

Відстань між рядками рукописного тексту – 10 мм.

Відстань від рамки до початку і кінців рядків тексту не менше 3 мм.

Відстань від верхнього або нижнього рядка тексту до верхньої або нижньої рамки повинна бути не менша ніж 10 мм.

Абзаци в тексті починають відступом, який дорівнює 15...17 мм.

### **1.3.2. Структура пояснювальної записки.**

Структура пояснювальної записки курсових та дипломних проектів (робіт) повинна містити наступні обов'язкові структурні частини у порядку їх розміщення:

- титульний аркуш;
- завдання на виконання курсового чи дипломного проекту (роботи);
- відомість проекту (роботи);
- реферат;

- зміст;
- вступ з обґрунтуванням теми та завдань проекту (роботи);
- основна частина;
- висновки та пропозиції;
- список використаних джерел;
- додатки (якщо вони є).

### **1.3.3. Титульний аркуш.**

Титульний аркуш – це перший аркуш пояснювальної записки. Оформляється на аркуші формату А4 (210 x 297 мм) згідно з ГОСТ 2.105-95. Титульний аркуш може бути виконаний креслярським шрифтом, машинописним способом або за допомогою комп'ютера. Рамка, основний напис та номер сторінки на титульному аркуші не проставляються.

Титульний аркуш містить: назву міністерства, у систему якого входить навчальний заклад, назву навчального закладу, відділення, шифр і назву спеціальності, гриф допуску проекту до захисту, тему проекту, назву і позначення документа, прізвище та підписи виконавця, керівника та консультантів (якщо вони є) проекту, рік виконання (без написання слова „рік” або „р”).

Форма титульних листів курсового та дипломного проектів наведені в додатках 2 і 3.

### **1.3.4. Завдання на виконання дипломних проектів.**

Вихідним документом на виконання проекту є завдання. Завдання складається керівником проекту відповідно до обраної теми, розглядається цикловою комісією, затверджується завідуючим відділенням та видається студенту.

Після виконання проекту завдання підшивається разом з пояснювальною запискою.

Завдання на виконання проекту оформляється на бланках встановленої форми акуратно та розбірливо рукописним, машинописним способом або за допомогою комп'ютера.

У завданні вказують:

- назв міністерства, у систему якого входить навчальний заклад;
- назва навчального закладу;
- назва відділення;
- шифр та назва спеціальності;
- курс, група, прізвище, ім'я та по батькові студента;
- тема проекту;
- вихідні дані;
- зміст пояснювальної записки(питання, що підлягають розробці);
- перелік графічних матеріалів;
- дату видачі завдання;
- термін здачі виконаного проекту.

В кінці завдання повинні бути проставлені підписи студента, що прийняв завдання, і керівника проекту. Додатково до завдання студенту видається графік виконання основних етапів проекту (роботи) у відповідності з навчальним планом спеціальності.

Форми завдань на виконання курсових та дипломних проектів наведені в додатках 4 і 5.

### **1.3.5.Відомість проектів .**

Відомість проекту – це перелік розробленої документації проекту (роботи), складається за ГОСТ 2.108-68 з встановленим написом згідно ГОСТ 2.104-68.

У відомості проекту записуються всі конструкторські і технологічні документи розроблені у проекті . Запис документів проводять лише по одному розділу „Документація”. документи у відомості записуються у послідовності встановленій ГОСТ 2.108-68 (порядок заповнення відомостей).

Форма та взірці відомості проекту наведені в додатку 6.

Графи відомості проекту заповнюються наступним чином:

- в графі „Формат” вказують формат, на якому виконаний документ. Якщо документ виконаний у декількох форматах різних розмірів, то в цій графі ставиться знак „\*”, а в графі „Примітка” перераховують позначення цих форматів;
- в графі „Позначення” вказують шифр (позначення) документа;
- в графі „Найменування” вказують назву документа у відповідності з основним написом, наприклад „Підстанція”. „Креслення загального вигляду”;
- в графі „Кількість аркушів” вказують кількість аркушів, на яких виконаний даний документ;
- в графі „Номер примірника” вказують номер екземпляру копії даного документа. Для навчальних документів в цій графі ставиться прочерк.
- в графі „Примітка” вказують додаткові відомості.

Основний напис першого аркуша відомості проекту (роботи) повинен відповідати формі 2, а послідовних аркушів – формі 2а за ГОСТ 2.104-68 (додаток 7).

Заповнену відомість проекту (роботи) розміщують в пояснювальній записці після завдання (перед рефератом). При цьому номери сторінок відомості проекту (роботи) в прохідній нумерації сторінок пояснювальної записки не проставляються, але враховуються в ній.

### **1.3.6. Реферат.**

Реферат – це короткий зміст проекту з основними розробками та висновками. Реферат курсових та дипломних проектів складається згідно ГОСТ 7.9-77 „Реферат і анотація”. В рефераті приводять основні відомості про предмет, методи і результати виконаної роботи, а також основні характеристики розробленого виробу, процесу або системи, наводять короткі висновки про отримані результати. В рефераті акцентується увага на нових відомостях і визначається доцільність звернення до первинного документу (в даному випадку до пояснювальної записки).

Текст реферату оформляється рамкою без основного напису. Розміщують реферат за відомістю курсового чи дипломного проекту , номер аркуша на рефераті не проставляється.

Заголовок „РЕФЕРАТ” пишеться окремим рядком (симетрично тексту) прописними літерами висотою 5...7 мм. Відстань від заголовку до тексту повинна бути не менше 10 мм.

Реферат починається зазначенням обсягу пояснювальної записки та кількості аркушів графічного матеріалу, кількості ілюстрацій, таблиць, використаних літературних джерел. Відомості про загальну кількість ілюстрацій доповнюються даними про їх характер (схеми, креслення, графіки, фотографії тощо), які конкретизують структуру представленого в записці матеріалу.

Потім наводять перелік ключових слів, який повинен містити від 5 до 15 слів (словосполучень), написаних (надрукованих) великими літерами у називному відмінку в рядок через коми.

Далі розміщують основний зміст матеріалу, який відображає мету проекту (роботи), методи розробки, одержані результати, ступінь впровадження, основні показники, галузь використання.

Об'єм реферату не повинен перевищувати 2000 знаків (не більше однієї сторінки).

Взірець оформлення реферату дипломного проекту наведено в додатку 8.

#### **1.3.7. Зміст.**

Зміст пояснювальної записки призначений для поліпшення пошуку необхідних матеріалів записки при її читанні. Він розміщується за рефератом і повинен включати весь перелік заголовків розділів і підрозділів записки, починаючи з вступу і закінчуючи списком використаних джерел або додатками (якщо вони є), з зазначенням номера аркуша, де починається даний розділ або підрозділ. При цьому заголовки розділів і підрозділів повинні бути написані у відповідності з вимогами, що подаються до оформлення заголовків основної частини записки. Слово ”ЗМІСТ” є заголовком.

Перший аркуш змісту повинен мати рамку з основним написом за формою 2, наступні аркуші змісту оформляються написом за формою 2а (додаток 7).

В основному написі першого аркуша змісту в графі 1 вказується тема проекту (роботи), в графі 7 – порядковий номер аркуша в загальній нумерації пояснювальної записки проекту (роботи), в графі 8 – загальна кількість аркушів пояснювальної записки проекту (роботи).

В основних написах аркушів змісту записують тему проекту (роботи) та шифр пояснювальної записки.

Взірець оформлення змісту наведено в додатку 9.

#### **1.3.6. Вступ.**

Вступ - це оцінка сучасного стану вирішення питання, новизна та актуальність роботи, обґрунтування мети курсового чи дипломного проекту .

Вступ розташовують на окремій сторінці після змісту.

Перший аркуш вступу повинен мати рамку з основним написом за формою 2, наступні аркуші оформляються написом за формою 2а (додаток 7). В основному написі першого аркуша вступу в графі 1 вказується назва „Вступ, в графі 7 – порядковий номер аркуша в загальній нумерації пояснювальної записки проекту , в графі 8 – кількість аркушів вступу.



Заголовок "ВСТУП" пишеться окремим рядком (симетрично тексту) прописними літерами висотою 5...7 мм. Відстань від заголовку до тексту повинна бути не менше 10 мм.

Рекомендується така структура вступу:

- Закони, Укази Президента та інші законодавчі акти, які відносяться до теми проекту;
- основні вимоги науково-технічного прогресу щодо вирішення поставлених завдань;
- стан та перспективи розвитку вирішення поставлених завдань;
- обґрунтування актуальності і новизни розробки теми проекту ;
- мета проекту .

### **1.3.7. Побудова тексту.**

Зміст тексту записки за необхідності розділяють на розділи, розділи – на підрозділи, підрозділи – на пункти, пункти – на підпункти, номенклатура і послідовність яких залежить від типу та особливостей теми проекту.

Кожний розділ пояснювальної записки рекомендується починати з нового аркуша. Розділи, підрозділи, пункти та підпункти повинні мати порядковий номер і назву.

Розділи повинні мати порядкові номери в межах всієї пояснювальної записки, які позначаються арабськими цифрами з крапкою (1., 2., 3. і т.д.). Підрозділи повинні мати нумерацію в межах кожного розділу. Номера підрозділів складаються із номерів розділів і підрозділів, розділених крапкою. В кінці номера підрозділу крапка не ставиться (2.1, 2.2, 2.3 і т.д.). розділи і підрозділи можуть складатися із одного або декількох пунктів. Якщо розділ не має підрозділів, то нумерація пунктів в ньому повинна бути в межах кожного розділу, а номер пункту повинен складатися з номерів розділів і пунктів, розділених крапкою (1.1, 1.2, 1.3 і т.д.). Якщо розділ має підрозділи, то нумерація пунктів в ньому повинна бути в межах підрозділу, і номер пункту повинен складатися із номерів розділу, підрозділу і пункту розділених крапкою. В кінці номера пункту крапка не ставиться (3.1.1, 3.1.2, 3.1.3 і т.д.). Якщо розділ чи підрозділ складається з одного пункту, тоді він також нумерується. Пункти при необхідності можуть бути розділені на підпункти, які повинні мати порядкову нумерацію в межах кожного пункту, крапка в кінці номера підпункта не ставиться (4.2.1.1, 4.2.1.2, 4.1.1.3 і т.д.). У середині пунктів або підпунктів можуть бути приведені переліки. Перед переліком ставиться двокрапка. Перед кожною позицією переліку слід ставити дефіс або малу літеру українського алфавіту з дужкою (перший рівень деталізації). При подальшій деталізації переліку необхідно застосовувати арабські цифри, після яких ставиться дужка, а запис виконується з абзацу.

Приклад

- а) \_\_\_\_\_
- б) \_\_\_\_\_
  - 1) \_\_\_\_\_
  - 2) \_\_\_\_\_
- в) \_\_\_\_\_

Розділи та підрозділи повинні мати заголовки (пункти і підпункти не обов'язково). Назви повинні бути короткими, чітко ч стисло відображати зміст. Назви розділів виконують (друкують або записують) у вигляді заголовків симетрично тексту прописними літерами. Назви підрозділів виконують у вигляді заголовків рядковими літерами, крім першої прописної. Переноси слів у заголовках не допускаються. Крапку в кінці заголовку не ставлять. Якщо заголовок складається з двох речень, їх розділяють крапкою. Не допускається підкреслювання заголовків. відстань між заголовками розділу та підрозділу, між заголовками підрозділу і першим рядком першого пункту даного підрозділу при виконанні на комп'ютері повинна бути рівною 2 інтервалам, при виконанні рукописним способом – 10 мм. відстань між останнім рядком тексту підрозділу, пункту або підпункту попереднього розділу і заголовком наступного підрозділу – 3 інтервали (15 мм).

### **1.3.8. Викладення тексту пояснювальної записки.**

Текст записки повинен бути стислим, чітким і не допускати різних тлумачень. При викладенні обов'язкових вимог у тексті повинні застосовуватися слова: „повинен”, „слід”, „необхідно”, вимагається, щоб”, „дозволяється тільки”, „не допускається”, забороняється”, „не слід”. При викладенні інших положень слід застосовувати такі слова: „можуть бути”, „як правило”, „за необхідності”, „може бути”, „у випадку” і т.д. При цьому допускається використовувати розповідну форму викладання тексту записки, наприклад „застосовують”, „вказують” тощо.

У тексті пояснювальної записки повинні застосовуватися науково-технічні терміни, позначення і визначення, встановлені стандартами, а при їх відсутності – загальноприйняті в науково-технічній літературі.

Якщо в пояснювальній записці прийнята специфічна термінологія, то в кінці її (перед списком використаних джерел) повинен бути перелік прийнятих термінів з відповідними роз'ясненнями. Перелік в цьому випадку включають у зміст записки.

У тексті пояснювальної записки не допускається:

- застосовувати розмовні звороти, техніцизми, професіоналізми;
- застосовувати для одного і того ж поняття різні науково-технічні терміни, близькі за смыслом (синоніми), а також іноземні слова і терміни при наявності різнозначних слів і термінів з української мови;
- застосовувати довільні словотворення;
- застосовувати скорочення слів, крім встановлених правилами української орфографії, відповідними державними стандартами (скороченнями, загальноприйнятими в українській мові за ГОСТ 2.316-68, 3.110-88 та 7.12-77), а також в даній записці;
- скорочувати позначення одиниць фізичних величин, якщо вони використовуються без цифр, за винятком одиниць фізичних величин у головках і боковинах таблиць та розшифруваннях буквених позначень, які входять у формули та рисунки.

У тексті пояснювальної записки, за виключенням формул, таблиць і рисунків, не допускається:

- застосовувати математичний знак мінус ( - ) перед від'ємними значеннями величин (слід писати слово „мінус”);

- застосовувати знак „Ø” для позначення діаметра (слід писати слово „діаметр”). При указанні розміру або граничних відхилень діаметра на кресленнях, розміщених у тексті записки, перед розмірним числом треба писати знак Ø;
- застосовувати без числових значень математичні знаки, наприклад, >(більше), <(менше), =(дорівнює), ≥(більше або дорівнює), ≤(менше або дорівнює), ≠(не дорівнює), а також знаки №(номер), %(відсоток).
- застосовувати індекси стандартів, технічних умов та інших документів без реєстраційного номера.

Якщо в записці прийнята особлива система скорочень слів або найменувань, то в ній повинен бути приведений перелік прийнятих скорочень, який розташовують у кінці записки перед переліком термінів.

Умовні буквені позначення, зображення або знаки повинні відповідати діючому законодавству і державним стандартам.

При необхідності застосування умовних позначень, зображень або знаків, не установлених діючими стандартами, їх треба пояснювати в тексті або в переліку позначень.

У пояснювальній записці треба застосовувати стандартизовані одиниці фізичних величин, їх найменування і позначення відповідно до ГОСТ 8.417-81.

Поряд з одиницями системи СІ, за необхідності, у дужках указують одиниці, що застосовувалися раніше. Застосування у записці різних систем позначення фізичних величин не допускається.

### 1.3.9. Оформлення формул.

Формули та рівняння розташовують безпосередньо після тексту, в якому вони згадуються, посередині рядка. вище і нижче кожної формули або рівняння повинно бути залишено не менше одного вільного рядка.

У формулах та рівняннях як символи слід використовувати позначення, встановлені відповідними державними стандартами. Пояснення символів ті числових коефіцієнтів, що входять до формул, якщо вони не пояснені раніше в тексті, повинні бути наведені безпосередньо під формулою. Пояснення кожного символу слід давати з нового рядка в тій послідовності, в якій символи приведені у формулі. Поміщати позначення одиниць вимірювання на одному рядку з формулами, які виражають залежності між величинами або їх числовими значеннями і подаються в літературній формі, не допускається. Перший рядок пояснення повинен починатися зі слова ”де” без двокрапки після нього.

Приклад.

Кількість капітальних ремонтів автотранспорту визначається по формулі

$$n_{к.р.} = \frac{L_{заг}^{пл}}{L_{к.р.}}, \quad (2.1)$$

де  $L_{заг}^{пл}$  - плануємий річний пробіг автопарку, км;

$L_{к.р.}$  - міжремонтна норма пробігу автомобіля до капітального ремонту, км.

Формули, які слідують одна за другою і не розділені текстом, розділюють комою.

У літературних позначеннях відношень одиниць як знак ділення треба застосовувати тільки одну або горизонтальну риску, наприклад  $\frac{Па}{м^2 \cdot c}$ . Можна застосовувати позначення у вигляді додатку одиниць, піднесених до позитивного і негативного степеня, наприклад,  $H \cdot c^{-1} \cdot м^2$ . Якщо для однієї з одиниць, яка входить у відношення, встановлено позначення у вигляді негативного степеня ( $c^{-1}$ ,  $м^2$ ), застосовувати косу або горизонтальну риску не допускається. При використанні косої риски позначення одиниць у чисельнику і знаменнику слід поміщати в рядок, а додаток позначень декількох одиниць у знаменнику треба брати в дужки:  $Па/(м^2 \cdot c)$ . При приведенні похідної одиниці, яка складається з двох і більше одиниць, не допускається комбінувати літературні позначення і найменування одиниць, тобто для одних одиниць приводить позначення, а для інших – найменування. Не можна писати 100 м/годину або 100 м за год. Правильний напис – 100 м/год або 100 метрів за годину.

Переносити формули на наступний рядок допускається лише на знаках операцій, що виконуються, причому знак на початку наступного рядка повторюють. При перенесенні формули на знаку множення застосовують знак (х), рівняння (=), плюс (+), мінус (-).

Формули та рівняння в записці (за винятком формул і рівнянь, розміщених в додатках) нумерують арабськими цифрами в межах розділу. Номер формули або рівняння складається з номера розділу і порядкового номера формули або рівняння, відокремлених крапкою, наприклад, формула (2.1) – перша формула другого розділу. Номер формули або рівняння вказують на рівні формули або рівняння в круглих дужках у крайньому правому положенні на рядку.

Посилання в тексті на порядкові номери формул дають в круглих дужках, наприклад, в формулі (2.1).

Формули, що розміщені в додатках, повинні нумеруватися окремо арабськими цифрами в межах кожного додатка з додаванням перед кожною цифрою позначення буквами додатка, наприклад, формула (B5) – п'ята формула додатка В.

Формули та рівняння виконують машинописним, машинним або креслярським шрифтом висотою не меншою 2,5 мм. Застосування машинописних і рукописних символів в одній формулі не допускається.

#### **1.3.10. Оформлення таблиць.**

Таблиці використовують для кращої наглядності та порівняння показників. Назва таблиці, при її наявності, повинна відображати її зміст, бути точною і короткою. Назву слід розміщувати над таблицею. При перенесенні частини таблиці на ту ж чи інші сторінки назву розміщують лише над першою частиною таблиці.

Всі таблиці в документі нумеруються в межах розділу арабськими цифрами. Номер таблиці складається із номера розділу і порядкового номера таблиці, розділених крапкою (таблиця 3.1 – перша таблиця третього розділу).

Цифровий матеріал, як правило, оформляють у вигляді таблиць у відповідності з рисунком 1.

Таблиця \_\_\_\_\_ - \_\_\_\_\_  
 (номер) (назва таблиці)

Головка					Заголовок граф
					Підзаголовок граф
	1	2	3	4	5
Боковик		Графи (колонки)			Рядки (горизонтальні)
(графи для заголовків)					

Рисунок 1

Заголовки граф і рядків таблиці слід писати з великої літери, а підзаголовки граф – з малої літери, якщо вони складають одне речення із заголовком, або з великої літери, якщо вони мають самостійне значення. У кінці заголовків і підзаголовків таблиць крапка не ставиться. Заголовки і підзаголовки граф вказують в однині.

Таблиці зліва, справа і знизу, як правило, обмежують лініями. Розділяти заголовки і підзаголовки боковика та граф діагональними лініями не допускається.

Заголовки граф, як правило, записують паралельно рядкам таблиці. При необхідності допускається перпендикулярне розташування заголовків граф.

Висота рядків таблиці повинна бути не менша за 8 мм.

Якщо таблиця не вміщується на одному аркуші, то її переносять на слідуючий аркуш. Якщо в кінці сторінки таблиця переривається і її продовження буде на наступній сторінці, у першій частині таблиці нижню горизонтальну лінію, обмежуючу таблицю, не проводять.

Поділ та продовження таблиці оформляють у відповідності з рисунком 2.

Продовження таблиці \_\_\_\_

1	2	3	4	5


Рисунок 2

На всі таблиці повинні бути посилання в тексті.

### **1.3.11. Оформлення ілюстрацій, схем та рисунків.**

Ілюстрації в пояснювальній записці проекту (роботі) повинні надавати тексту ясність і конкретність. Кількість ілюстрацій повинна бути достатньою для пояснення тексту, що викладається. Ілюстрації (креслення, рисунки, графіки, схеми, діаграми, фотознімки можуть бути розміщені безпосередньо після тексту, де вони згадуються вперше, в кінці тексту або наводяться в додатках.

На всі ілюстрації мають бути посилання в тексті.

Графіки, схеми та ескізи повинні бути виконанні олівцем, тушшю або чорним чорнилом у відповідності з вимогами стандартів ЄСКД.

Ілюстрації повинні мати назву і при необхідності пояснювальні дані (підрисунковий текст).

Ілюстрації починаються словом „Рисунок”.

Ілюстрації нумеруються арабськими цифрами порядковою нумерацією в межах розділу за винятком ілюстрацій, наведених у додатках. Номер ілюстрації складається з номера розділу і порядкового номера ілюстрації, відокремлених крапкою (Рисунок 3.2 – другий рисунок третього розділу).

Слово „Рисунок”, найменування ілюстрації і пояснювальні дані розміщують під ілюстрацією або збоку (при наявності вільного місця).

Якщо в тексті є посилання на складову частину виробу, тоді на ілюстрації слід указати номери позиційного позначення цих складових частин у межах даної ілюстрації.

Взірець оформлення ілюстрацій наведено в додатку 10.

### **1.3.12. Оформлення приміток.**

Примітки наводять у записці, якщо необхідні пояснення або довідкові дані до змісту тексту, таблиць або графічного матеріалу. Вони не повинні містити вимог. Примітки слід розміщувати безпосередньо після текстового, графічного матеріалу або в таблицях, до яких вони відносяться.

Одну примітку не нумерують. Слово „Примітка” пишеться з великої літери з абзацного відступу, ставлять крапку і з великої літери в тому ж рядку подають текст примітки.

Приклад.

Примітка. \_\_\_\_\_

---

Декілька приміток нумерують послідовно арабськими цифрами. Після слова „Примітка” ставлять двокрапку і з нового рядка з абзацу після номера примітки з великої літери подають її текст.

Приклад.

Примітки:

1. \_\_\_\_\_

2. \_\_\_\_\_

Примітку до таблиці розміщують у кінці таблиці над лінією, що позначає закінчення таблиці.

### **1.3.13. Оформлення посилань.**

У пояснювальній записці проекту можуть бути посилання на дану записку, стандарти, технічні умови та інші документи за умови, що вони повністю і однозначно визначають відповідні вимоги і не викликають труднощів у користуванні документом.

При посиланні на розділи, підрозділи, пункти, підпункти, ілюстрації, таблиці, формули, додатки зазначають їх номерами.

При посиланнях слід писати: „у розділі 2”, „дивися 3.2”, „за 4.1.2”, „відповідно до 3.1.4.2”, „на рисунку 2.3”, „у таблиці 1.3”, „див. 4.2”, „за формулою (2.2)”, „у додатку Б”.

Посилання на позичені джерела оформляють відповідно до ГОСТ7.1-76 у квадратних дужках. Посилатися слід на документ у цілому або його розділи і додатки.

Посилання повинно містити номер джерела, взятий із списку використаних джерел, номер тому (якщо він є) і в необхідних випадках номер сторінки, наприклад: [14], [10, т.2, с.85], [2, с.37].

При посиланні на стандарти і технічні умови вказують лише їх позначення, наприклад: ГОСТ2.105-95.

### **1.3.14. Висновки та рекомендації.**

Висновок є невід’ємною структурною частиною будь-якого проекту .

Висновок починається з нової сторінки після викладення основної частини пояснювальної записки.

Слово „ВИСНОВОК” („ВИСНОВКИ”) пишеться в окремому рядку (симетрично тексту) великими літерами. Заголовок порядкового номера не має.

Висновок – коротке узагальнення всього представленого в проекті матеріалу. В ньому підкреслюються основні питання, якими займався студент при виконанні проекту , наводиться техніко-економічна оцінка запропонованих рішень, надаються рекомендації щодо отриманих результатів, включаючи впровадження.

Особливу увагу необхідно звертати на оригінальність розробок. Необхідно достатньо повно і чітко відобразити кількісні та якісні характеристики виявлених зв’язків та закономірностей, навести конкретні рекомендації з реалізації отриманих результатів. також необхідно відмітити й інші переваги, пов’язані з реалізацією запропонованих розробок (покращення умов роботи, підвищення продуктивності, екологія та ін.).

Об’єм висновку 1,5...2 сторінки.

Висновок підписується виконавцем проекту .

Взірець викладення висновку наведено в додатку 11.

### 1.3.15. Оформлення списку використаних джерел.

Бібліографічний покажчик під заголовком „Список використаних джерел” розміщують після висновку на новій сторінці симетрично тексту. Заголовок порядкового номера не має.

Відомості про джерела, включені до списку, необхідно подавати у відповідності з вимогами ГОСТ 7.1-84.

Основною інформацією для бібліографічного опису є титульний лист джерела. Відсутні відомості отримують з інших частин книги: з обороту титульного листа, випускних даних і т.п. Бібліографічний опис складають на тій мові, на якій опубліковане джерело.

#### Оформлення списку використаних джерел

Характеристика джерела	Приклад оформлення
1	2
1. Монографії (один, два або три автори)	– <i>Василенко М.В.</i> Теорія коливань: Навчальний посібник. – К.: Вища школа, 1992. – 430с. – <i>Афанасьев В.В., Василевський О.Н.</i> Расчеты электрических цепей на программируемых микрокалькуляторах. – М.: Энергоиздат, 1992. – 190с. – <i>Меликов А.З., Пономаренко Л.А., Рюшин П.А.</i> Математические модели много-поточковых систем обслуживания. – К.: Техніка, 1991. – 265с.
2. Монографії (чотири автори)	Основы создания гибких автоматизированных производств / <i>Л.А. Пономаренко, Л.В. Адамович, В.Т. Музычук, А.Е. Гридасов</i> / Под ред. <i>Б.Б. Тимофеева</i> . – К.: Техніка, 1986. – 144с.
3. Монографії (п'ять та більше авторів)	Системный анализ инфраструктуры как элемент народного хозяйства / <i>Белоусова Н.И., Вишняк Е.И., Левит В.Ю., Черевченко Т.м., Ярославская Ж.Н.</i> – М.: Экономика, 1981. – 62с.
4. Багатотомні видання	История русской литературы: В 4 т. / АН СССР. Ин-т рус. лит. (Пушкин дом). – М., 1982. – Т.3: Расцвет реализма. – 876с.
5. Перекладні видання	<i>Гроссе Э., Вайсмангель Х.</i> Химия для любознательных: Пер. с нем. – М.: Химия, 1980. – 392с.
6. Стандарти	ГОСТ 7.1-84. Библиографическое описание документа. Общие требования и правила



	составления. – Взамен ГОСТ 7.1-76; Введ. 01.01.86.- М.: Изд-во стандартов, 1984. – 78с.
7. Збірки наукових праць	Обчислювальна і прикладна математика: Зб. наук. пр. – К.: Либідь, 1993. – 99с.
8. Словники	Библиотечное дело: Терминологический словарь / Сост. И.М. Суслова, Л.Н. Уланова. – 2-е изд. – М.: Книга, 1986. – 224с.
9. Депоновані наукові праці	Меликов А.З., Константинов С.Н. Обзор аналитических методов расчета и оптимизации мультитресурсных систем обслуживания / Науч.-произв. корпорация „Киев. ин-т автоматики”. – Киев, 1996. – 44с. – Рус. – Деп. в ГНТБ Украины 11.11.96, №2210 – Ук96 // Анот. в ж. Автоматизация производственных процессов, 32, 1996.
1	2
10.Складові частини книги	Пономаренко Л.А. Организующая система // Автоматизация технологических процессов в прокатном производстве. – М.: Металлургия, 1979. – С. 141-148.
11. Складові частини збірника	Пономаренко Л.А. Структура системы прерывания с ситуационными приоритетами в АСУТП станов горячей прокатки // Разработка автоматизированных систем управления технологическими процессами. – Тбилиси: Сабчота Сакартвело. – 1976. с. 3-16.
12. Складові частини журналу	– Меликов А.З., Пономаренко Л.А. Оптимизация цифровой сети интегрального обслуживания с конечным числом пользователей и блокировками // автоматика и телемеханика. – 1992. - №6. – С. 34-38. – Пономаренко Л.А., Меликов А.З. Ситуационное управление многоканальной системой с переменной структурой обслуживания неоднородного потока // Изв. АН Азерб. Респ. Сер. физ. – техн. и мат. наук. – 1986. – 1986. – Т.7, №6. – С. 79-83.
13. Складові частини іноземного журналу	Rezez K. Radiation therapy for cancer of the cervix // Oncology. – 1993. – Vol.7, №2. – P. 89-96.
14. Енциклопедії	Долматовський Ю.А. Электромобиль // БСЭ. – 3-е изд. – М., 1988. – Т.30. – С.72.
15. Тези доповідей	– Пономаренко Л.А., Жучкова И.В. Оптимальное назначение приоритетов при организации доступа в локальных вычислительных сетях АСУТП // Труды

	<p>Международ. конф. „Локальные вычислительные сети” (ЛОКСЕТЬ 88). – Том 1. – Рига: ИЭВТ АН Латвии. – 1988. – С. 149-153.</p> <p>– Melikov A.Z., Ponomarenko L.A. On the approach to optimal control of queuing systems with multiple classes of customers // Proc. International Conf. on Syst. Sci. XII. – Wroclaw (Poland). – 1995. P. 57-515.</p>
16. Дисертації	<p>Луус Р.А. Исследование оборудования с пневмовакуумным приводом для захвата, перемещения и фиксации при обработке пористых и легкоповреждаемых строительных изделий: Дис... канд. Техн. наук: 05.05.04. – М., 1982. – 212с.</p>
17. Автореферати дисертацій	<p>Поликарпов В.С. Философский анализ роли символов в научном познании: Автореф. дис... д-ра филос. наук: 09.00.08 / Моск. Гос. Пед. ин-т. – М., 1985. 35с.</p>
1	2
18. Препринти	<p>Пономаренко Л.А., Буадзе В.В. Математические модели и алгоритмы сбора и обработки информации в АСУТП непрерывных станов горячей прокатки: Препр. / АН Украины. Ин-т кибернетики; 76-76. – К.: 1976. – 37с.</p>
19. Звіт про науково-дослідну роботу	<p>Проведение испытаний и исследований теплотехнических свойств камер КХС-2-12-ВЗ и КХС-2-12-КЗЮ: Отчет о НИР (промежуточн.) / Всесоюзн.заочн. ни-т пищ. пром-ти. – ОЦО 102ТЭ; №ГР800571; Инв. №В119692. – М., 1981. – 90с.</p>
20. Авторські свідоцтва	<p>– Устройство для захвата неориентированных деталей типа валов: А.с. 1007970 СССР, МКИ В 25 J 15/00 / В.С. Батулин, В.Г. Кемайкин (СССР). - №330585/25; Заявлено 23.11.81; Оpubл. 30.08.83, Бюл. №12. – 2с.</p> <p>– Линейный импульсный модулятор: А.с. 1626362. Украина, МКИ НОЗК7/02 / В.Г. Петров. - №4653428/21; Заявлено 23.03.92; Оpubл. 30.09.93, Бюл. №13. – 4с.ил.</p>
21. Патенти	<p>Па. 4601572 США, МКИ G 03 B 27/74. Microfilming system with zone controlled adaptive lighting: Пат.4601572 США, МКИ G 03 B 27/24 / D.S. Wise (США); McGraw-Hill Inc. - № 721205; Заявл. 09.04.85; Оpubл. 22.06.86; НКИ 355/68. – 3с.</p>

22. Каталоги	Каталог млекопитающих СССР. Плиоцен – современность / АН СССР, Зоол. ин-т; Под ред. <i>И.М. Громова, Г.И. Барановой.</i> – Л.: Наука, Ленингр. отд-ние, 1981. – 456с.
23. Інструкції	Типовая инструкция по эксплуатации топливоотдачи тепловых электростанций: ТИ 34-70-044-85: Утв. Гл. техн. упр. по эксплуатации энергосистем М-ва энергетики и электрификации СССР 01.10.85. – М., 1986. – 43с.

Взірець оформлення списку використаних джерел наведено в додатку 12.

### 1.3.16. Оформлення додатків.

Додатки оформляють як продовження до тексту пояснювальної записки після “Списку використаних джерел” або випускають у вигляді самостійного документу.

В додатки включають: технологічну документацію з розробленими в проєкті процесами складання (розбирання) виробів, виготовлення і відновлення деталей; роздрукування ПЕОМ; протоколи, акти випробувань і впровадження; проміжні математичні викладення і розрахунки; інструкції, методики та інші технічні документи дипломного (курсового) проєкту; копії авторських свідоцтв на винахід або позитивних рішень за заявками, рішення за заявками, рішення технічних рад або інших органів, які розглядали даний проєкт в цілому або окремі розділи.

Вид і характер додатків залежить від теми проєкту .

Кожний додаток повинен починатися з окремого листа з зазначенням в правому верхньому куті першого листа слова “ДОДАТОК” великими літерами і в технічно обумовлених випадках мати заголовок, який записують симетрично тексту великими літерами.

Додаток, як правило, виконують на листах формату А3, А2 і А1 за ГОСТ 2.301-68.

При наявності в тексті більш одного додатку їх нумерують арабськими цифрами (без знаку №), наприклад: ДОДАТОК 1, ДОДАТОК 2 і т.д.

Якщо додаток розміщений на двох або більше аркушах, то на всіх наступних аркушах пишеться “Продовження додатку” (малими літрами крім “П” і вказується його номер арабськими цифрами, наприклад: “Продовження додатку 1”. На останньому аркуші однієї теми пишеться “Закінчення додатку”, наприклад: “Закінчення додатку 7”.

Нумерація листів тексту пояснювальної записки і додатків, які входять в склад записки, повинна бути прохідна.

Ілюстрації і таблиці в додатках нумерують в межах кожного додатку, перед ними ставиться літера Д, наприклад, Рисунок Д.1.1. (перший рисунок першого додатку); таблиця Д.1.1. (перша таблиця першого додатку); формула Д.2.5. (п’ята формула другого додатку).

Всі додатки із зазначенням їх номерів і заголовків (при наявності) перераховують у змісті.

В основному тексті пояснювальної записки дають посилання на додатки, наприклад, в додатку 2 наведена специфікація обладнання.

### **1.3.17. 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 проєктованого 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].



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 буквені 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, Э3 – це схема електрична принципова, Э4 – схема електрична з'єднань, Э7 – схема електрична розташування, Г3 – 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».

**Структурна схема** визначає основні функціональні частини виробу, їх призначення і взаємозв'язки. Функціональні частини на схемі зображують у

вигляді прямокутників або умовних графічних позначень. На лініях зв'язку рекомендується стрілками вказувати напрям ходу процесів, які виникають у виробі або установці. Кожна функціональна частина на схемі повинна мати найменування, якщо для її позначення застосований прямокутник. Приклад виконання структурної схеми формування кола живлення вакуумного вимикача на випрямленому оперативному струмі наведений на рисунку 1.18.

На **функціональній схемі** зображують частини виробу або пристрою, що приймають участь у процесі, ілюстрованому схемою, і зв'язки між частинами. Функціональні частини і зв'язки між ними зображують у вигляді умовних графічних позначень, встановлених в стандартах ГОСТ 2.702-75 „ЕСКД. Правила выполнения электрических схем” та ГОСТ 21 404-85.



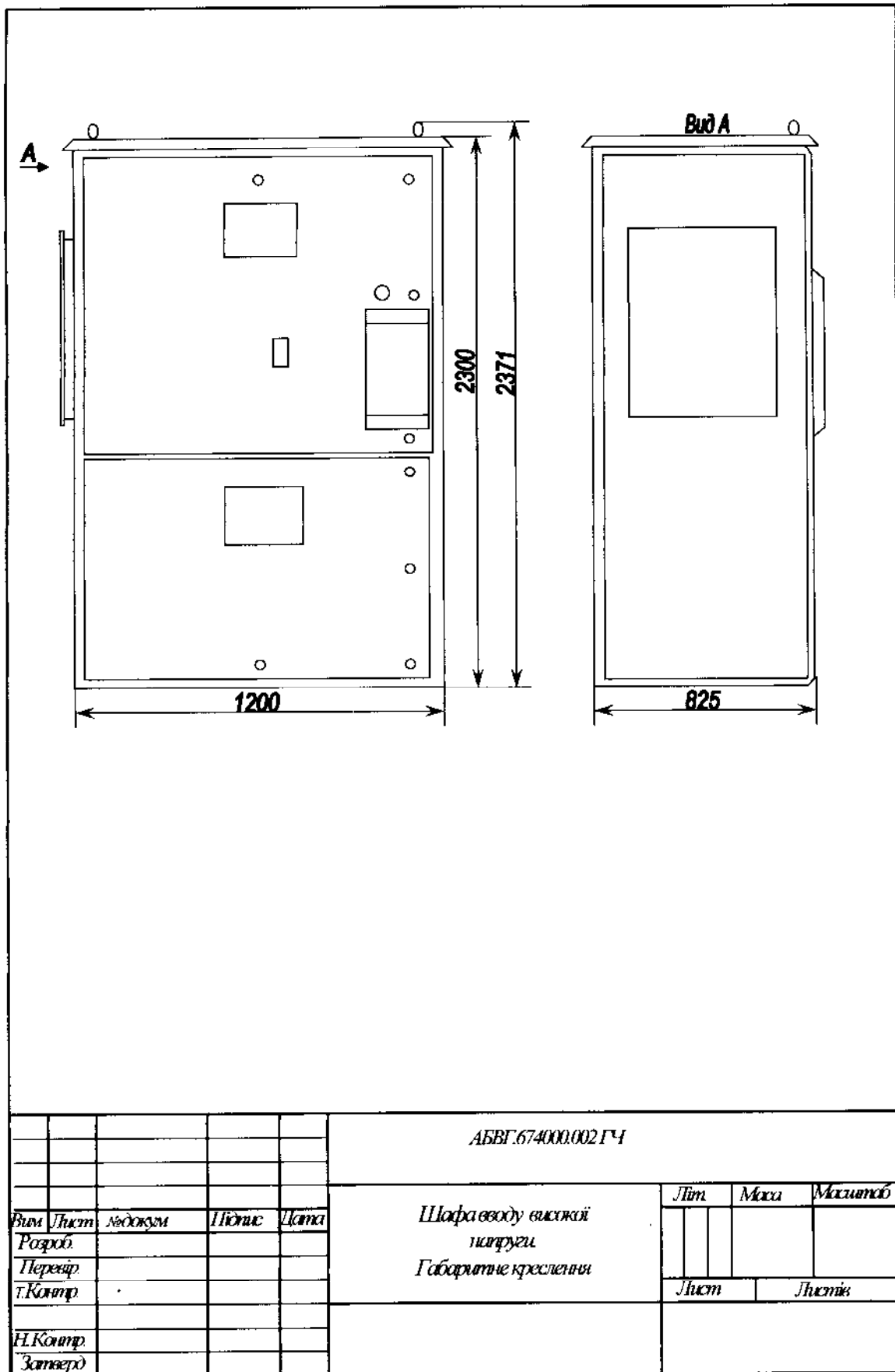


Рисунок 1.16 – Габаритне креслення шафи вводу високої напруги



Рисунок 1.17 – Класифікація схем за видами і типами

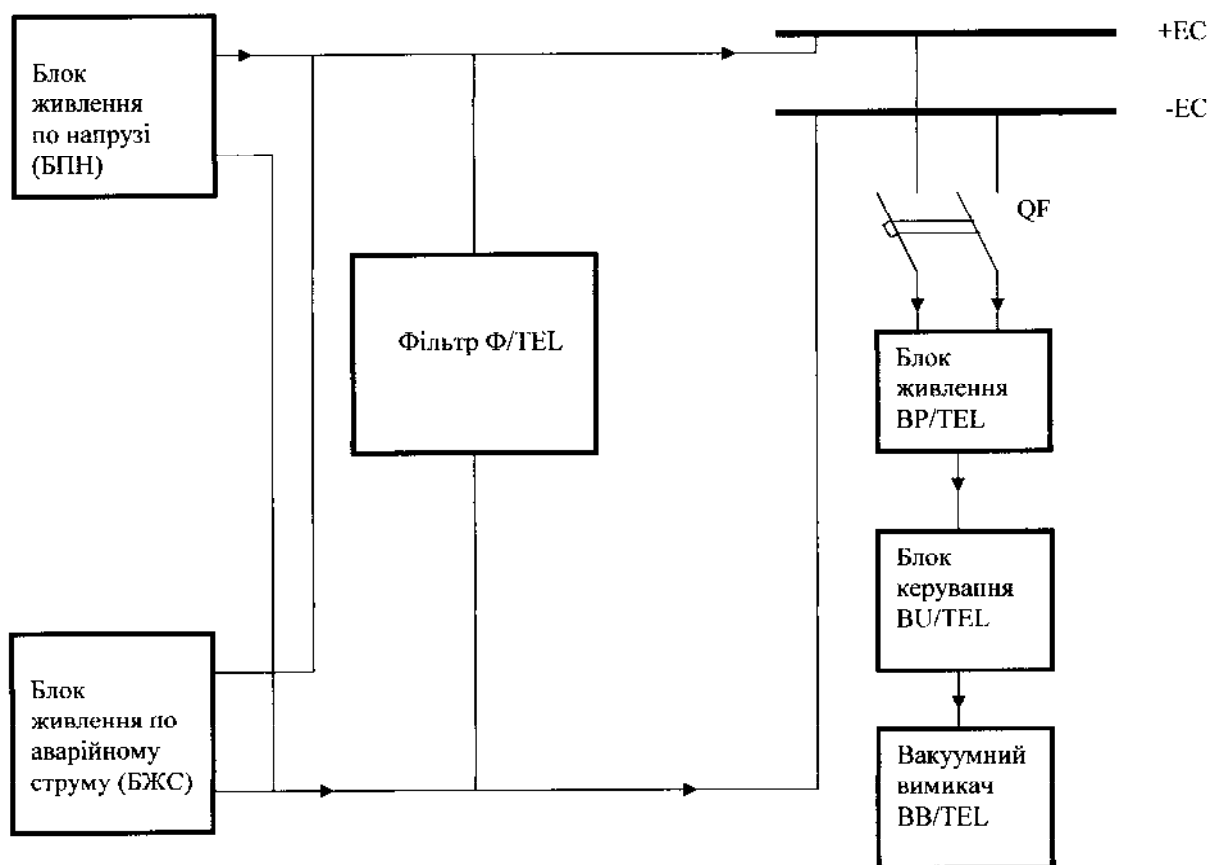


Рисунок 1.18 – Структурна схема формування кола живлення вакуумного вимикача ВВ/TEL на випрямленому оперативному струмі

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).

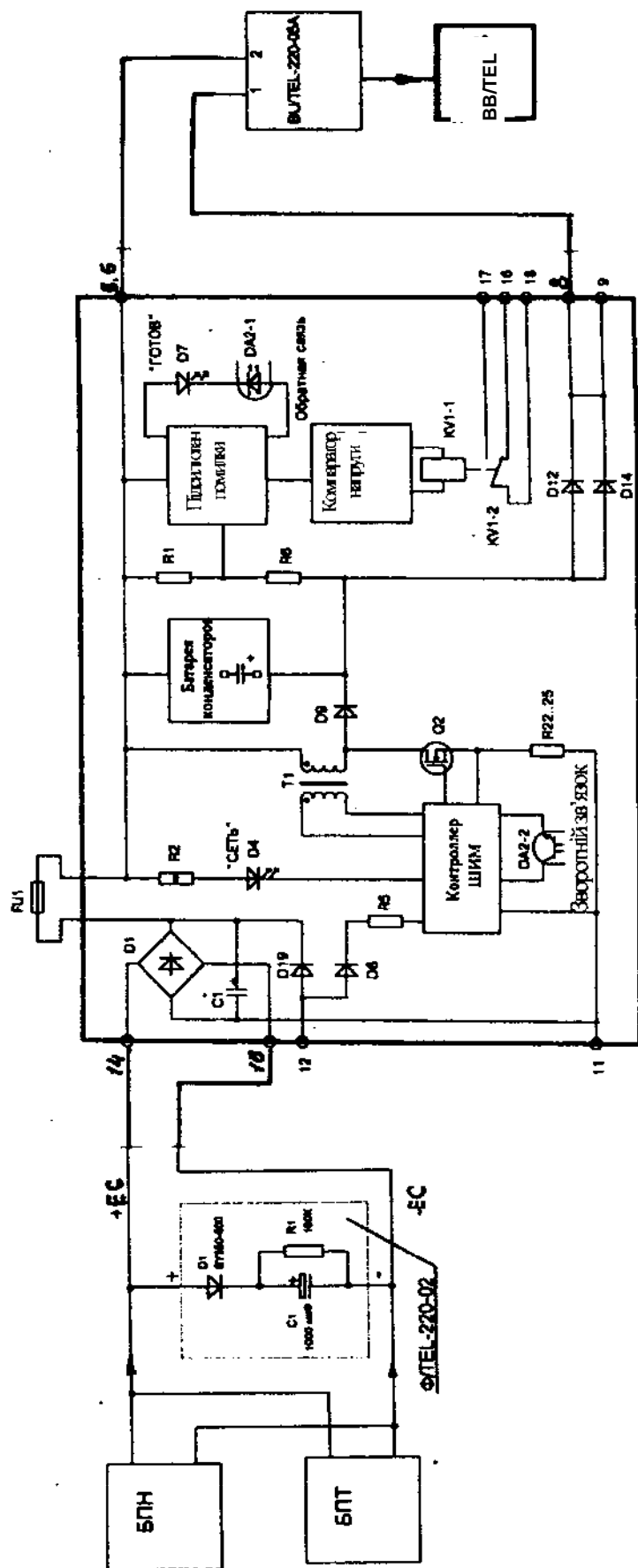


Рисунок 1.19 – Функціональна схема формування кола живлення вакуумного вимикача ВВ/ТЕЛ на випрямленому оперативному струмі

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 M (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<sub>a</sub> фази A; C411, C412 – ділянки вторинного кола трансформатора струму TA1<sub>c</sub> фази C; N411 – нульовий провід.

Для позначення кіл, які живляться через окремі захисні апарати (автомати, запобіжники), рекомендується використовувати різні групи чисел. Числа, відведені для позначення оперативних кіл, кіл керування і захисту, поділяють на сотні у кожній групі (одна група чисел від 1 до 99, друга – від 01 до 199 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 B3), 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 T (від T1 до T99), 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 B5 додатка B). Вторинні кола трансформаторів напруги позначають аналогічно, використовуючи числа від 600 до 699 (таблиця B6).

Особливо позначають шинки, від яких відходять вторинні кола різного функціонального призначення (таблиці B1, B2, B6).

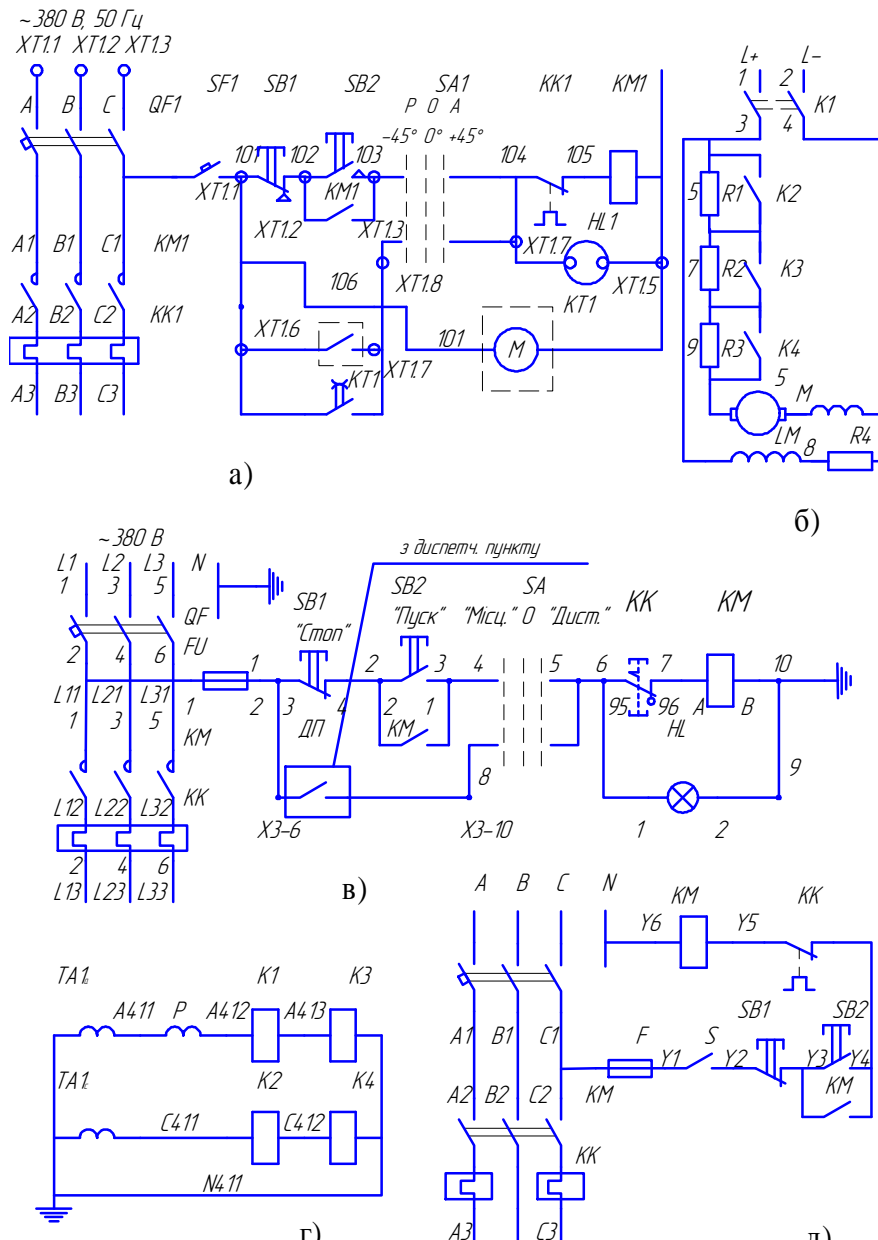
Для зручності читання електричних схем колам і їх ділянкам, які найбільш часто зустрічаються, надають характерні для них позначення (таблиці B3 і B4).

- 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

керування 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



39

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 цифрою відповідно від 1 до 7 (згідно схеми) необхідно доповнювати схему зазначенням назв або призначень цих елементів.

Слід відзначити, що нанесені на розглядувану схему позначення ділянок кіл дозволяють визначити їх функціональне призначення. Так, числа 3, 33, 91, і 871 відповідно зазначають ділянки кіл контактора КМ вимикаючого електромагніта YAT, аварійної звукової сигналізації і вмикаючого електромагніта YAG [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 наведені 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 принципів електричних схем є схеми комплектних трансформаторних підстанцій, живильної і розподільної мереж, виконані відповідно до вимог ГОСТ 21.613-88 «СПДС. Силовое электрооборудование. Рабочие чертежи».



Позна-чення	Найменування	Кіл	Примітка
	Конденсатори КМ-3 ОЖО.460.043.ТУ		
	Конденсатори КСОТ ОЖО.461.025.ТУ		
	Конденсатори К73П-3 ОЖО.464.029.ТУ		
	Конденсатори К50-6 ОЖО.464.031.ТУ		
С1, С2	К-50-6-1-16-50 мкФ	2	
С3	КМ-3Б-Н30-3300 пФ ±20 %	1	
С5	КСОТ-5-500-Г-3900 пФ ±10 %	1	
С7	К73П-3-0,05 мкФ ±10 %	1	
С8	КСОТ-5-500-Г-680 пФ ±10 %	1	
С9	КСОТ-5-500-Г-1800 пФ ±10 %	1	
С10	К73П-3-0,5 мкФ ±10 %	1	
С11	КСОТ-5-500-Г-3900 пФ ±10 %	1	
С12	КСОТ-5-500-Г-2700 пФ ±10 %	1	
С13	КМ-3Б-Н30-2200пФ ±20 %	1	
С14	КМ-3Б-Н30-1500пФ ±20 %	1	
С15	К-50-6-1 5 мкФ	1	
Л1, Л2	Котушка індуктивності МИФТ.ХХХХХХ.044	2	
	Резистори МЛТ ГОСТ...		
Р1	МЛТ-0,25-47 кОм ± 5 %-А	1	
Р2	МЛТ-0,25-27 кОм ± 5 %-А	1	
Р3	МЛТ-0,25-22 кОм ± 5 %-А	1	
Р4	МЛТ-0,25-4,7 кОм ± 5 %-А	1	
Зм.	№ докум.		АБВГ.ХХХХХХ.030.ПЭЗ
Розроб.			Фільтр.
Перев.			Перелік елементів
Н. контр.			ДАТА, 2007
Вотверд.			

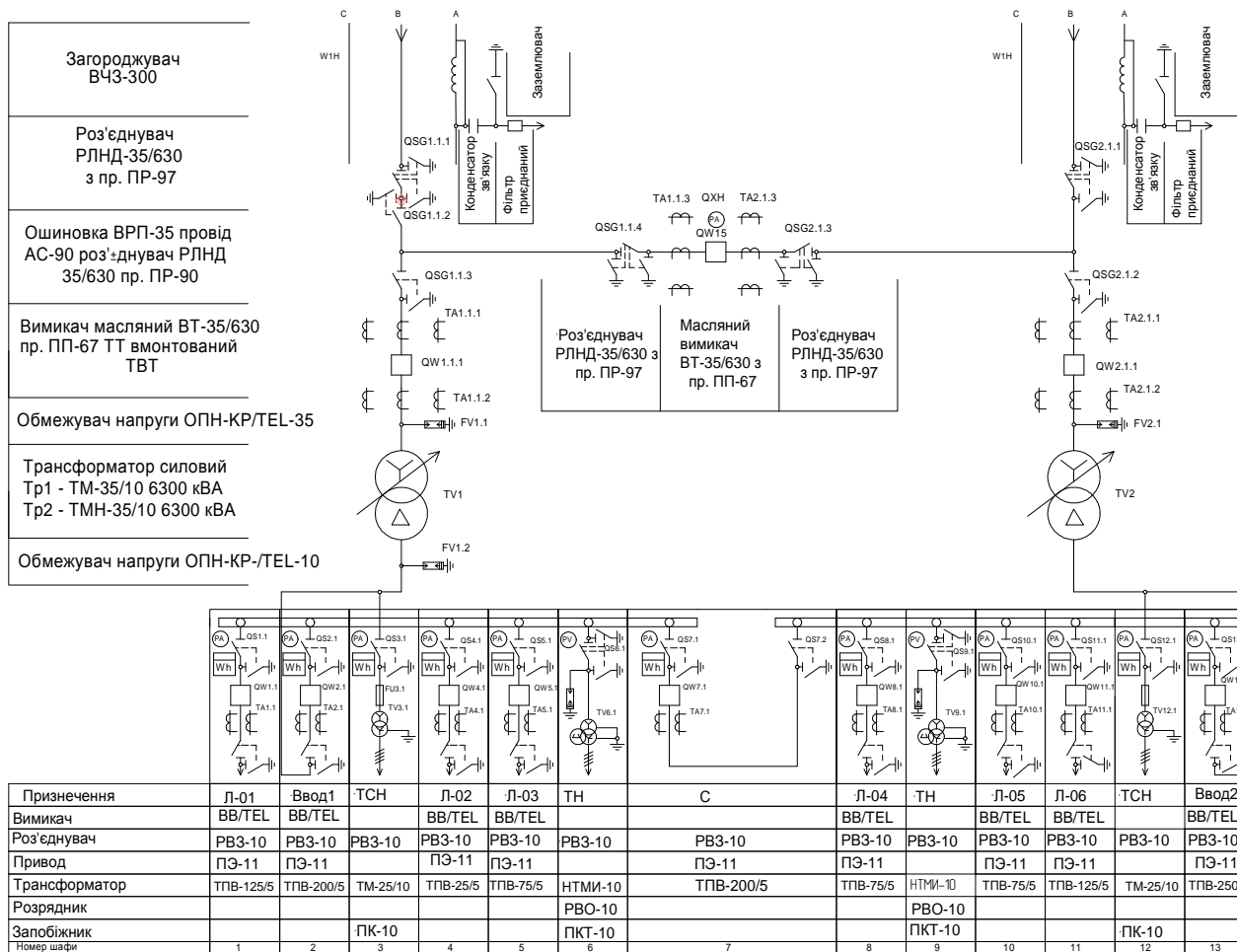
а

Позна-чення	Найменування	Кіл	Примітка
Л3	Котушка індуктивності	1	
Л4	Котушка індуктивності МИФТ.ХХХХХХ.032	1	
	<u>Резистори</u>		
Р7	С2-14-0,25-2,7кОм±1 %-Б ОЖО.467.036 ТУ	1	
Р10	МЛТ-0,25-100 кОм±10% ГОСТ	1	
	<u>АБВГ.ХХХХХХ.030-1</u>		
	<u>Конденсатори</u>		
С4	К73П-3-0,1 мкФ ±10 % ОЖО.461.029 ТУ	1	
С6	КСОТ-5-500-Г-6820 пФ ±10 % ОЖО.461.025 ТУ	1	
Л3	Котушка індуктивності МИФТ.ХХХХХХ.031		
	<u>Резистори</u>		
Р7	С2-14-0,25-2,7кОм±1 %-Б ОЖО.467.036 ТУ	1	
Р10	МЛТ-0,25-100 кОм±10% ГОСТ	1	
	<u>АБВГ.ХХХХХХ.030-1</u>		
	<u>Конденсатори</u>		
С4	К73П-3-0,1 мкФ ±10 % ОЖО.461.029 ТУ	1	
С6	КСОТ-5-500-Г-6820 пФ ±10 % ОЖО.461.025 ТУ	1	
	<u>Резистори</u>		
Р7	С2-14-0,25-2,7кОм±1 %-Б ОЖО.467.036 ТУ	1	
Р10	МЛТ-0,25-100 кОм±10% ГОСТ	1	
Зм.	№ докум.		АБВГ.ХХХХХХ.030.ПЭЗ
			2

б

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

Рисунок 1.23 – Приклад заповнення таблиці переліку елементів



				АБВГ.674000.007.33		
Зв	Автом	№ докум	Підпис	Датум	Лист	Листа
Прийнято	Службою	Службою				
Прийнято	Службою	Службою				
Прийнято	Службою	Службою				
Підписати 35/10 «В					Лист	
Прийнято. Копія переданої					Листа	
комп'ютерна Служба					Листа	
електронно прийнято					Листа	
					ТДАТА, 2007	

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.

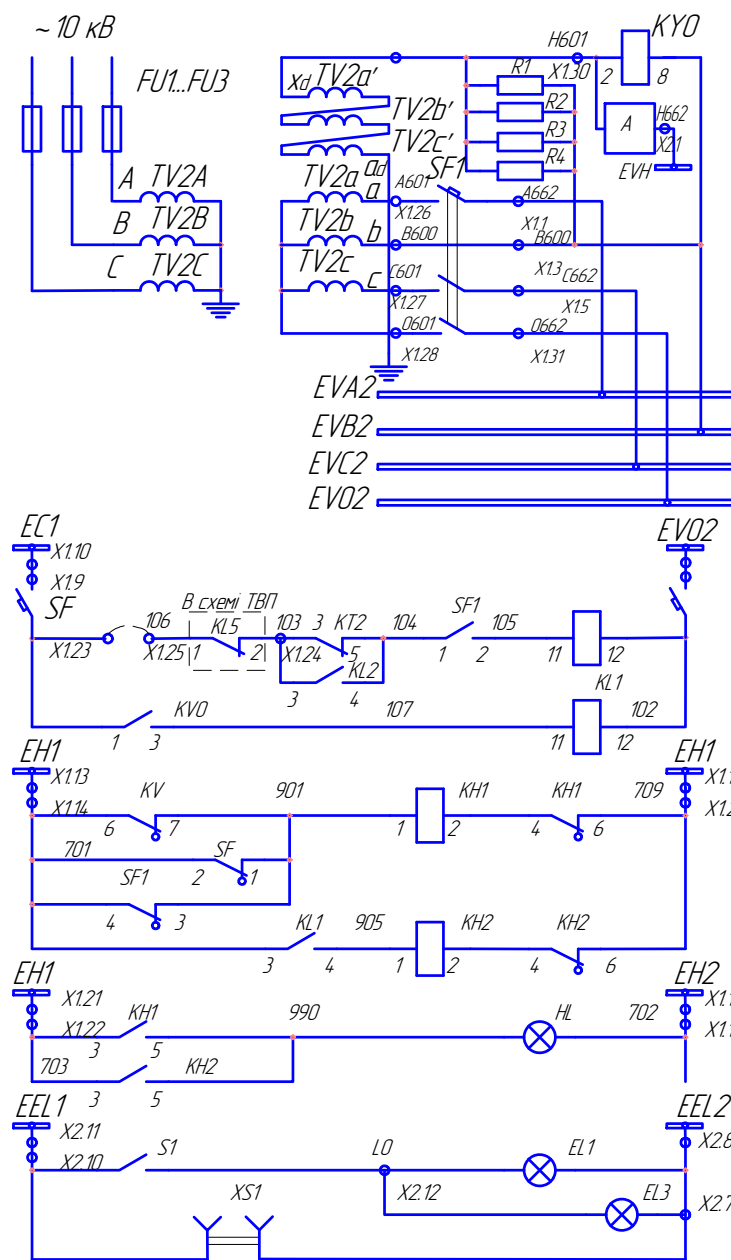
**Схема з'єднань** (виконується за ГОСТ 2.702-75) показує з'єднання складових частин виробу і визначає проводи, джгути, кабелі якими здійснюються ці з'єднання, а також місця їх приєднань і вводу. На схемі з'єднань пристрої, що входять у склад виробу, позначаються у вигляді прямокутників або зовнішніх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



Реле сигналізації замикання на землю
Допоміжний прилад до захисту ЗЗП-1
Автоматичний вимикач
Шини напруги
Шини управління
Автоматичний вимикач
Реле ділительної автоматики
Реле сигналізації замикання на землю
Шини примусової сигналізації
Несправність кола напруги
Відключення автоматів
"Земля" в мережі 10 кВ
Шини сигналізації
Вказівник не піднято
Шини освітлення
Освітлення шафи
Штепсельна розетка

					АБВГ.674000.007.ЭЗ				
					Шафа трансформатору власних потреб. Схема електрична принципова	Літ.		Маса	Масшт.
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	
						ТДАТА, 2007			
Н. контр.		Федоров К. К.		3.02.07					
Затверд		Федоров К. К.		3.02.07					

Рисунок 1.25 – Шафа трансформатору власних потреб КРУН-10. Схема електрична принципова

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 замикання 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 монтажна одиниця 02 і порядковий номер (у чисельнику), а також позиційне позначення (у знаменнику). Так, амперметр, перемикач і сигнальні лампи відповідно мають маркування  $\frac{0204}{PA}$ ,  $\frac{0209}{SA}$ ,  $\frac{0207}{HLR}$ ,  $\frac{0208}{HLG}$  і  $\frac{0212}{HLW}$ .

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

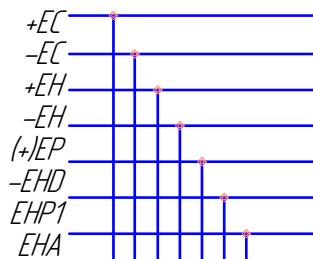
На схемі повністю показані перемички апаратів: між виводами 1 і 7 перемикача SA; між виводом 1 лампи HLR і виводом 2 лампи HLG; між виводами 1,7,9,12 реле КСС і КСТ; між затискачами 15 і 16, 17 і 18, 19 і 20, 21 і 22, 26 і 27, 28 і 29, 30 і 31, 32 і 33 ряду затискачів. Решта провідників даються не повністю,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

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

Маркування лівого боку ряду затискачів указує зовнішнє підключення розглядуваної панелі і, крім того, до яких затискачів підключені провідники. Зокрема, біля першого затискача ліворуч є маркування 73 02×1, яке відноситься до жили контрольного кабелю №2, що 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.

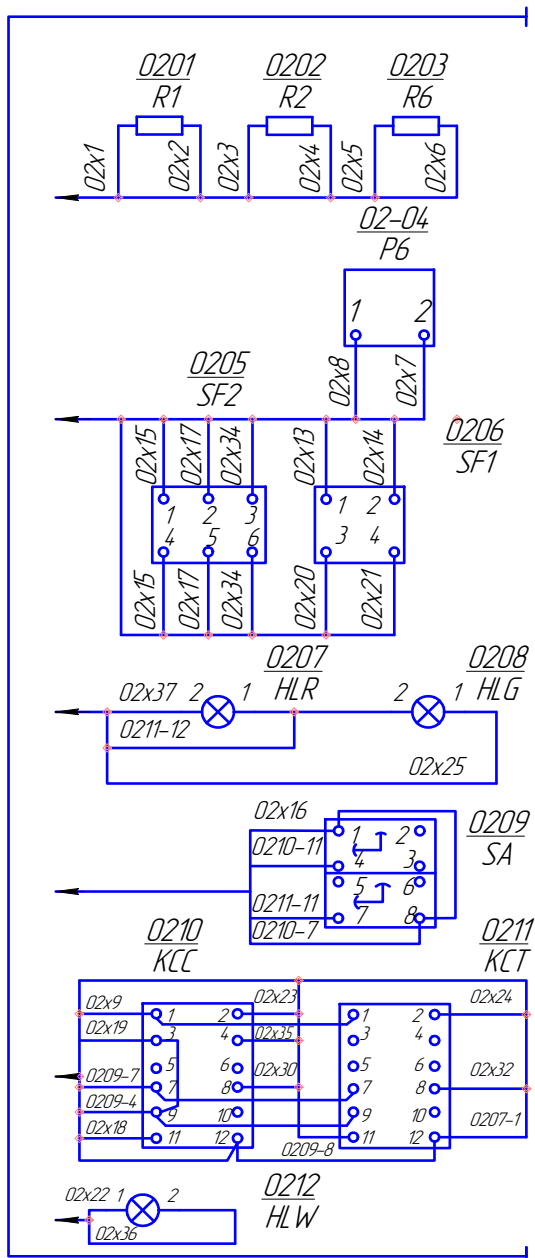
Провідники, відхідні від обладнання, установленого на панелі керування маркують наступним чином. Усі провідники від резисторів R1, R2 і R6 підходять до затискачів від першого до шостого свого ряду, який відноситься до другої монтажної одиниці. Тому провідники, підключені до виводів 1 і 2 резистора R1, 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.



02 /Лінія 10 кВ W1				
73	02x1	1	02x1	R1-1
78	02x2	2	02x2	R1-2
71	02x3	3	02x3	R2-1
74	02x4	4	02x4	R2-2
93	02x5	5	02x5	R6-1
95	02x6	6	02x6	R6-2
N4.11	02x7	7	02x7	PA-1
N4.12	02x8	8	02x8	PA-2
EHD	02x9	9	02x9	KCC-1
+EC	02x10	10	02x10	SF2-1
-EC	02x11	11	02x11	SF2-2
(+)EP	02x12	12	02x12	SF2-3
+EH	02x13	13	02x13	SF1-1
-EH	02x14	14	02x14	SF1-2
1	02x15	15	02x15	SF2-4
1	02x16	16	02x16	SA-1
2	02x17	17	02x17	SF2-5
2	02x18	18	02x18	KCC-12
701	02x19	19	02x19	KCC-3
701	02x20	20	02x20	SF1-3
702	02x21	21	02x21	SF1-4
702	02x22	22	02x22	HLW-2
81	02x23	23	02x23	KCC-2
85	02x24	24	02x24	KCT-2
76	02x25	25	02x25	HLG-1
EHP1	02x26	26	02x26	
709	02x27	27	02x27	
EHA	02x28	28	02x28	
705	02x29	29	02x29	
3	02x30	30	02x30	KCC-8
3	02x31	31	02x31	KCT-8
33	02x32	32	02x32	
33	02x33	33	02x33	
100	02x34	34	02x34	SF2-6
91	02x35	35	02x35	KCC-4
907	02x36	36	02x36	HLW-1
72	02x37	37	02x37	HLR-2
		38		

1  
2 На панель релечного щита КВВГ 19х2,5  
До чарункки №8 Р11 10 кВ КВВГ 19х2,5



					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 входні і вихідні елементи. Джгути, трубопроводи, кабелі, проводи, які ідуть в одному напрямку допускається зводити в одну лінію, але при підході до виробу вони повинні бути роз'єднані. Маркування входних і вихідних елементів виробів повинно відповідати заводському, а у випадку його відсутності допускається умовно присвоювати позначення, але при цьому прийняте маркування повинно додержуватись у всіх конструкторських документах. На проводах, які підходять до входних і вихідних елементів повинні бути вказані адреси, відповідно до вище викладеного принципу для схем з'єднань, номери з'єднувальних кіл, вказано марку проводу, спосіб прокладки. Різницею схем підключень від схем з'єднань є виконання зображень виробів без прив'язки до дійсного розташування їх на плані конструкції, об'єкта. Приклад виконання схеми підключень для системи управління двома електродвигунами надано на 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 виробу, 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 мм<sup>2</sup>, 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 BP/TEL схеми керування вакуумним вимикачем BB/TEL, клемова колодка BU/TEL. Позначені також сигнальна арматура (HL1 – HL 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.

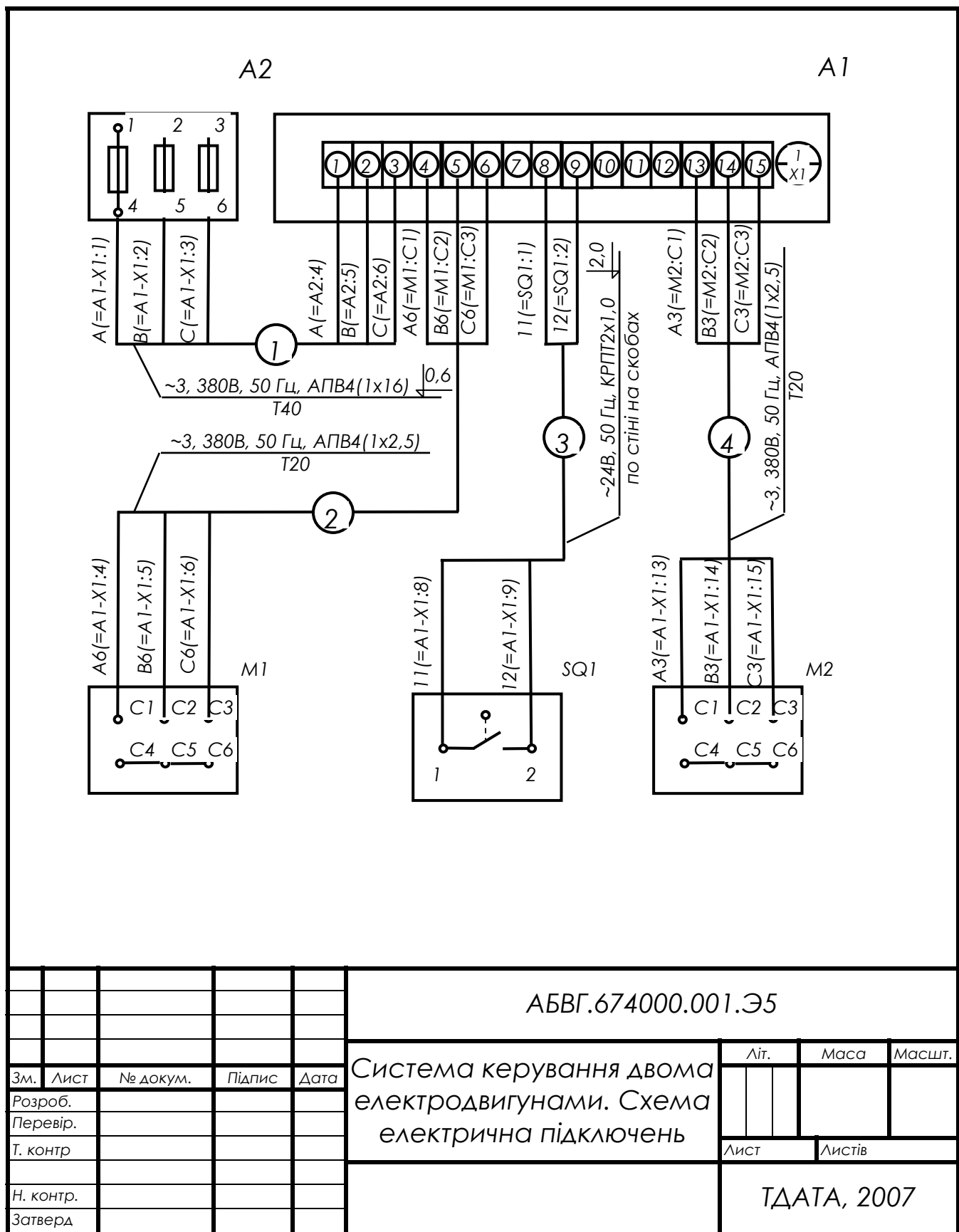
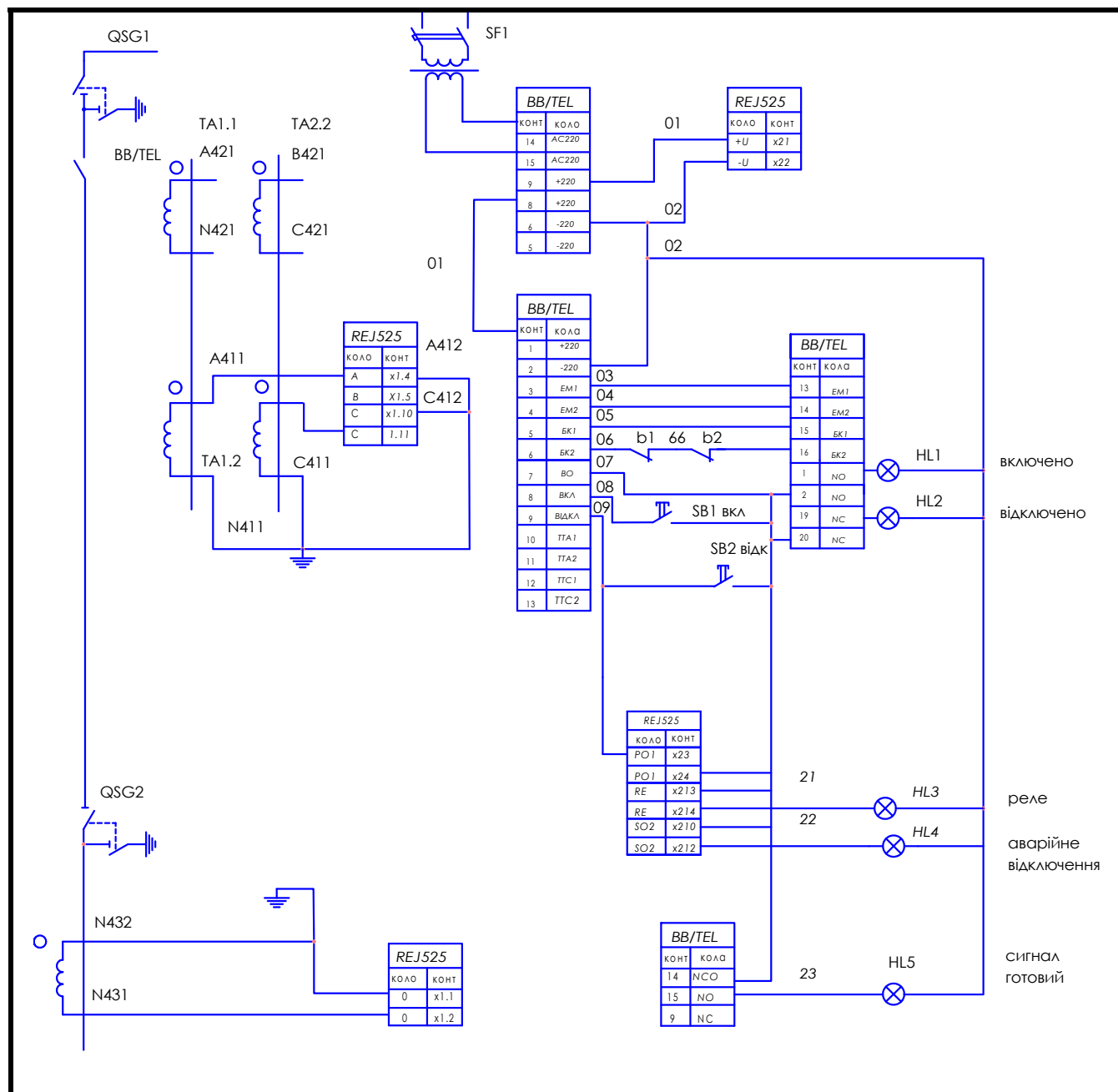


Рисунок 1.28 – Система керування двома електродвигунами. Схема електрична підключень



					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			
					Листів 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 BU/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. Схемами 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 зазначенням усіх кутів її повороту, виробничих пікетів ( місць установки

опор), довжини прямих ділянок прилеглої місцевості з перетинаними перешкодами, номерів і типів опор (рисунки 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 (рисунки 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 (рисунки 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 (рисунки 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 выполнения диаграмм». 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 ЕД – експлуатаційний документ або Д – документи інші.

## 2 ЗАГАЛЬНІ ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 2.1 ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ТА ПОЛОЖЕННЯ.

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 мережам 10 (6) кВ або розподіл електроенергії від РТП-110/35 кВ по мережам 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

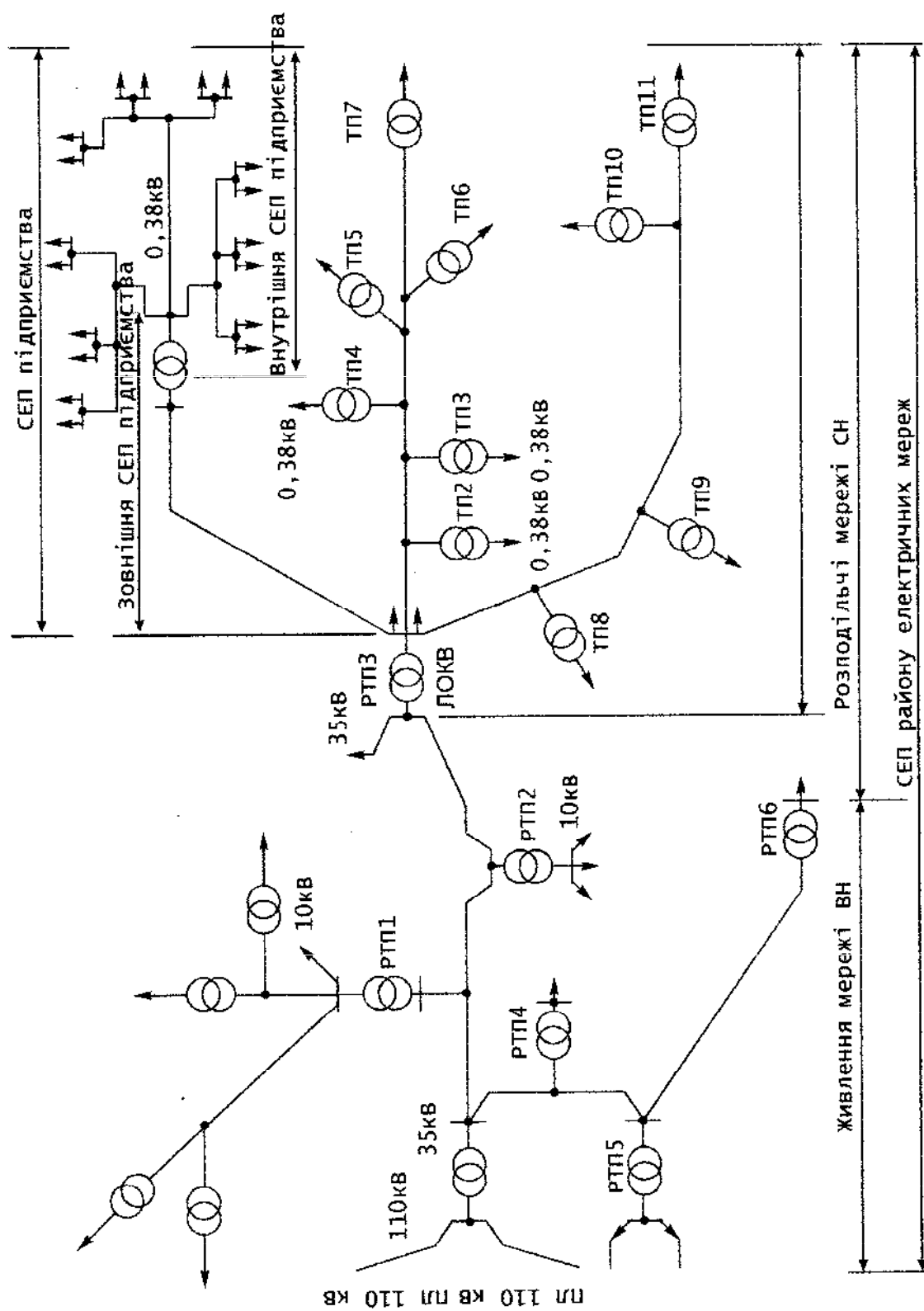


Рисунок 2.1 – Трьохступенева система централізованого електропостачання району (регіону)



якої робиться приєднання споживачів, шини генераторної напруги місцевих електростанцій, шини силових розподільних щитів низької напруги (для внутрішньоцехових 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 ступіню 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 електроустановок, 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.

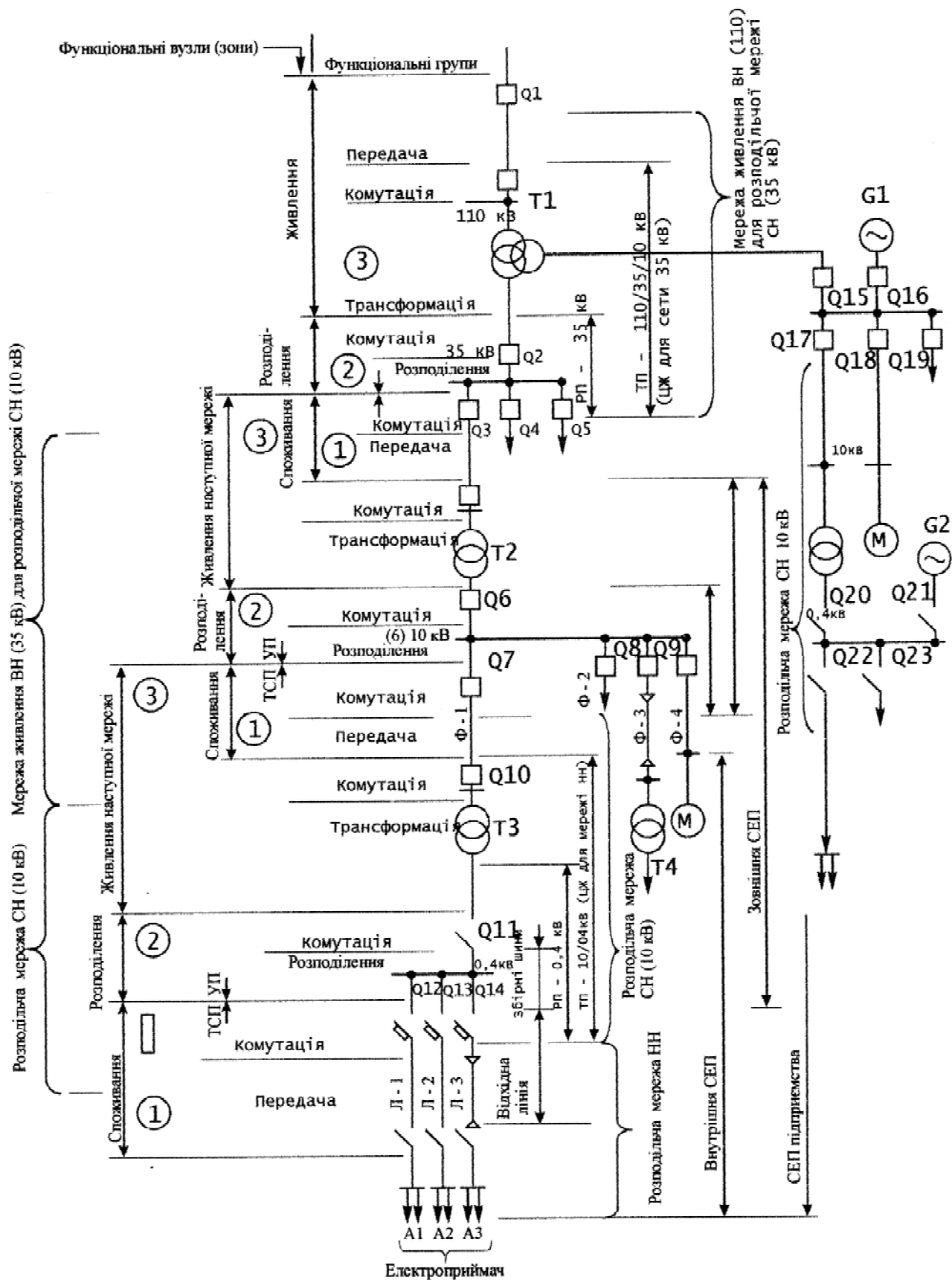


Рисунок 2.2 – Структура трьохступеневої системи електропостачання

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. РОЗРОБКА СТРУКТУР ТА 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.

### **2.2.1 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 низкої 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.

## **2.2.2 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 електропостачання, 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

### 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, торгівельні 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  $S_e$  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;

$\eta \cdot \cos \varphi$  - 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.

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

**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

імовірісно-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 електронагріванням 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 пологовим 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 <sup>3</sup>	5	0,5	4	0,5	2	0,5	-	-	1,0	1,0	1,0	1,0	7
Гараж з профілакторієм 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	0	0	0	0	P <sub>max</sub>	P <sub>max</sub>	0	0	1,0	1,0	1,0	1,0	-

освітлення з лампами розжарювання Зовнішнє освітлення з люмінесцентним и лампами	0	0	0	0	$P_{\max}$	$P_{\max}$	$0,5 \cdot P_{\max}$	$0,5 \cdot P_{\max}$	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).

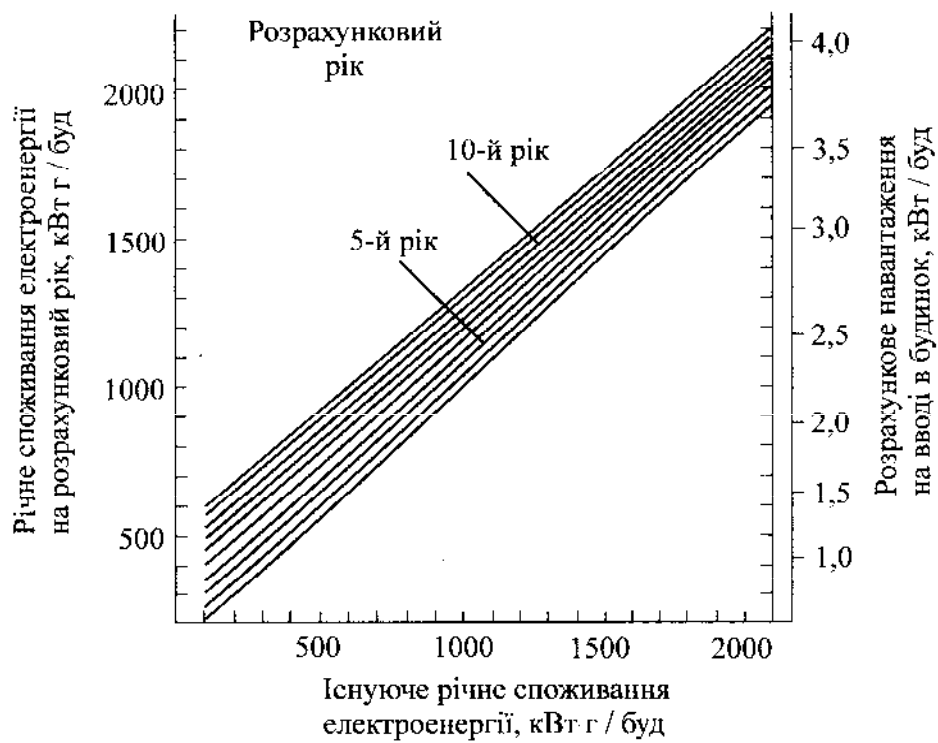


Рисунок 3.1 – Залежність розрахункового навантаження на ввід в сільський будинок і перспективного споживання електроенергії від існуючого рівня електропостачання

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 ввід 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 ввіді 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 $P_{yi}$
Центральні вулиці з багатоповерховою забудовою шириною більше 20м, Вт на 1 м довжини вулиці	5,0
Центральні вулиці з одноповерховою забудовою шириною більше 20 м та шириною проїжджої частини біля 10 м, Вт на 1 м довжини вулиці	3,5
Інші вулиці в сільському населеному пункті, Вт на 1 м довжини вулиці	2,0
Зовнішнє освітлення територій госпдворів, Вт на 1 м довжини периметра двору	3,0
Зовнішнє освітлення приміщень госпдворів, Вт на одне приміщення	250
Зовнішнє освітлення території громадських і торгівельних центрів, Вт на 1 м <sup>2</sup> 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;

$P_{\text{yii}}$ ;  $P_{\text{yni}}$ ;  $P_{\text{yni}}$ ;  $P_{\text{ynxi}}$  – 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;

$\Pi_i$  – 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:



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

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

де  $P_{\Sigma \partial i}$ ,  $P_{\Sigma \epsilon i}$  - 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):

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

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

де  $P_{\partial i}$ ,  $P_{\epsilon i}$  - відповідно найбільше навантаження на і-тої ділянки, кВт;

$\Delta P_{\partial i}$ ,  $\Delta P_{\epsilon i}$  - 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)

$P_m$	$\Delta P_{m\partial}$	$P_m$	$\Delta P_{m\partial}$	$P_m$	$\Delta P_{m\partial}$	$P_m$	$\Delta P_{m\partial}$
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]:

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

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 зерносклади	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  $S_{\delta TP}$  та  $S_{\epsilon TP}$  визначають підсумовуванням розрахункових навантажень на головних ділянках відгалужених ліній 0,38 кВ методом надбавок, зважаючи на їх неоднорідність.

$$S_{\delta TP} = S_{\delta \text{длі}} + \sum_{i=n-1}^n \Delta S_{\text{мді}} ; \quad (3.12)$$

$$S_{\delta TP} = S_{\delta \text{дл}} + \sum_{i=n-1}^n \Delta S_{\text{мді}} \quad (3.13)$$

$$S_{\epsilon TP} = S_{\epsilon \text{вл}} + \sum_{i=n-1}^n \Delta S_{\text{мвлі}} \quad (3.14)$$

де  $S_{\delta \text{длі}}$ ,  $S_{\epsilon \text{влі}}$  - повна потужність (денна, вечірня) від лінії, яка має найбільше розрахункове навантаження, кВА;

$\Delta S_{\text{мді}}$ ,  $\Delta S_{\text{мвлі}}$  - 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 колювання 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

відношення 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  $\tau$  від розрахункового навантаження

Розрахункове навантаження, кВт	Комунально-побутова		Виробнича		Змішана	
	$T$	$\tau$	$T$	$\tau$	$T$	$\tau$
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.

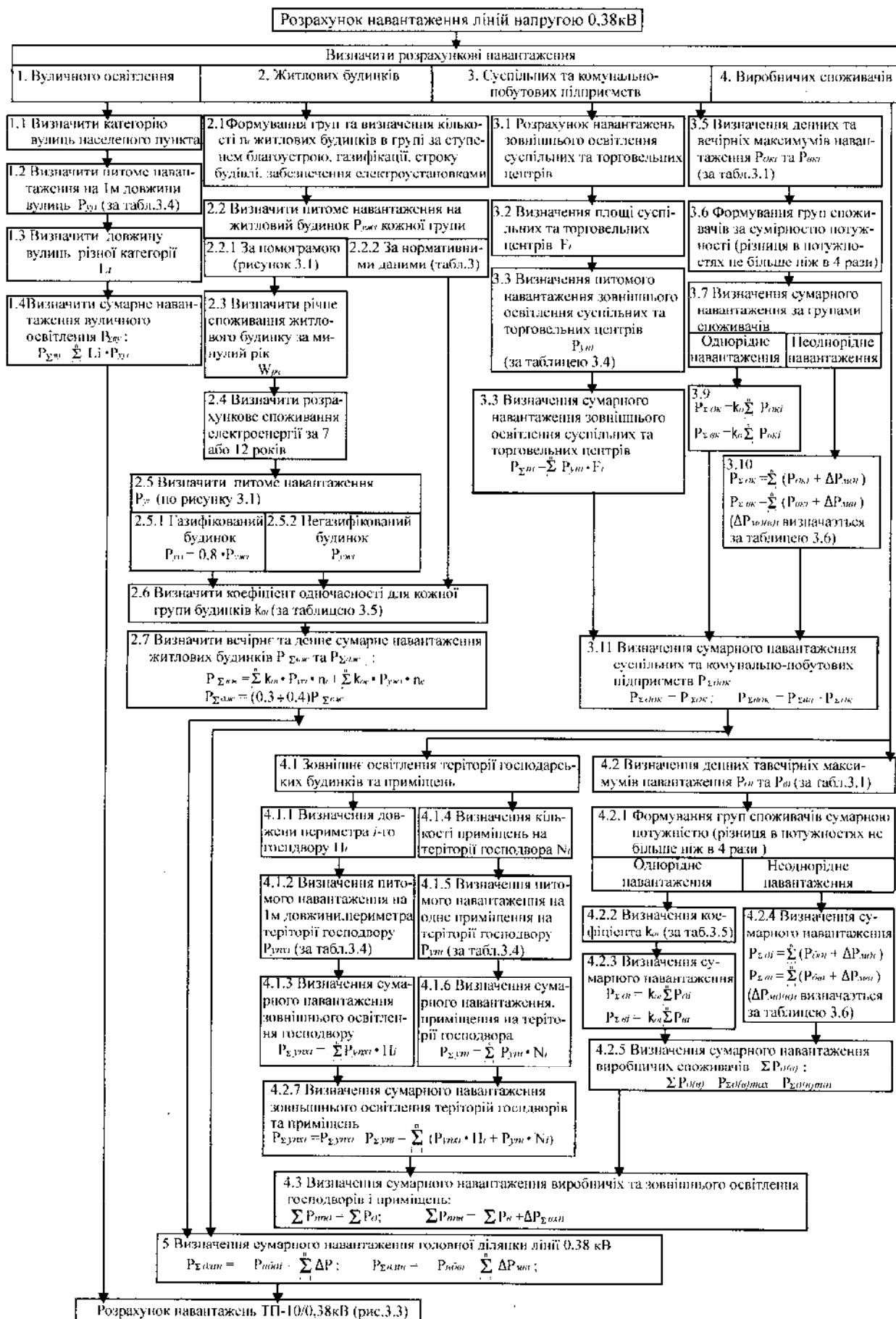


Рисунок 3.2 – Алгоритм розрахунку навантажень ПЛ-0,38 кВ

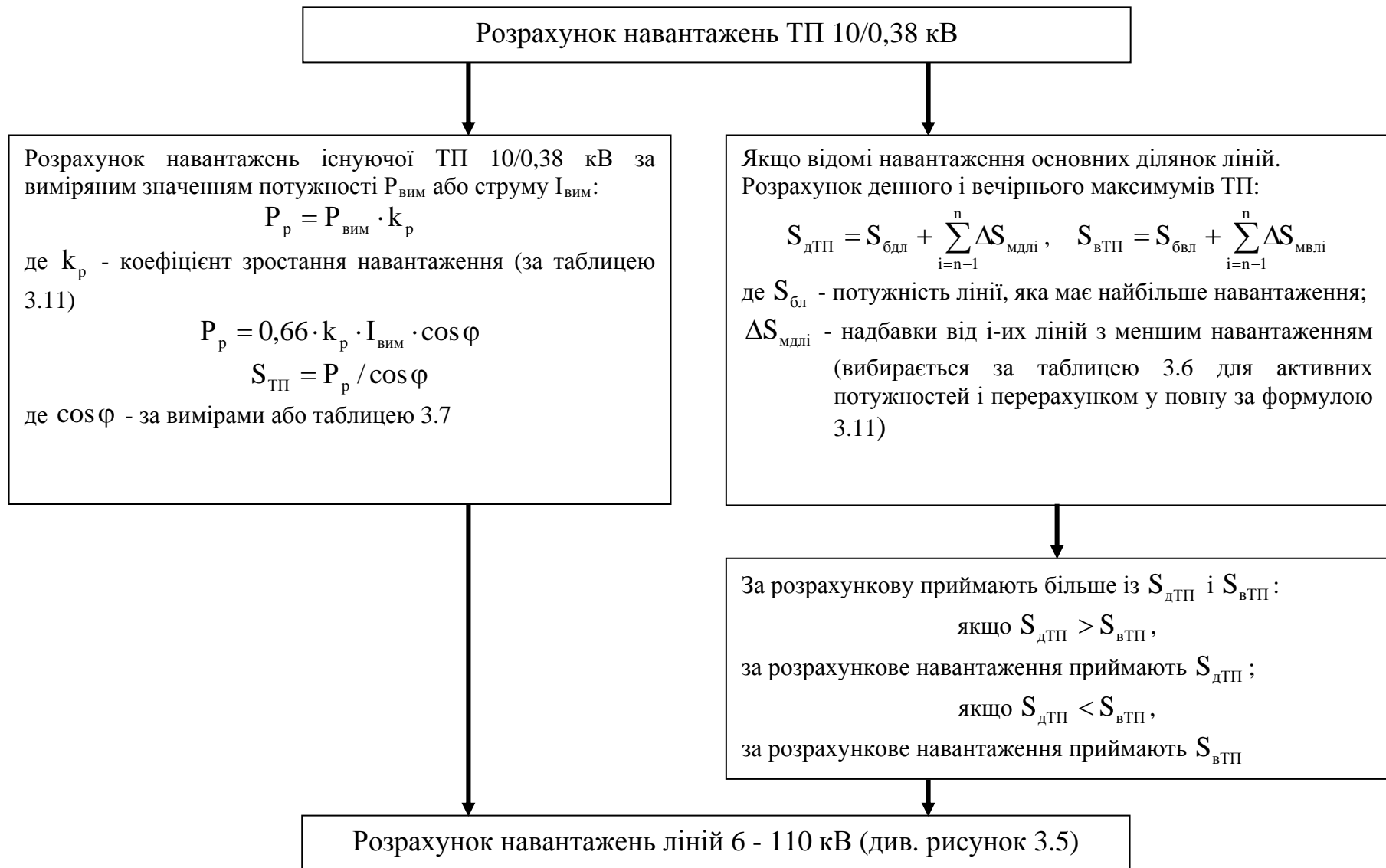


Рисунок 3.3 - Алгоритм розрахунку навантажень ТП 10/0,38 кВ

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

### 3.3.ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ПІДСТАНЦІЙ КІЛЬКОСТІ І ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ.

#### 3.3.1. 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:

$$X_p = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} x_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}; \quad Y_p = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (3.17)$$

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

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

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

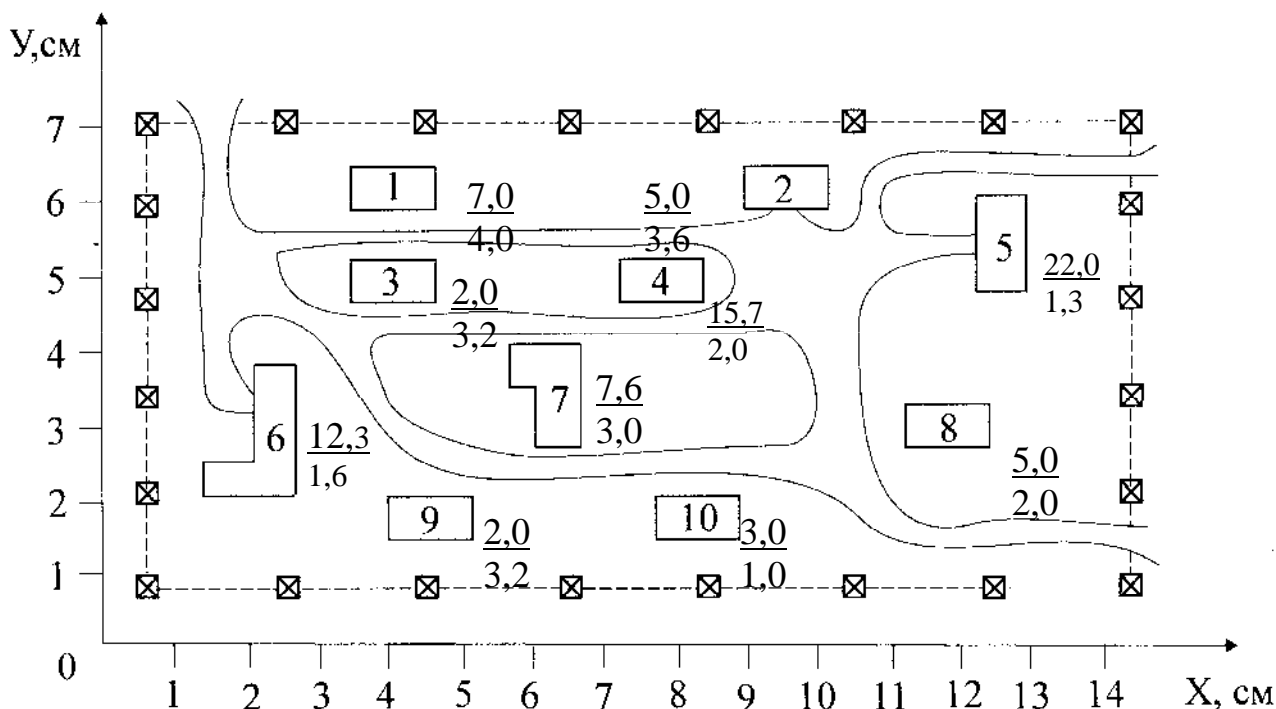
Розрахунок центру навантажень ведеться лише по одному максимуму навантаження споживачів (денному чи вечірньому).

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 – Картосхема 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 ПУЄ. 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:

$$S_{ек.мін} \leq \frac{S_p}{n} \leq S_{ек.мах}, \quad (3.18)$$

де  $S_{ек.мін}$ ,  $S_{ек.мах}$  – 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	Назва виду навантаження
-----------	-------------------------

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-	2181-	2791-	3971-	7431-

		2180	2790	3970	7430	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:

$$\frac{S_p}{n \cdot S_n} \leq k_c, \quad (3.19)$$

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

$$k_c = k_{cm} - a(t_B - t_{BT}), \quad (3.20)$$

де  $a$  – розрахунковий температурний градієнт,  $1^\circ\text{C}$ ; наведені в таблиці 3.19;

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

При установці проекрованої підстанції в кліматичній зоні зі середньодобовою температурою зимового сезону меншою за мінус  $15^\circ\text{C}$  та зимовим розрахунковим максимумом навантаження коефіцієнти допустимого навантаження визначаються для середньодобової температури, що дорівнює мінус  $15^\circ\text{C}$ .

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 $k_{ст}$	Температурний градієнт $\alpha \cdot 10^{-2}$	Коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформатора $k_{ав}$	Температурний градієнт $\alpha \cdot 10^{-2}$
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 вище	зимовий -10	1,65 1,59	0,92	1,75 1,73	0,77
3.2	до 63 100 і вище	зимовий -10	1,68 1,65	0,90	1,80 1,78	0,78
3.3	до 63 100 і вище	зимовий -10	1,70 1,68	0,98	1,84 1,83	0,81
3.7	до 63 100 і вище	зимовий -10	1,58 1,77	1,00	1,73 1,65	0,73

Середньодобові температури повітря для окремих міст, °C		
	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.

$$\frac{S_p}{S_n} \leq k_a, \quad (3.21)$$

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

$$k_a = k_{ав} - a(t_B - t_{BT}) \quad (3.22)$$

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.

$$\frac{S_{авр1}}{S_n} \leq k_a; \quad S_{авр1} = S_p - S_{рез1}; \quad (3.23)$$

$$\frac{S_{авр2}}{n \cdot S_n} \leq k_a; \quad S_{авр2} = S_p + S_{рез2}, \quad (3.24)$$

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

## 4. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.

### 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 можливістю регулювання напруги на окремих елементах (таблиця 4.1).

З метою економії металу проводів електричну мережу проектують 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 проектуванням ці дані беруть в енергопостачальних організаціях.

Відхилення напруги у споживачів визначають з формули:

– при 100-процентному навантаженні:

$$\delta U_{номп}^{100} = \sum_{i=1}^n \delta U_{надi}^{100} + \sum_{i=1}^n \Delta U_i^{100}, \quad (4.1)$$

- при 25-процентному навантаженні:

$$\delta U_{номп}^{25} = \sum_{i=1}^n \delta U_{надi}^{25} + \sum_{i=1}^n \Delta U_i^{25}, \quad (4.2)$$



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	$\delta U_z^{100} = +10\%$ $\delta U_z^{25} = 0\%$	$\Delta U_{i\Sigma}^{100} = \sum \delta U_{nad}^{100} - \sum \delta U_{ndon.yd.}^{100} = +5\%$ $\Delta U_{\delta n}^{25} = 0$	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:			
	4.1.1 Постійні	$\delta U_{Tconst}^{100} = +5\%$	$\Delta U_{T\%} = \frac{S_{max}}{S_n} (u_{a\%} \cdot \cos \varphi + u_{p\%} \cdot \sin \varphi)$ $u_{a\%} = \frac{\Delta P_m}{S_n} \cdot 100$ $u_{p\%} = \sqrt{(u_{k\%})^2 - (u_{a\%})^2}$ $\Delta U_T = 4\%$	
	4.1.2 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 $\delta U_z^{100(25)}$ , $\delta U_{\text{бн}}^{100(25)}$ , $\delta U_{\text{над}}^{100(25)}$ , $\delta U_{T \text{ const}}^{100(25)}$ , $\delta U_{T \text{ var}}^{100(25)}$ , $\delta U_{T \Sigma}^{100(25)}$	- надбавки напруги при 100 і 25-ти % навантаженню, відповідно генератора, найближчого споживача, видленого споживача, постійні, змінні і сумарні трансформатора;
$\Delta U_{\text{бн}}^{100(25)}$ , $\Delta U_{\Sigma}^{100}$ , $\Delta U_{\text{бнс}}^{25}$ , $\Delta U_{\text{пр}}^{100(25)}$ , $\Delta U_T$ , $\Delta U$	- втрати напруги при 100 і 25-ти процентному навантаженню, відповідно найближчого споживача, сумарні, найближчої підстанції, проводів, трансформатора;
$S_{\text{max}}$ , $S_n$	- максимальна і номінальна потужності, кВА;
$u_{\text{к}\%}$ , $u_{\text{а}\%}$ , $u_{\text{р}\%}$	- 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;
$\Delta U_c$	- надбавка напруги, яку бажано одержати, відн. од.;
$\varphi$	- 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  $\delta U_{\text{потр}}^{100}, \delta U_{\text{потр}}^{25}$  - 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%.

$$\Delta U_{\text{дон}\Sigma}^{25} = 0 - 1,38 + 5 - 1 - 3 - 1,5 + 7,5 - 1 = +4,62\%$$

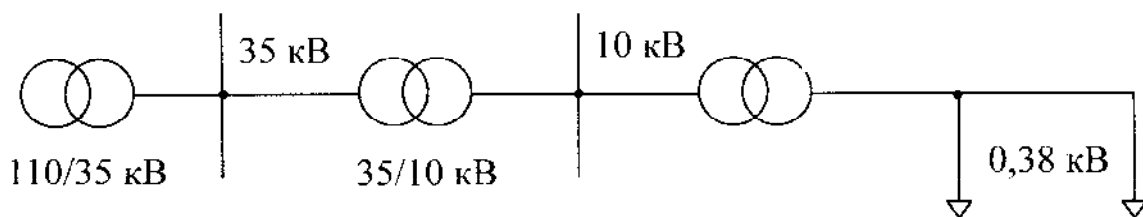


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема електричної мережі

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 10кВ.

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  $S_{зкв}$ :

$$S_{зкв} = S_{pi} \cdot k_d \quad (4.3)$$

де  $S_{pi}$  - розрахункова максимальна потужність (денна або вечірня) і-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  $M_i, M_{\Sigma}$  - відповідно, моменти і-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  $F_{осн.i}$  (мм<sup>2</sup>) 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 <sup>2</sup> , (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 потуж- ності, кВА	Перети н, мм <sup>2</sup>	Інтервал потуж- ності, кВА	Перети н, мм <sup>2</sup>	Інтервал потуж- ності, кВА	Перети н, мм <sup>2</sup>	Інтервал потуж- ності, кВА	Перет ин, мм <sup>2</sup>
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 <sup>2</sup> )					
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 <sup>2</sup> )					
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 <sup>2</sup> )					
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 <sup>2</sup> )					
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 <sup>2</sup> )					
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  $\Delta U_i$  - втрата напруги на ділянці лінії, %;

$\beta_i$  - 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

$$\Delta U_{\Sigma\%} \leq \Delta U_{табл\%}; \quad (4.6a)$$

$$2) \text{ втрата в лінії більш допустимій } \Delta U_{\Sigma\%} > \Delta U_{табл\%} \quad (4.6б)$$

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, %/(кВА·100м)  
(визначена по номограмах з РУМ-7-72)

Характер виконання лінії		1 фаза – 0, 220 В				2 фази – 0, 220 В			
<i>cos φ</i> навантаження		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 виконання лінії		3 фази – 0, 380/220 В							
<i>cos φ</i> навантаження		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,  $10^{-2}$  %/(кВА·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

## 4.4 РОЗРАХУНОК І ВИБІР ПЕРЕТИНУ СІП.

### 4.4.1 Загальні положення

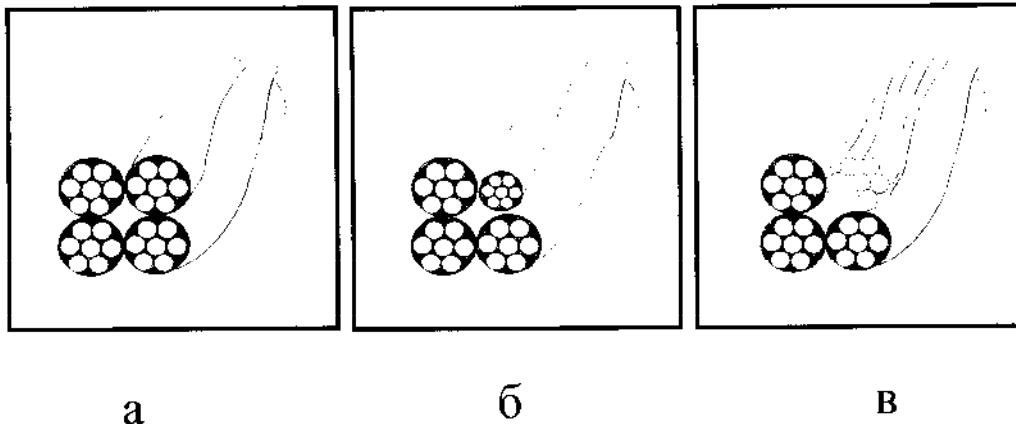
Задачу підтримки технічного стану на сучасному рівні неможливо вирішити без застосування на ПЛ нових, досконаліших конструкцій і технологій. У світовій практиці будівництва електромереж в останні десятиліття широке поширення набули повітряні лінії з ізолюваними проводами (ПЛІ).

Відповідно до діючих «Правил устроювання воздушных линий электропередач напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными

проводами (СІП) (ПУ ВЛІ 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 СІП 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 ізолюваний (рисунок 4.3 а);



а – самонесуча система проводів (усі чотири жили несучі); б – СІП з ізолюваним нульовим несучим проводом; в – СІП з неізолюваним нульовим несучим проводом

Рисунок 4.3 – Структура самонесучих ізолюваних 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 ізолюваним (рисунок 4.3б), так і неізолюваним (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 ізолюваною 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<sup>2</sup>
- б) 15 мм і більш – 35 мм<sup>2</sup>.

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<sup>2</sup>.

5. При економічному обґрунтуванні допускається виконувати магістраль СІП декількома перетинами.

6. На відпаюваннях до введень в будівлі і споруди, залежно від кількості фаз (одно- або трифазні) і величини електричного навантаження, застосовуються двох- або чотирижильні СІП. Перетин жив СІП не повинно бути менше 16 мм<sup>2</sup>. Довжина відпаювання повинна бути не більш 25 м.

7. При проходженні ПЛІ по території шкіл, дитячих будинків, техучилищ, оздоровчих таборів, дошкільних дитячих установ (ясель, садків, комбінатів) сумарний перетин утримуючих жил СІП повинний бути не менше 50 мм<sup>2</sup>.

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 - 200м;
- 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 багатодротяною 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 підрядником.

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 проектованої 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  $K_{\theta}$  - 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<sup>2</sup>) 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 <sup>2</sup>
	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 Крім	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 струмопровідної жили, мм <sup>2</sup>	Струм, А, за інтенсивності сонячної радіації, Вт/м <sup>2</sup>					
	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.  $t_\phi$ ;

9.2) визначити мінімально допустимий переріз СІП за умовою:

$$F_{д.мин} = \frac{I_\infty \cdot \sqrt{t_\phi}}{C}, \quad (4.15)$$

де  $I_\infty$  - 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:

$$F_{ж.р.} \geq F_{д.мин}, \quad (4.16)$$

де  $F_{ж.р.}$  - вибраний час за п. 8 переріз жили проводу, мм<sup>2</sup>

- за допустимим струмом короткого замикання  $I_{доп.к.з.}$ :

9.4) визначити фіктивний час повного струму к. з.  $t_\phi$  (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  $t_{\phi}$

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 СП з алюмінієвими жилами

Переріз струмопровідної жили, мм <sup>2</sup>	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  $\beta_i$  - питома втрата напруги для даної ділянки матеріалу та перерізу СП,  
%/кВА·км (за таблицею 4.5);

$M_i$  - момент навантаження на  $i$ -ій ділянці, кВА·км



$$\text{чи} \quad \Delta U_{i\%} = \frac{\sqrt{3} I_{p,i} l_i (r_0 \cos \varphi_i + x_0 \sin \varphi_i)}{U_n}, \quad (4.19)$$

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 <sup>2</sup>	Опір, Ом/км			
	активний $r$		індуктивний $x$	
	Алюміній	Мідь	Проводи відкрито прокладені	Проводи в трубках 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

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

## 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, Р2Б 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**.

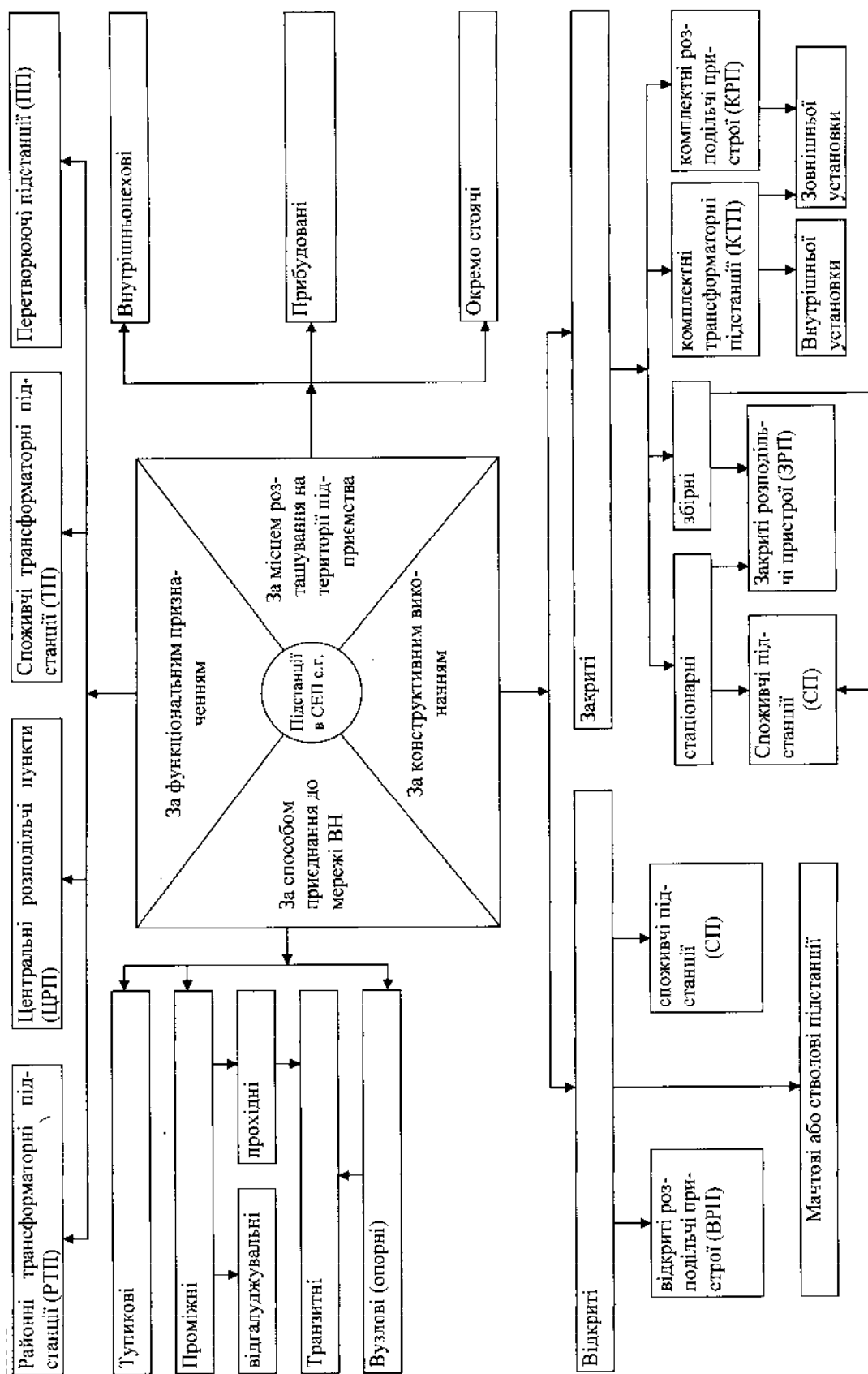


Рисунок 5.1 – Класифікація підстанцій, які застосовуються у системах сільського електропостачання

### 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;
- 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 височастотного зв'язку; необхідність виконання пристроїв для плавлення ожеледі на проводах і тросах ПЛ;

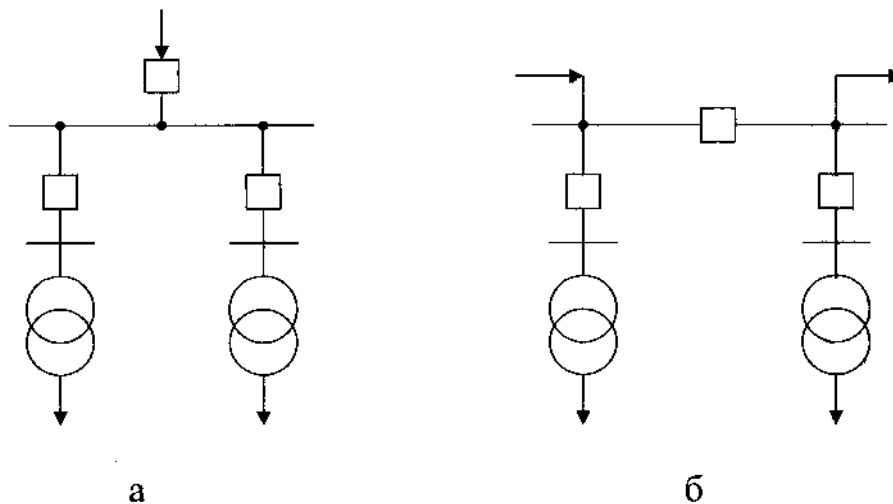
- вимоги до релейного захисту і автоматики.

**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 перемикань 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	

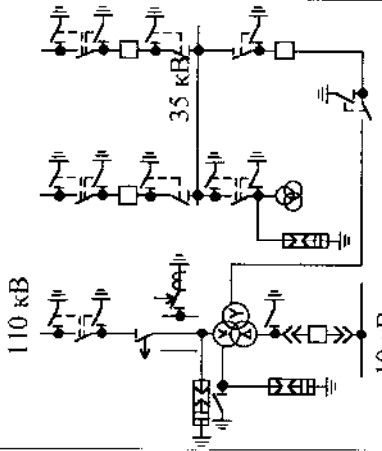
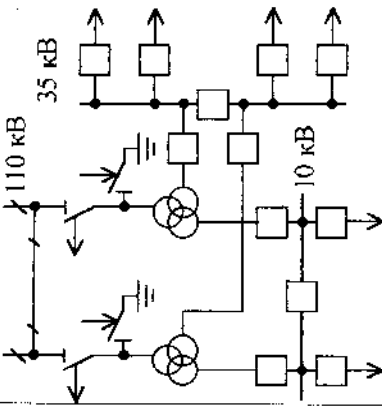
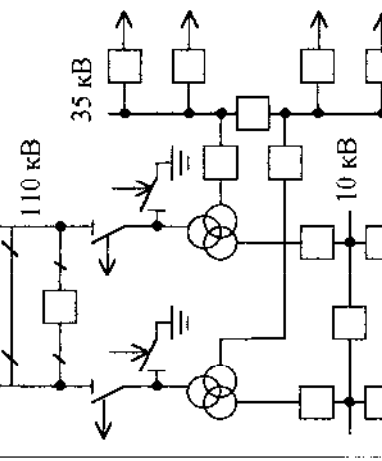
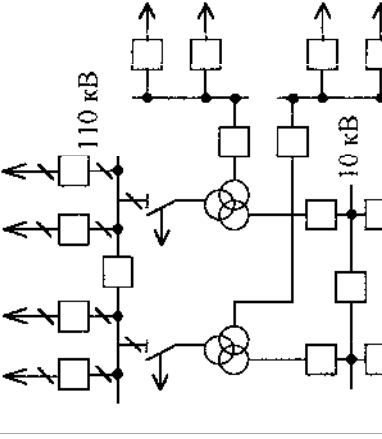
Виконання	Типи підстанцій			
	Тупикові та відгалужувальні		Прохідні	Вузлові
	Однотрансформаторні	Двухтрансформаторні		
		Схема зі сторони вищої напруги та номер схеми		
3 відокремлювачем та короткозамикачем в мережі трансформатора	Блок „лінія-трансформатор”	Два блоки „лінія трансформатор” з неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії		
	110-1	110-4	110-5	110-10
				
	Одна система шин, секціонована вимикачем			

Рисунок 5.3 – Сітка схем первинної комутації ВРП 110 кВ КТПБ – 110/10

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 принципальні 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 відгалужу вальних 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	Прохідні з двустороннім живленням	Вузлові
	Двотрансформаторні		Однотрансформаторні	Двотрансформаторні	Двотрансформаторні
	Схема з двох сторін випрої напруги та номер схеми		„Місток” з вимикачем перемиччі	„Місток” з вимикачем у перемиччі	Одна система шин, секціонована вимикачем
	Блок „ліній-трансформатор”	Укрупнений блок „ліній-два трансформатора”	35-5	35-10	
3 запобіжниками 35 кВ в колі трансформатора	35-2	35-7	35-5	35-10	
3 відокремлювачем та короткозамикачем в колі трансформатора	35-3	35-8	35-6	35-11	
3 вимикачем 35 кВ в колі трансформатора	35-4	35-9		35-12	

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 одній або двох трансформаторних 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 транзиту, 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 III кліматичному району за вітром та I-IV районам за ожеледдю.

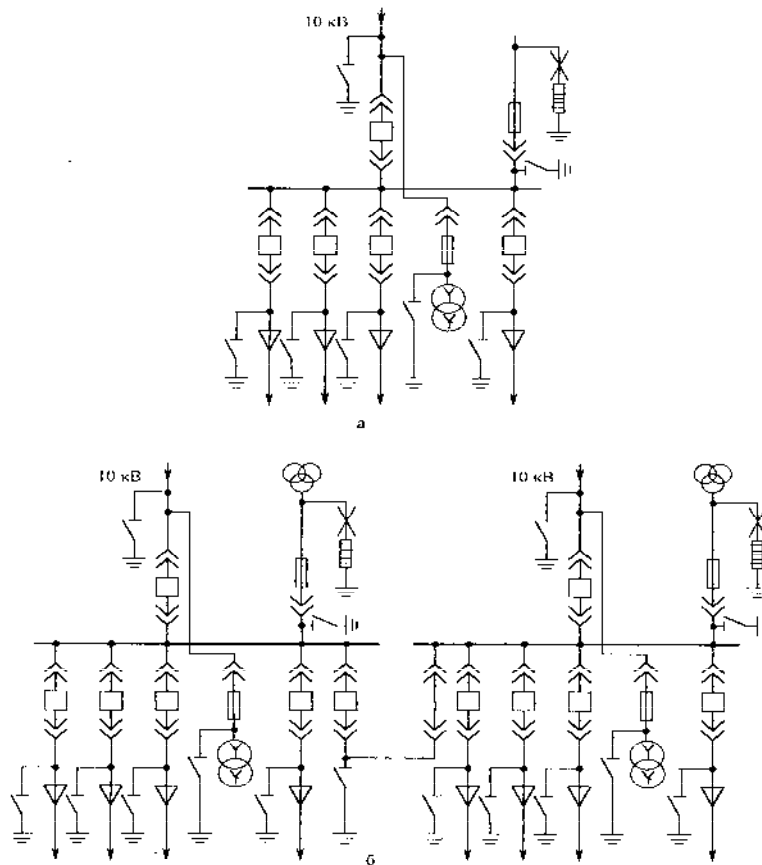
На боці ВН у КТПБР-35/10 (6) застосовуються транспортабельні металеві блоки заводського виготовлення з обладнанням РП 35 кВ. Блоки повністю укомплектовані усім необхідним обладнанням і апаратурою керування. Водночас завод-виготовник передбачив випуск комплектних трансформаторних підстанцій типу КТПР-35/10(6) (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: 35-3Н (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		
Номер схеми	26		30	31
Схема головних з'єднань				
Номинальн. струм шафи, А			630-1000	630-1000
Номер схеми	32		35	
Схема головних з'єднань				
Номинальн. струм шафи, А	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, типовиконання
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 високовольних 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.

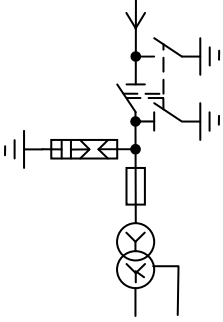
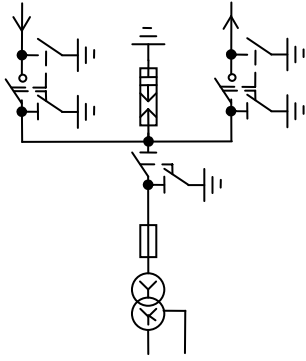
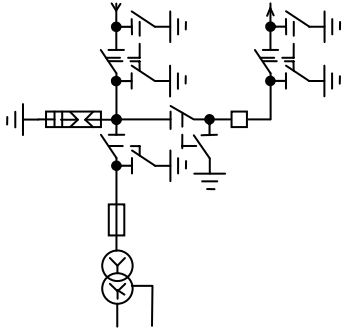
На схемі 1 (рисунок 5.8а), яка використовується для підстанцій

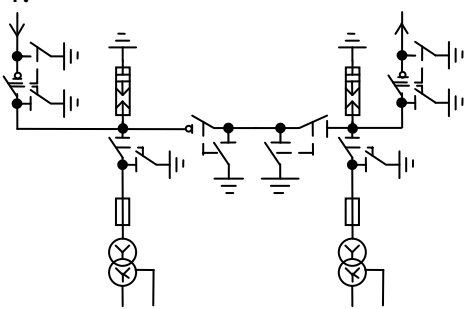
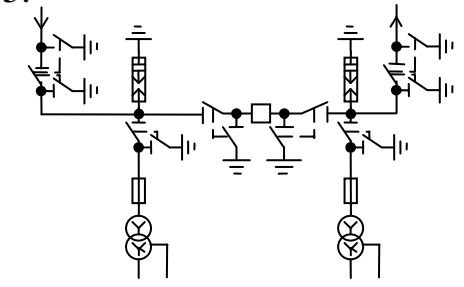


потужністю 25 і 40 кВА, на вводі і лініях, що відходять, встановлюються автоматичні повітряні вимикачі. Теплові розчіплювачі вимикачів вводу здійснюють захист трансформатора від перевантаження. Лінії, що відходять (на схемах їхню кількість наведено умовно), від струмів перевантаження захищаються за допомогою 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
<p>1.</p> 	<p>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.</p>
<p>2.</p> 	<p>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.</p>
<p>3.</p> 	<p>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 однострансформаторну підстанцію з автоматичним секціонуючим пунктом або пунктом АВР лінії 10 кВ.</p>

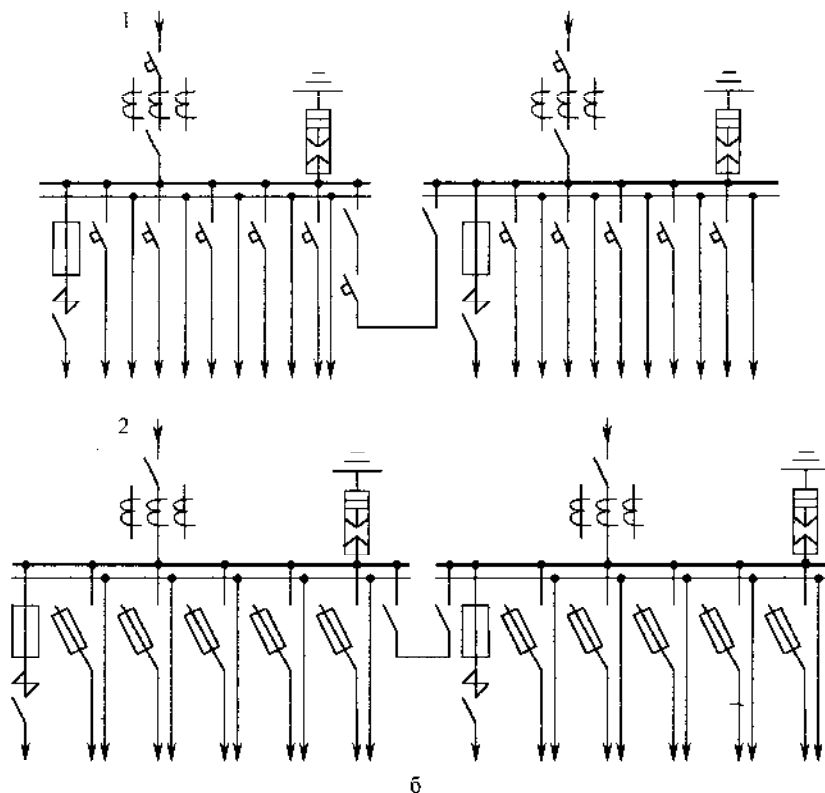
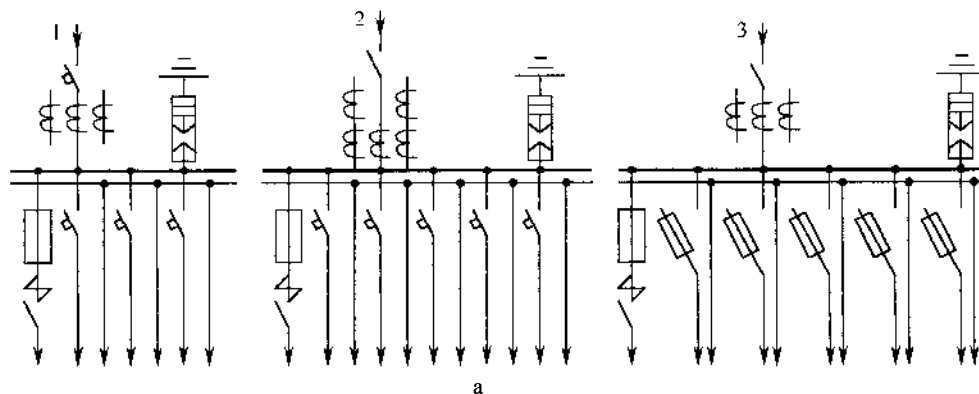
1	2
<p>4.</p> 	<p>Схема з двома трансформаторами і шинами 10 кВ, секціонованим вимикачем навантаження і роз'єднувачем. Застосовується у мережах 10 кВ зазвичай з двостороннім живленням, де допускається ручне секціонування ліній 10 кВ. Основний режим роботи підстанції – живлення кожного трансформатора від незалежного джерела на лінії 10 кВ. При ввімкненому вимикачі навантаження можна здійснити живлення від одного джерела з транзитом потужності через шини ТП.</p>
<p>5.</p> 	<p>Схема з двома трансформаторами і шинами 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 двохрансформаторну підстанцію з автоматичним секціонуючим пунктом і пунктом АВР лінії 10 кВ.</p>

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 – однотрансформаторні 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 ревій 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 схемі первинних кіл комутації.

12. З урахуванням пунктів 2, 7, 8, 9 визначити виконання введів 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.

#### 5.1.4. 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	
	<i>x</i>	<i>r</i>	<i>x</i>	<i>r</i>
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 <sup>2</sup>		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

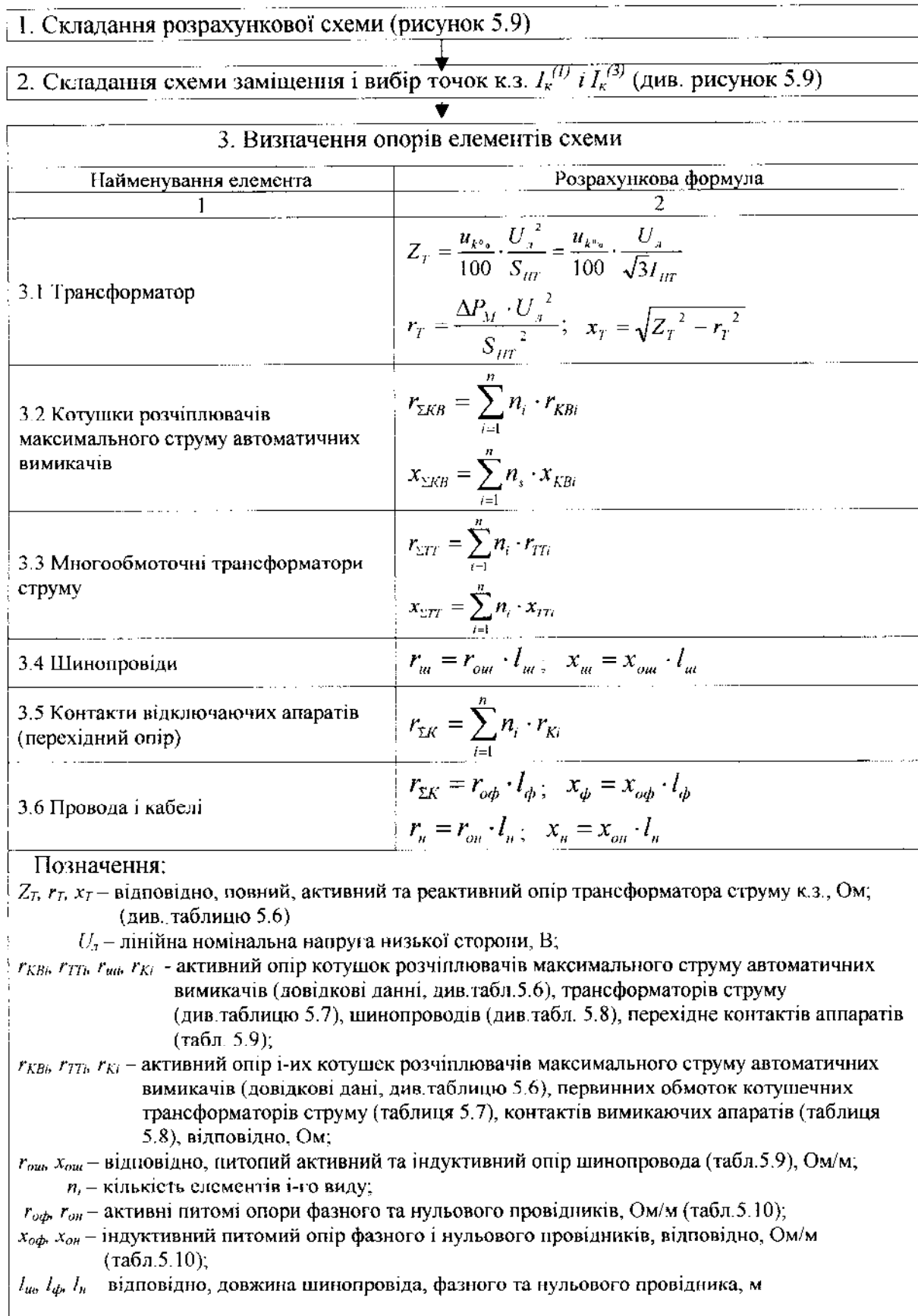


Рисунок 5.11.1 – Алгоритм розрахунку струмів к. з. в мережах до 1000 В

4. Визначення сумарних опорів	
Найменування елемента	Розрахункова формула
4.1 Опір петлі „фазний-нульовий провід”	$r_n = r_{\Sigma KB} + r_{\Sigma TT} + r_{\Sigma K} + r_{\Sigma} + r_{\phi} + r_n$ $x_n = x_{\Sigma KB} + x_{\Sigma TT} + x_{\Sigma} + x_{\phi} + x_n$ $Z_n = \sqrt{r_n^2 + x_n^2}$
4.2 Сумарний опір короткозамкнутої мережі	$r_{\Sigma} = r_T + r_n; \quad x_{\Sigma} = x_T + x_n$ $Z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} = \sqrt{(r_T + r_n)^2 + (x_T + x_n)^2}$
<p><b>Позначення:</b>  <math>r_{\Sigma KB}, r_{\Sigma TT}, r_{\Sigma K}, r_{\Sigma}, r_{\phi}, r_n</math> - відповідно, сумарні опори елементів схеми (котушок розчіплювачів максимального струму автоматичних вимикачів, трансформаторів струму, контактів апаратів, шинопроводів, фазного і нульового проводів) активні, Ом;  <math>x_{\Sigma KB}, x_{\Sigma TT}, x_{\Sigma K}, x_{\Sigma}, x_{\phi}, x_n</math> - теж саме індуктивні, Ом;</p>	



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. $I_k^{(3)}$	$I_k^{(3)} = \frac{U_{\Delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{U_{\Delta}}{\sqrt{3} \sqrt{(r_T + r_n)^2 + (x_T + x_n)^2}} = \frac{U_{\Delta}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}$
5.3 Діюче значення повного струму трифазного к.з. $I_y^{(3)}$	$I_y^{(3)} = \sqrt{2} I_k^{(3)}$
5.4 Ударний струм	$i_{yd} = k_y \cdot \sqrt{2} I_k^{(3)}; \quad k_y = 1,0$
<p><b>Позначення:</b>  <math>U_{\phi}</math> – фазна номінальна вторинна напруга, В;  <math>U_{\Delta}</math> – лінійна номінальна вторинна напруга, В;  <math>k_y</math> – ударний коефіцієнт; в мережах 0,38/0,22 кВ <math>k_y = 1,0</math></p>	

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 вимикачів	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 напруги 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

### 5.1.5. Вибір струмопровідних частин і апаратів розподільчих пристроїв підстанцій

#### 5.1.5.1 Загальні відомості

Електричні апарати, ізолятори і струмопровідні пристроїв 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 підвищення 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
номінальн ий 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  $I_{\theta}$  – 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:

$$i_{е\text{мах}} \geq i_{уд};$$

$$I_{e\max} \geq I_{y\partial}, \quad (5.6)$$

де  $i_{e\max}, i_{y\partial}$  – відповідно, амплітуди максимально допустимого струму для виду електрообладнання, яке вибирається, і розрахункова амплітуда ударного струму к.з., кА;

$I_{e\max}, I_{y\partial}$  – 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., кА<sup>2</sup>•с;

$I_{\infty}$  – діюче розрахункове значення усталеного струму к.з., кА;

$t_{\phi}$  – 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;

$\Delta t_i$  – тривалість і-го проміжку, с;

$n$  – кількість проміжків.

При віддаленому к.з., коли періодична складова струму залишається незмінною і тривалості замикання  $t \geq 0,2\text{с}$   $B_k$  визначається:

$$B_k \approx (I^{(3)})^2 (t + T_a), \quad (5.9)$$

де  $T_a$  – постійна часу згасання аперіодичної складової, с (зазвичай приймається  $T_a = 0,05\text{с}$ );

$t$  – час дії к.з., с.

Дійсний час, протягом якого проходить процес к.з. визначається тривалістю дії захисту  $t_z$  і вимикаючої апаратури  $t_{вим}$ :

$$t = t_z + t_{вим} \quad (5.10)$$

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:

$$t_{\phi} = t_{\phi n} + t_{\phi a}, \quad (5.11)$$

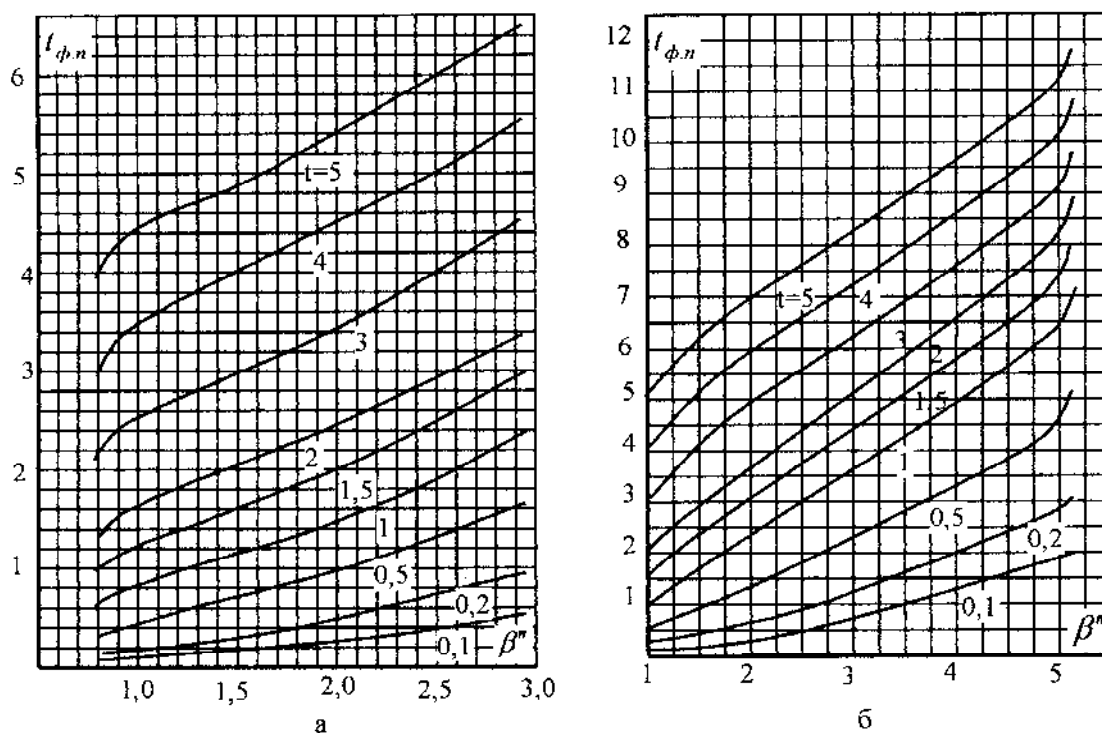
де  $t_{\phi n}$ ,  $t_{\phi a}$  – відповідно, періодична і аперіодична складові приведенного (фіктивного) часу дії к.з., с.

Періодична складова часу к.з.  $t_{\phi n}$  визначається у залежності від відношення ( $\beta''$ ) початкового надперехідного струму  $I''_k$  до усталеного значення  $I_{\infty}$  у місці к.з. і дійсного часу спрацювання захисту і вимикаючого апарату  $t$ :

$$t_{\phi n} = f(\beta'', t), \quad (5.12)$$

$$\beta'' = I''_k / I_{\infty}$$

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  $t_{\phi}$  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.

#### 5.1.5.2 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	$U_{ном} > U_{роб}$	$I_{ном} \geq I_{трив.р}$	$i_{max} \geq i_{y\phi}$ $I_{max} \geq I_{y\phi}$	$I_t^2 t \geq I_{\infty}^2 t_{\phi}$	$I_{вим} \geq I_{\kappa}^{(3)}$	$S_{вим} \geq S_{\kappa}$
відокремлювачі і роз'єднувачі	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$I_{ном} \geq I_{трив.р}$	$i_{max} \geq i_{y\phi}$ $I_{max} \geq I_{y\phi}$	$I_t^2 t \geq I_{\infty}^2 t_{\phi}$	—	—
короткозамикачі	$U_{ном} \geq U_{роб}$	—	$i_{max} \geq i_{y\phi}$ $I_{max} \geq I_{y\phi}$	$I_t^2 t \geq I_{\infty}^2 t_{\phi}$	—	—

1. Визначити дійсний час

$$t = t_c + t_{від}$$

2. Визначити коефіцієнт  $\beta''$ :

$$\beta'' = I''/I_\infty$$

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  $1c < t < 5c$  та розрахунку к.з. при умові живлення від системи необмеженої потужності

$$t_\phi = t_{\phi n}$$

2. при  $t > 5c$

$$t_\phi = t_{\phi 5} + (t - 5)$$

Позначення:

$t_c, t_{від}$  - час спрацювання захисту та відключення апарату, відповідно, с;

$I'', I_\infty$  - відповідно, початковий надперехідний та усталений струм к.з., кА

$t_{\phi 5}$  - значення фіктивного часу при  $t = 5c$  (за кривими рисунка 5.12)

Рисунок 5.13 – Алгоритм визначення приведенного (фіктивного) часу

### 5.1.5.3 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:

$$R_{дпров} = \frac{S_{2н} - (\sum_{i=1}^n S_{прил} + I_{2н}^2 R_{к})}{I_{2н}^2} = Z_{2н} - \left( \sum_{i=1}^n Z_{прил} + R_{к} \right) \quad (5.17)$$

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:

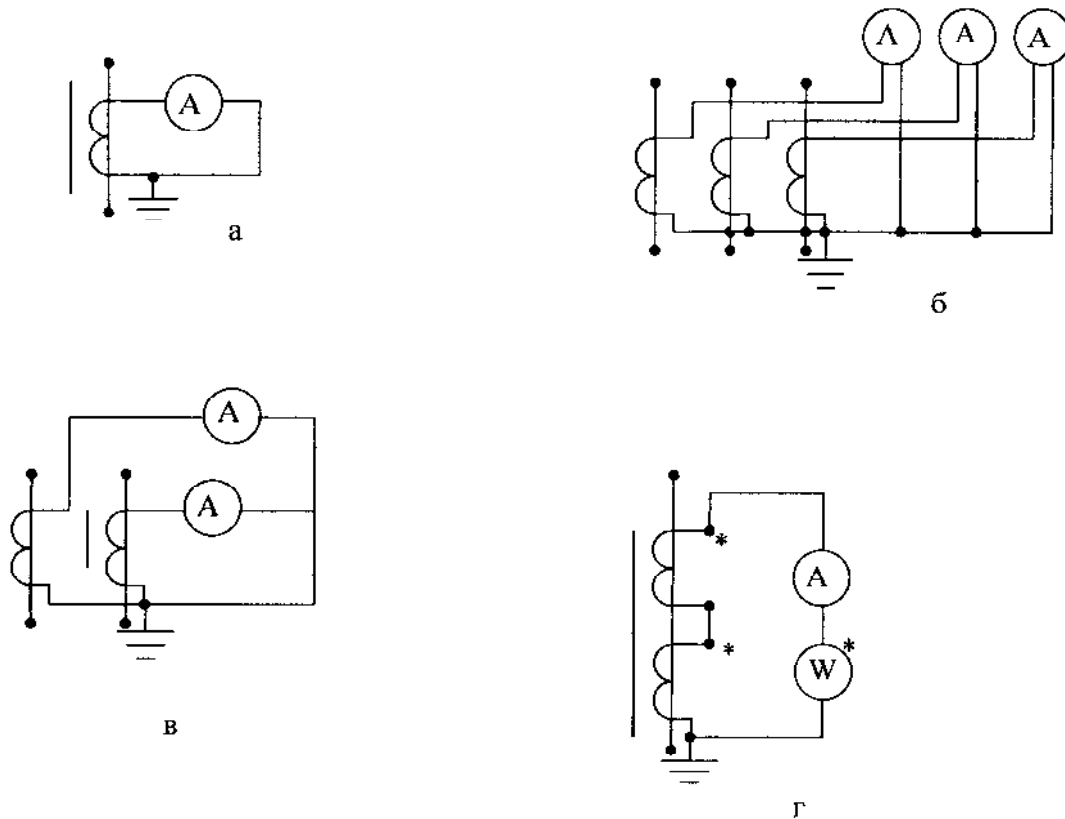
$$F_{д.пров} = \frac{\rho \cdot l \cdot k_{сх}}{R_{д.пров}}, \quad (5.18)$$



де  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводів, Ом·мм<sup>2</sup>/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 трансформаторами 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 мм<sup>2</sup>, для алюмінію – 4 мм<sup>2</sup>.

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	$\sqrt{2}I_{ном1} \cdot k_{\phi} \geq i_{y\phi}$
Кратність односекундного струму термічної стійкості	$I_{ном1} \cdot k_t \geq I_{\infty} \sqrt{t_{\phi}}$

$$k_{\phi} = \frac{i_{max}}{\sqrt{2}I_{ном1}}; \quad k_t = \frac{I_t}{I_{ном1}}, \quad (5.20)$$

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

Номинальний 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
Номинальний 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	Номинальна напруга, кВ	Номинальний 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

Номинальна напруга	0,66; 3; 6; 10; 15*; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500
--------------------	--

(лінійна), кВ	
Номинальний первинний струм $I_{1n}$ , 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
Номинальний вторинний струм $I_{2n}$ , А	1****, 2****; 2,5; 5
Номинальне навантаження коефіцієнтом потужності 0,8; В·А	2,5; 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100
Номинальний 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:

$$U_{mn1} \geq U_{уст.н}, \quad (5.21)$$

де  $U_{mn1}$ ,  $U_{уст.н}$  - 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  $\delta U_{mn} = \pm 10\%$ . 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:

$$S_{тн2} \geq S_{2p}, \quad (5.22)$$

де  $S_{\text{тн}2}$  – номінальна потужність трансформатора напруги у прийнятому класі точності, 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 кожну 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  $S_{\text{тн}2}$  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 a	$S_a$	$\frac{I}{2}(S_{ab} + S_{ac})$	$\frac{I}{2}S_{ab}$
	Фаза b	$S_b$	$\frac{I}{2}(S_{ab} + S_{cb})$	$\frac{I}{2}(S_{ab} + S_{bc})$
	Фаза c	$S_c$	$\frac{I}{2}(S_{bc} + S_{ac})$	$\frac{I}{2}S_{bc}$
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 вимірювальних 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	Номинальна напруга, В		Номинальна 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.

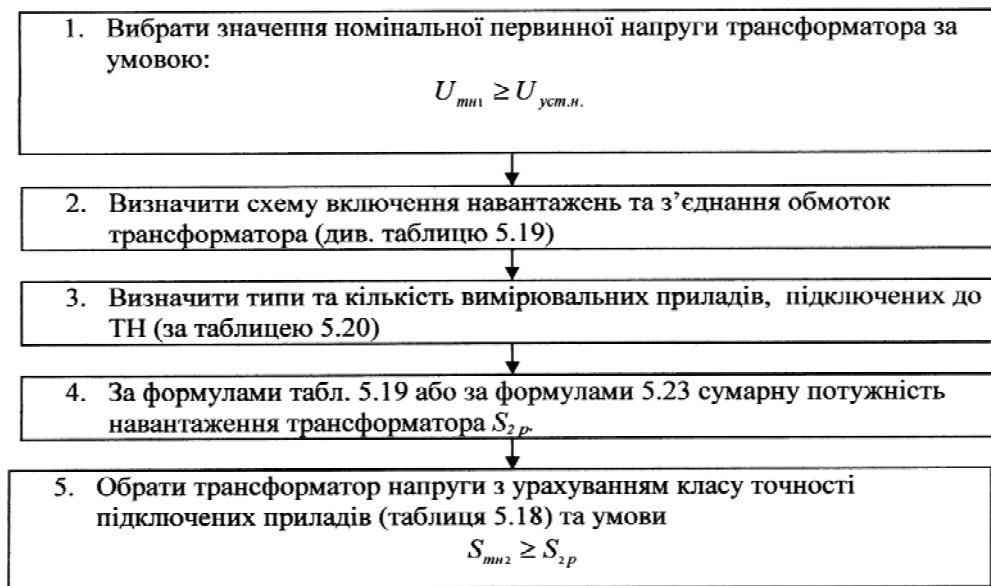


Рисунок 5.15 – Алгоритм вибору та перевірки трансформатора напруги

#### 5.1.5.4 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 двообмоточний трансформатор Трьохобмоточний трансформатор	ВН	-	-	-	-	-	-	-	
	НН	X	-	X	X	X	X	-	
	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, вхідні 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 частотою 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  $r_{вхнр} \rightarrow \max$ , і тим меншими вони повинні бути у приладів, які включені послідовно у контрольоване коло  $r_{вхнр} \rightarrow \min$ .

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 (рисунок 5.16)

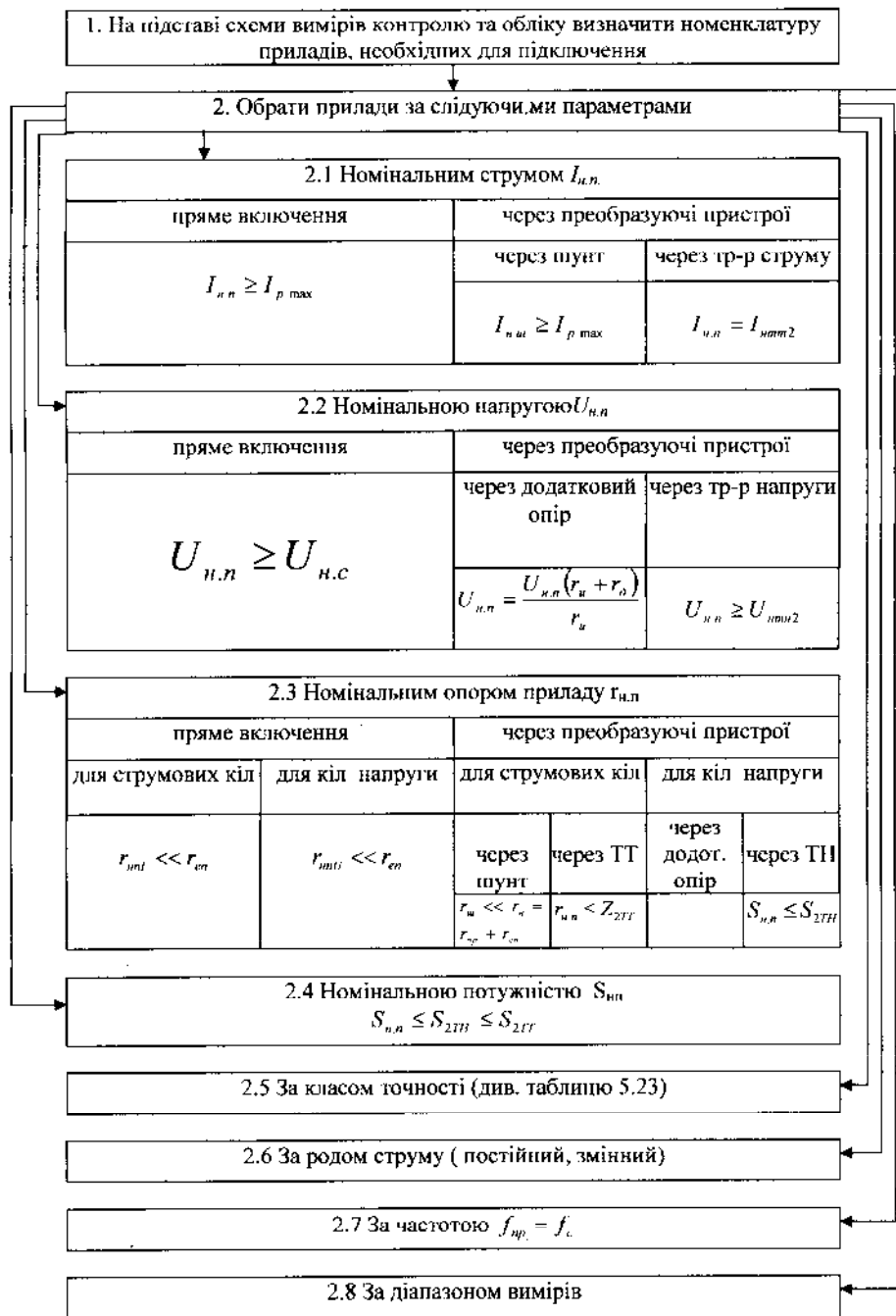


Рисунок 5.16 – Алгоритм вибору вимірювальних приладів і засобів контролю

Технічні характеристики електровимірювальних приладів наведені у довідковій літературі, наприклад [4.7;5.1] і додатку Д8.

#### 5.1.5.5 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

потреб) 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:

$$I_{н.вст.} \approx 2I_{н.тр.}, \quad (5.27)$$

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  $k_n = 1$ , 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; визначається за ампер-секундною характеристикою (рисунк 5.17а) для

значення струму плавкої вставки, яке обирається за таблицею 5.24;

$t_{с.з.}$  – повний час спрацьовування захисту з боку 0,4 кВ, з яким здійснюється узгодження запобіжника, с; для запобіжників визначається за ампер-секундною характеристикою (рисунок 5.17в); для автоматичних вимикачів за часо-струмовими характеристиками (для автоматів з електромагнітним розчіплювачем типу АП-50, А3100 з урахуванням розкидання  $t_{с.з.}=0,02\pm0,01$  с).

$\Delta t$  – 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, аніж 5с.

$$t_k=900/k^2, \quad (5.31)$$

де  $k$  – відношення усталеного струму к. з.  $I_\infty$  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. рисунок 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  $t_{с.з.}$  – час спрацьовування 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:

$$\frac{I_{н.тр.}}{I_{вст.}} \cong 4,0, \quad (5.36)$$

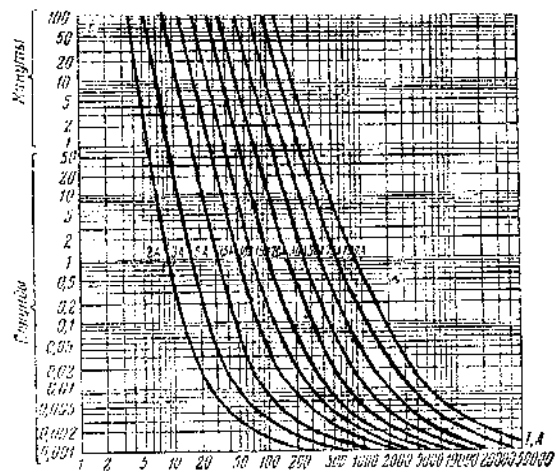
Алгоритм вибору та перевірки трансформаторів напруги наведено на рисунку 5.15.

Таблиця 5.24 – Значення  $I_{н. вст.}$  запобіжників, які рекомендуються для захисту трансформаторів.

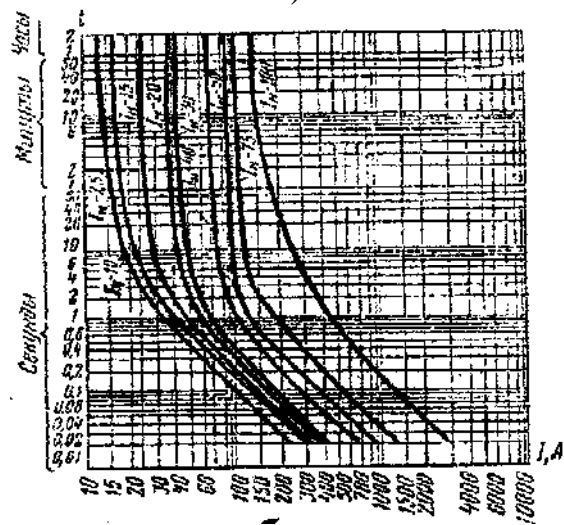
Номінальна потужність трансформатора, кВА	Первинна напруга трансформаторів, кВ			
	6		10	
	Номінальний струм трансформатора, А	Номінальний струм плавкої вставки, А	Номінальний струм трансформатора, А	Номінальний струм плавкої вставки, А
25	2,4	5,0	1,45	5,0(3,0)
40	3,85	7,5	2,31	8,0(5,0)
63	6,06	10,0	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:

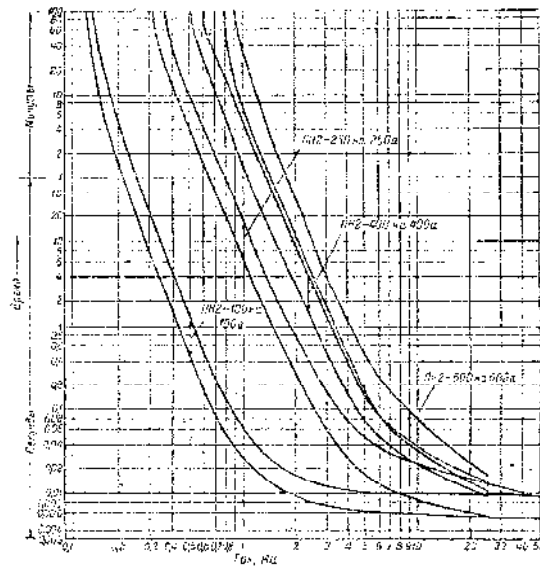
630 кВА – 20 А;  
1000 кВА – 40 А;  
1600 кВА – 50 А;  
2500 кВА – 75 А;



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

#### 5.1.5.6 Вибір шин розподільчих пристроїв

Для обладнання розподільчих пристроїв можуть застосуватися 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 навантажен ня, А	Розміри , мм	Струмове навантажен ня, 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, мм	Зовнішній, мм	Без розрізу	З повздовжнім розрізом
6	155	120	12/15	340	13/16	295	¼	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	½	21,35	118	-
10	320	245	18/22	555	27/30	500	¾	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	1¼	42,45	220	-
15	565	435	25/30	830	36/40	765	1½	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	2½	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:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{розр}}, \quad (5.36)$$

де  $\sigma_{\text{дон}}$ ,  $\sigma_{\text{розрах}}$  - відповідно, допустиме і розрахункове значення напруження на згин матеріалу шин, МПа.

Значення допустимих напружень згину  $\sigma_{\text{дон}}$  для шин з різного матеріалу наведені у таблиці 5.31.

Таблиця 5.31 – Значення допустимих напружень згину для матеріалу шин.

Матеріал і марка шин	$\sigma_{\text{дон}}$ , МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
Мідь МТ	130 (1300)
Алюміній АТ	65 (650)
Алюміній АТТ	90 (900)
Сталь	160 (1600)

Найбільша статична сила  $F_{\text{розрах}}$  (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].

$$F_{\text{розрах}} = 1,76 k_{\phi} i_y^{(3)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (5.37)$$

де  $i_y^{(3)}$  - ударний струм трифазного к.з., А;

$l$  - довжина прольоту шин, м;

$a$  - відстань між вісями шин суміжних фаз, м;

$k_{\phi}$  - 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:

$$\sigma_{\text{розрах}} = \frac{F_{\text{розрах}} \cdot l}{8W}; \quad (5.39)$$

- при кількості прольотів більше двох:

$$\sigma_{\text{розрах}} = \frac{F_{\text{розрах}} \cdot l}{10W} \quad (5.40)$$

Значення моменту опору у залежності від розташування і форми їх перерізу наведені у таблиці 5.32.

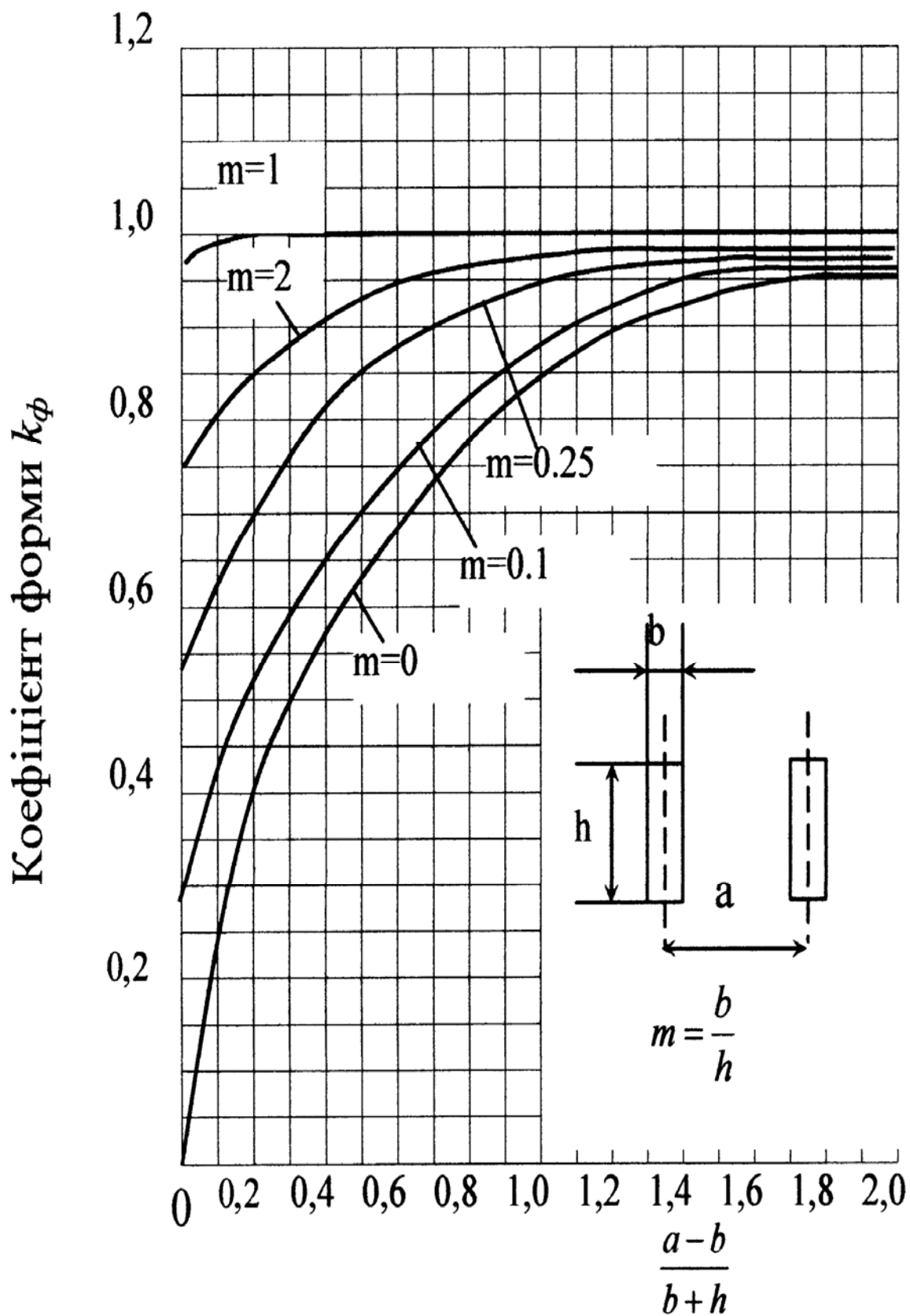
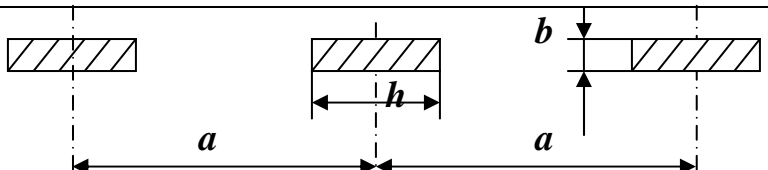
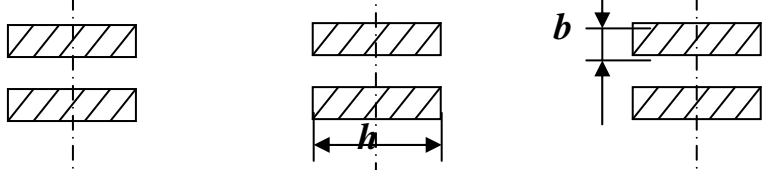
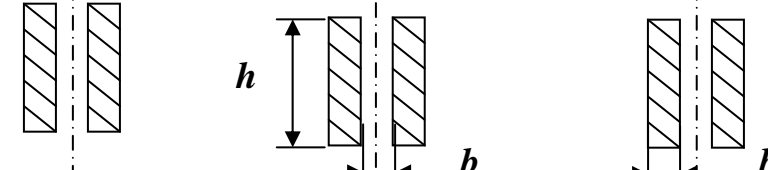
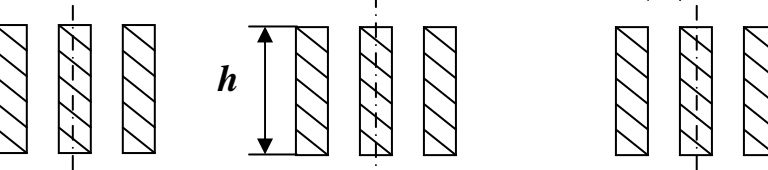
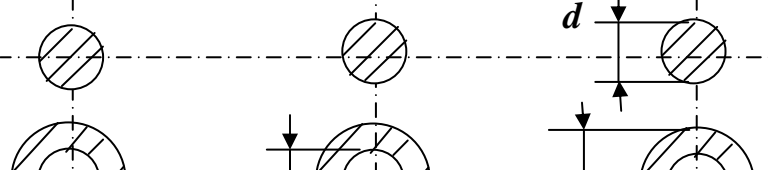



Рисунок 5.21 – Криві для визначення коефіцієнту форми шин прямокутного перерізу

Таблиця 5.32 – Визначення моменту опору шин

Ескіз розташування шин і форма їх перерізу	Момент опору $W$ , м <sup>3</sup>
	$0,167bh^2$
	$0,333bh^2$
	$1,44hb^2$
	$3,3hb^2$
	$0,1d^3$
	$0,1(D^3 - d^3)$

У відкритих розподільчих пристроях 35-110 кВ понижуючих підстанцій використовують гнучкі шини із сталєвоалюмінієвих 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:

$$U_{KP} = 68,5 \delta \lg \frac{D}{r}, \quad (5.42)$$

де  $\delta$  - коефіцієнт, що враховує атмосферні умови (при тиску 760 мм і температурі +

$25^{\circ}\text{C } \delta=1$ );

$D$  - відстань між вісями шин (проводів), мм;

$r$  - радіус шини (проводу), мм.

Алгоритм вибору і перевірки шин представлено на рисунку 5.22.

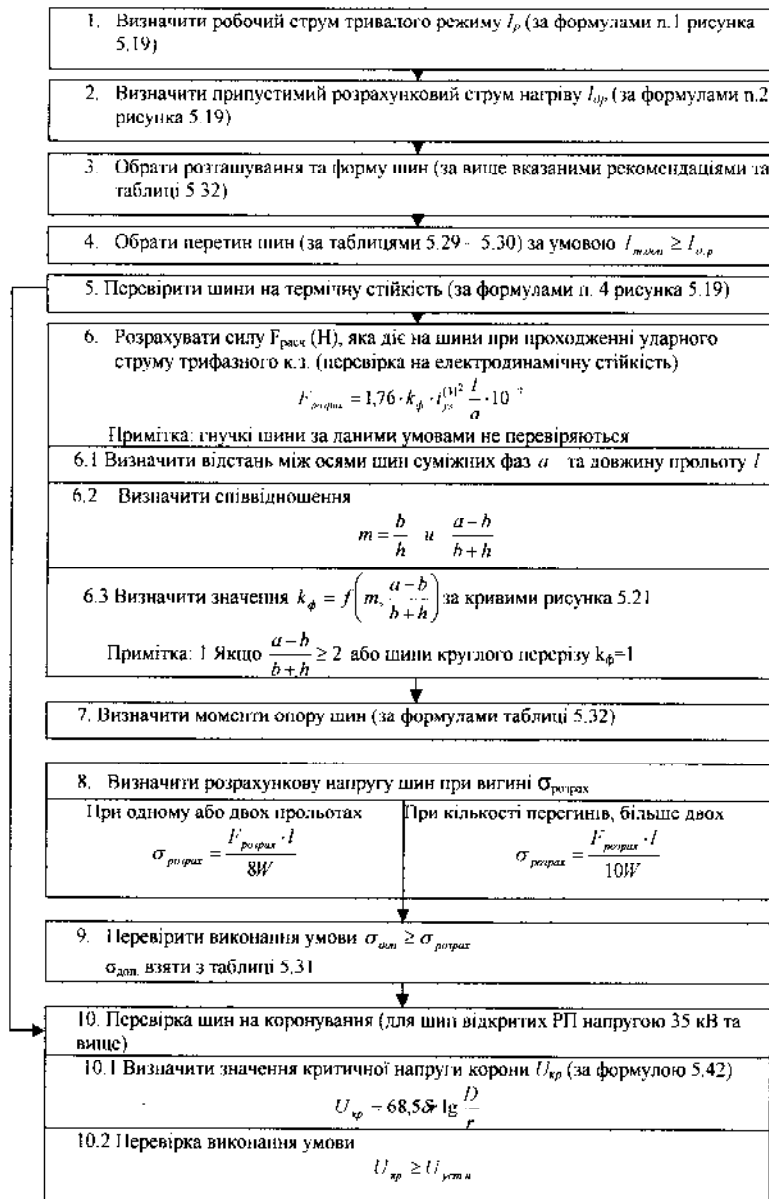


Рисунок 5.22 – Алгоритм вибору і перевірки шин

### 5.1.5.7 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:

$$F_{из.розрах} \leq F_{доп.} \approx 0,6 F_{руйн.}, \quad (5.43)$$

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 навзнаки  $k_h=1$

$$k_h = \frac{H + b + \frac{h}{2}}{H}, \quad (5.45)$$

де  $H$  – висота ізолятора, м;

$b, h$  - відповідно, ширина і висота шини, м;

- для прохідних ізоляторів:

$$F_{из.розрах.} = 0.88 i_y^{(3)2} \frac{l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7}, \quad (5.46)$$

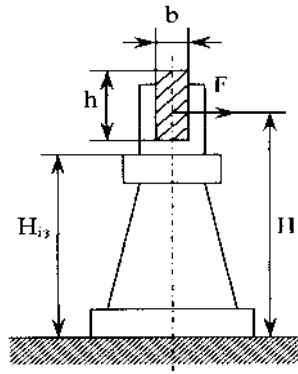


Рисунок 5.23 – До визначення розрахункового навантаження на ізолятор

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.

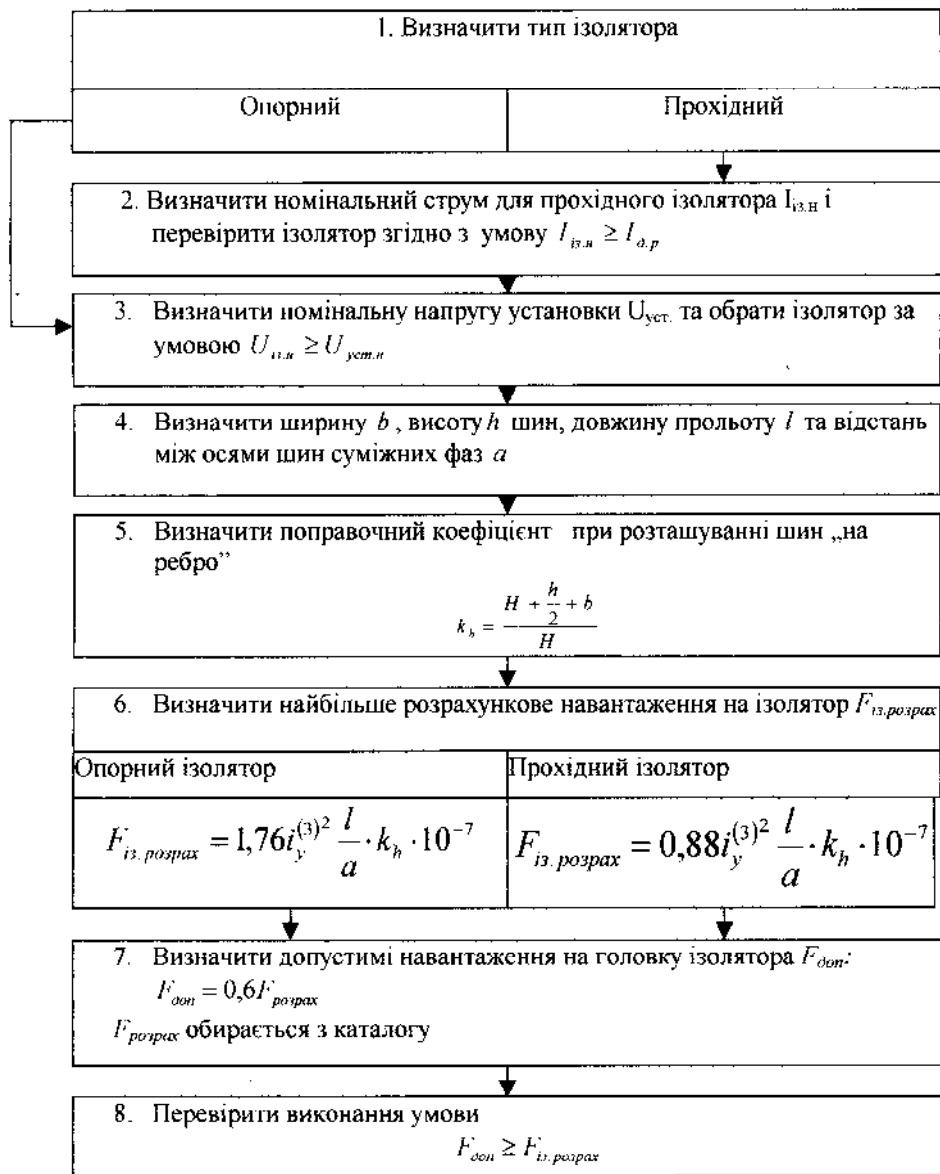


Рисунок 5.24 – Алгоритм вибору та перевірки ізолятора

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	-	$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{д.р.}}$	$g_{\text{кидоп}} \geq g_{\text{кирозрах}}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{розрах}}$

Продовження таблиці 5.33

1	2	3	4	5
Кабелі	$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{роб.}}$	$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{д.р.}}$	$g_{\text{к.доп.}} \geq g_{\text{к.розрах.}}$ $F_{\text{жск}} \geq F_{\text{жск. min}}$	-
Опорні ізолятори	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	-	-	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{розрах}}$
Прохідні ізолятори	$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}}$	$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{д.р.}}$	-	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{розрах}}$

## 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

режими 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 споживачів до джерела живлення. Струм спрацьовування і час

спрацьовування – основні параметри роботи максимального струмового захисту. При короткому замиканні (рисунок 6.1) у точці K1 струм короткого замикання протікає через апарати захисту Q1, Q2, Q3 і всі вони можуть спрацювати. Однак захист повинен відключити ушкоджену лінію тільки вимикачем Q1.

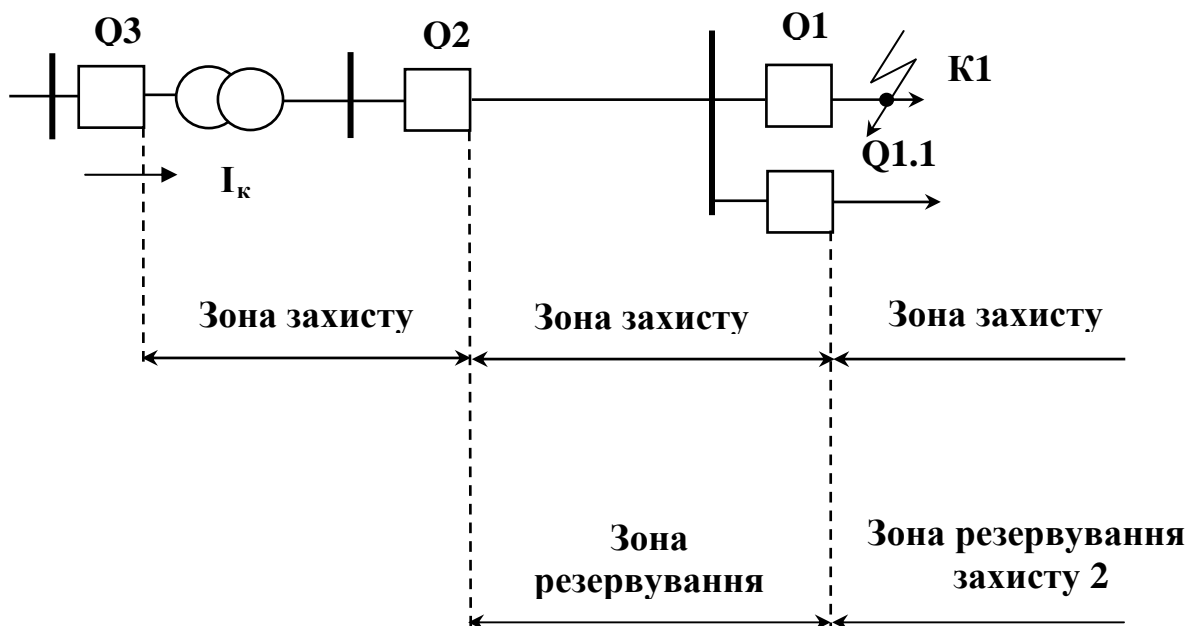


Рисунок 6.1 – Розташування захистів та їх зон дії для схеми з однобічним живленням

**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 (рисунок 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. наприкінці ділянки, що захищається, до уставки захисту ( $k_u > 1$ ).

**Надійність** - це властивість захисту правильно і безвідмовно діяти на відключення вимикачів обладнання при к. з. у межах установленної для нього дії. Не діяти в нормальних умовах, а також при таких ушкодженнях 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, добротною 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 6-35кВ.**

Згідно вимог ПУЭ-86 (3.2.91-105) [2.2] для ліній напругою 3-35 кВ з ізолюваною 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 "Электромашвин"; МРЗС-05 ВО "Київприлад", МІСОМ Р123...126 фірми ALSTOM; SEPAM 1000+; НІСН 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 спрацьовування суміжного захисту, що враховує точність роботи реле. Для захистів, які виконані на електромеханічній базі, стандартна ступінь селективності  $\Delta t$  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 трансформатори 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:

$$I_{с.з} = \frac{k_n k_{с.зан}}{k_3} I_{роб.мах}, \quad (6.1)$$

де  $k_n$  - коефіцієнт надійності настроювання, (береться із таблиці 6.1);

$k_3$  - 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

$$I_{с.з.} \geq 1,4 \cdot I_{нл(5)}, \quad (6.3)$$

де  $I_{нл.(5)}$  – 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	$k_n$	$k_3$	$k_{с.зан}$	$k_{н.уз}$
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

PT-80, PT-90	1,1...1,2	0,8...0,85	1,2...1,3	1,3
PCT11...PCT14	1,15	0,9	1,5...2	1,15
PC40M	1,15	0,85	1,5...2	1,2
PC-80M	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, SIEMENS, 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  $I_{cz}$ , який приведений до напруги сторони, де встановлені трансформатори струму в залежності від схеми включення (рисунок 6.2).

Струм спрацьовування реле МСЗ визначається за виразом:

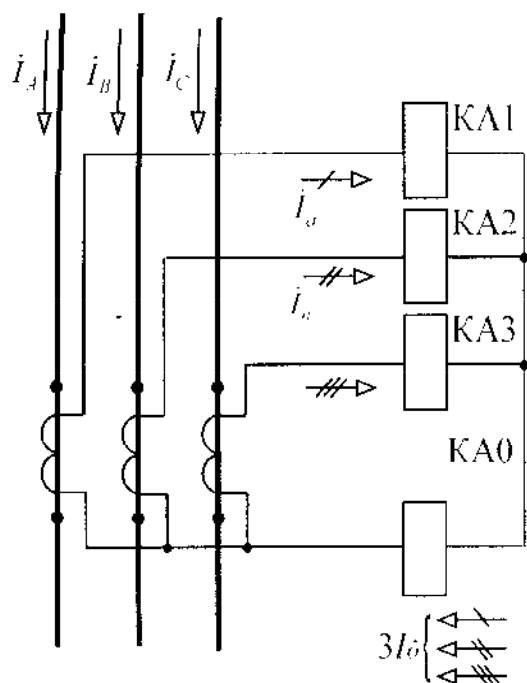
$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з.}^{(m)} \cdot k_{cx}^{(m)}}{k_{m.c.}}, \quad (6.4)$$

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;

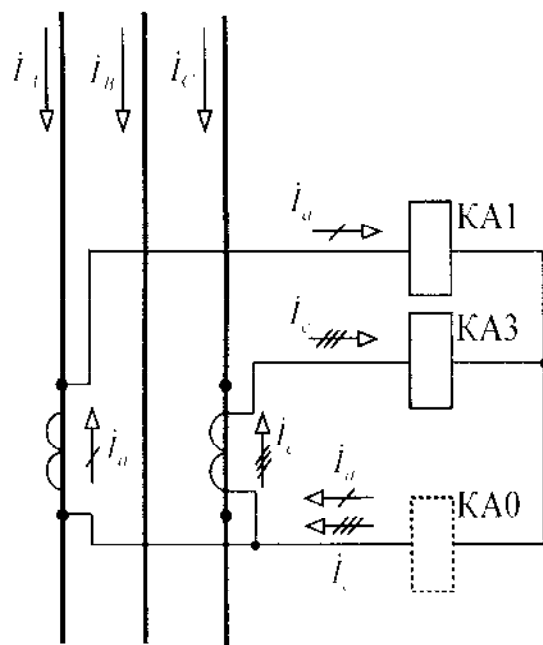
$k_{cx}^{(m)}$  - розрахунковий коефіцієнт схеми, для того ж режиму або виду к. з. (визначається із таблиці 6.2);

$k_{m.c.}$  - коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

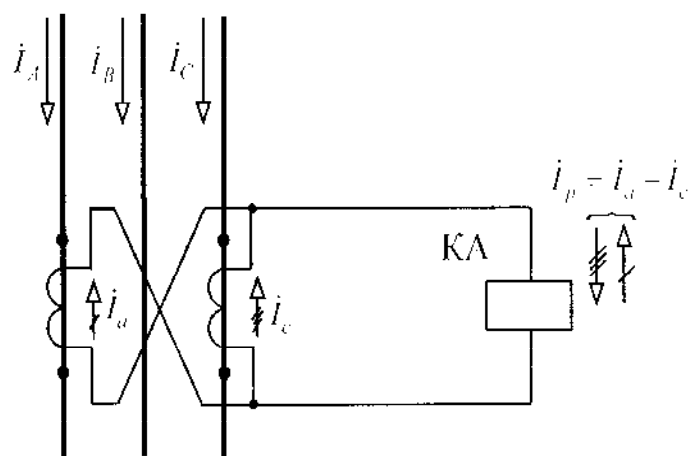




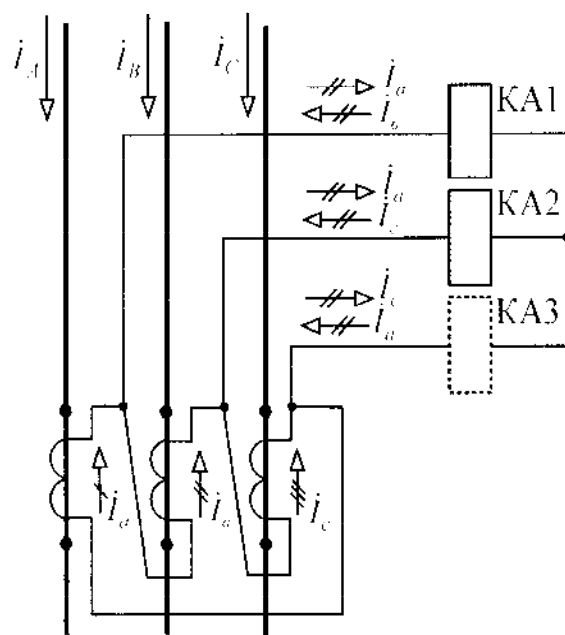
а)



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 резервування. Коефіцієнт чутливості захисту визначається за виразом:

$$k_q = \frac{I_{к. min}}{I'_{с.з.}} = \frac{I_{к. min} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_{m.c} \cdot I_y}, \quad (6.6)$$

де  $I_{к. min}$  - струм двополюсного к. з. у кінці ділянки, що захищається, А;

$$I'_{с.з.} - \text{уточнене значення струм спрацьовування захисту, } I'_{с.з.} = \frac{I_y \cdot k_{m.c}}{k_{cx}^{(3)}}.$$

Коефіцієнти чутливості нормуються ПУЭ-86 (3.2.21-3.2.26) [2.5], величина їх складає для к. з. у зоні, що захищається,  $k_q > 1,5$ ; у зоні резервування -  $k_q > 1,2$ ; для швидкодіючого диференціального захисту  $k_q > 2$ .

### 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;

$\Delta t$  - ступінь витримки часу, яка необхідна для селективності дії захисту, с.

Величина ступені  $\Delta t$  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:

$$I_{c.v.} = k_n \cdot I_{k.max}^{(3)}, \quad (6.9)$$

де  $I_{c.v.}$  - струм спрацьовування відсічки, А;

$k_n$  - коефіцієнт надійності (визначається із таблиці 6.3);

$I_{k.max}^{(3)}$  - 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:

$$I_{c.v.} = k_{від} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n S_{n.m.}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (6.10)$$

де  $k_{від}$  - коефіцієнт відстроювання (вибирається із таблиці 6.3);

$S_{n.m.}$  - номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$U_n$  - номінальна напруга мережі живлення, у місці підключення трансформатора, кВ.

Струм спрацьовування реле відсічки визначається за виразом:

$$I_{c.p.v.} = \frac{I_{c.v.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_{mc}}, \quad (6.11)$$

де  $I_{c.v.}$  – 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:

$$k_{відс} = \frac{I_{с.р.в}}{I_y}, \quad (6.12)$$

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:

$$k_u = \frac{I_{к.мах}^{(3)}}{I_{св}} = \frac{I_{к.мах}^{(3)} \cdot k_{сх.мах}}{I_y \cdot k_{т.с}}, \quad (6.13)$$

де  $I_{к.мах}^{(3)}$  – струм к. з. у місці установки захисту в найбільш сприятливому за умовами чутливості режимі, А;

$k_{сх.мах}$  – максимальне значення коефіцієнта схеми.

Для струмової відсічки привабливішою є схема неповної зірки з коефіцієнтом  $k_{сх.} = 1$ , яка не залежить від виду к. з.

У відповідності з правилами улаштування електроустановок чутливість додаткових захистів повітряних ліній повинна бути  $k_u \geq 1,2$ , 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 електромагнічних 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  $I_{с.з.}$  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:

$$I_{с.з.} \geq k_n \cdot I_{с.УАТ} + I_{нам}, \quad (6.14)$$

де  $k_n$  - коефіцієнт надійності,  $k_n = 1,2-1,4$ ;

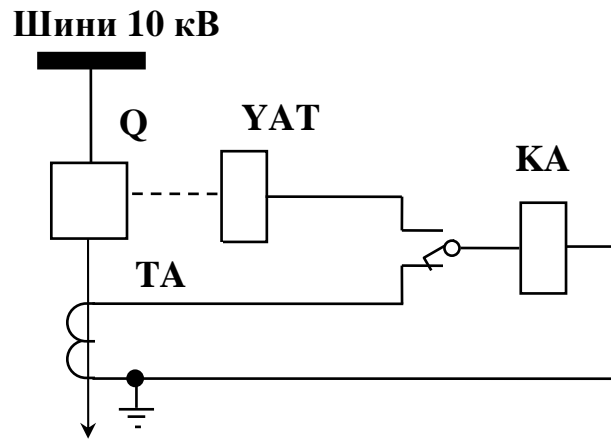
$I_{с.УАТ}$  - струм спрацювання електромагніта відключення, А;

$I_{нам}$  - струм намагнічування трансформатора струму після дешунтування, А.

Первинний струм спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{с.з.} = (k_n \cdot I_{с.УАТ} + I_{нам}) \cdot k_{т.с} \quad (6.15)$$

Якщо повна похибка трансформаторів струму у режимі після дешунтування не перевищує 10%, то у виразах (6.14), (6.15) приймається  $I_{нам} = 0,1k_n \cdot I_{с.УАТ}$ . При використанні стандартних електромагнітів відключення, у яких  $I_{с.УАТ} = 5$  А, струм спрацювання основних реле захисту повинен дорівнювати  $I_{с.з.} = 6,6$  А. При використанні спеціальних електромагнітів відключення зі струмом спрацювання  $I_{с.УАТ} = 3$  А;  $I_{с.з.} = 4,5$  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 І<sub>н</sub>) [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 хвильовим 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]:

$$I_{33} = 3I_{01} = \frac{3}{\sqrt{3}} \omega U \sum_{i=2}^n C_i, \quad (6.17)$$

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:

$$I_{c.з.} = k_n \cdot k_{cm} \cdot I_c, \quad (6.18)$$

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:

$$k_{q.33} = \frac{I_{33.min}}{I_{с.з.}}, \quad (6.22)$$

де  $I_{33.min}$  – струм замикання на землю, який протікає по головному колу лінії, що ушкоджена, А.

Мінімальний струм замикання на землю розраховується за виразом:

$$I_{33.min} = \sum_{i=2}^{n_{min}} I_{Ci}, \quad (6.23)$$

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  $k_{ч.зз} \geq 1,5$  для повітряних ліній і не менше  $k_{ч.зз} \geq 1,25$  для кабельних ліній.

Якщо чутливість захисту не забезпечується, необхідно застосовувати направлений захист нульової послідовності [6.3].

## 6.4 ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ.

### 6.4.1 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 ( $k_q < 2$ ), а максимальний струмовий захист за струмом має витримку часу більше  $t > 0,5$  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 багатозначних 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.

#### **6.4.2 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 FАТ, 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 прямуванні потоку масла з бака РПН убік 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.

#### 6.4.3 Диференційний захист

Диференційний захист, який виконується на принципі порівняння струмів на вході і виходах, застосовується в якості основного швидкодіючого захисту трансформаторів. 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:

$$I_{2н.і} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1н.і}}{k_{т.с}} \quad (6.37)$$

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.

$$I'_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n (1 - \Delta U_{РПН}^*_{розр})} \quad (6.39)$$

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:

$$I_{I_{нб.розр}} = k_a \cdot k_{одн} \cdot f \cdot I_{к.з.мах}, \quad (6.41)$$

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:

$$I_{2 \text{ нб розр}} = \Delta N \cdot I_{\text{к.з.мах}} \quad (6.42)$$

- при регулюванні з обох сторін трансформатора:

$$I_{2 \text{ нб розр}} = \Delta N_{\text{ВН}} \cdot I_{\text{к.з.макс}} + \Delta N_{\text{НН}} \cdot I_{\text{к.з.макс}}, \quad (6.43)$$

де  $\Delta N$  - 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.

#### 6.4.4 Струмова відсічка трансформатора

Захист виконується у двофазному виконанні за схемою неповної зірки. Струм спрацювання 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):

$$I_y = \frac{I_{\text{с.в.}}^{(3)} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{м.с}}} \quad (6.51)$$

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається за струмом мінімального к. з. у місці установки пристрою захисту за виразом:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_y \cdot k_{\text{м.с}}} \quad (6.52)$$

#### 6.4.5 Захист шин

Для захисту шин напругою 6-10 кВ застосовуються максимальні струмові захисти, які діють при спрацюванні на привід вимикачів вводу і секційні вимикачі. Застосовується дворелейна схема у двофазному виконанні.

Визначається струм спрацювання МСЗ секційного вимикача за умовами:

- відстроювання від максимального струму навантаження:

$$I_{c.з.} = \frac{k_n \cdot k_{c.зан}}{k_3} \cdot I_{роб.мах} \quad (6.53)$$

$$I_{c.з.(CB)} = k_n \left( I_{c.з.(пл.мах)} + \sum_1^{n-1} I'_{роб.мах} \right), \quad (6.54)$$

де  $I_{c.з.(пл.мах)}$  - 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:

$$I_{c.з.(B)} = k_n \cdot I_{c.з.(CB)} \quad (6.55)$$

Струм спрацювання МСЗ вводу перевіряється на чутливість від струмів, які виникають при включенні додаткового навантаження при спрацюванні АВР за виразом:

$$I_{c.з.(B)} = k_n \left( k_{зан} I_{роб.маа(T-1)} + I_{роб.маа(T-2)} \right) \quad (6.56)$$

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.

#### 6.4.6 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:



$$I_{c.з.} = k_n \cdot I'_{c.з.(B)}, \quad (6.57)$$

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 (YAT) 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,  $k_n = 1,2 \dots 1,4$ ;

$I_{c.(YAT)}$  - струм спрацьовування електромагніта відключення (включення),

$$I_{c.(YAT)} = 5 \text{ A};$$

$I_{нам}$  - струм намагнічування трансформатора струму,  $I_{нам} = 0,6 \text{ A}$ .

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:

$$t_{c.з.(МСЗ)} = t_{c.з.(B)} + \Delta t \quad (6.61)$$

#### 6.4.7 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	$Y / \Delta$	$I_{p.min} = \frac{0,5 I_k^{(3)}}{k_{m.c}}$
Схема неповної зірки з трьома реле	$Y / \Delta$	$I_{p.min} = \frac{I_k^{(3)}}{k_{m.c}}$
Схема трикутника з трьома або двома реле	$Y / \Delta$	$I_{p.min} = \frac{1,5 I_k^{(3)}}{k_{m.c}}$
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	$Y / \Delta$	$I_{p.min} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_k^{(3)}}{k_{m.c}}$

де  $I_n$  - номінальний струм силового трансформатора, який захищається А.

Час спрацювання захисту

$$t_{c.z.} = t_{c.z.(B)} + \Delta t \quad (6.63)$$

#### 6.4.8 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:

$$U_{c.p.} = \frac{U_{min}}{k_3 \cdot k_{від}}, \quad (6.65)$$

де  $U_{min}$  - мінімальна залишкова напруга,  $U_{min} = (0,85 \dots 0,9) U_n$ ;

$k_{від}$  - коефіцієнт відстроювання реле,  $k_{від} = 1, 1...1, 2$ ;

$k_3$  - коефіцієнт повернення реле мінімальної напруги,  $k_3 = 1, 2$ .

Коефіцієнт чутливості визначається за виразом:

$$k = \frac{\left( \frac{U_2}{k_{м.н}} \right)}{U_{ср.2}}, \quad (6.66)$$

де  $U_2$  - міжфазна напруга зворотної послідовності в місці встановлення трансформатору напруги, В;

$U_{ср.2}$  - уставка спрацювання фільтра-реле напруги зворотної послідовності, В.

Коефіцієнт чутливості реле мінімальної напруги визначають за виразом:

$$k_u = \frac{U_{с.р.} \cdot k_3}{\left( \frac{U_{зал}}{k_{м.н}} \right)}, \quad (6.67)$$

де  $U_{с.р.}$  - 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:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{від} \cdot k_{сам.зан}}{k_3} \cdot I_{роб\ max} \quad (6.68)$$

Струм спрацювання захисту визначається за виразом:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{від}}{k_3} \cdot I_{роб\ max} \quad (6.69)$$

Коефіцієнт чутливості струмового органа визначається за виразом:

$$k_u = \frac{I_{к.min}}{I_{с.з.}} \quad (6.70)$$

#### 6.4.9 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 трансформатора:

$$I_{с.з.2} \geq I_{нб.max} \quad (6.71)$$

- узгодження за чутливістю із захистами приєднань, які отримують живлення від трансформатора:

$$I_{c.з.2} = k_{від} \cdot I_{2\text{розр}}, \quad (6.72)$$

де  $I_{2\text{розр}}$  - 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:

$$I_{2\text{розр}} = \frac{k_{2c.\text{розп}}}{k_{0c.\text{розп}}} \cdot \frac{I_{0c.з}}{3} \quad (6.73)$$

б) замикання двох фаз на землю:

$$I_{2\text{розр}} = k_{анер} \frac{k_{2c.\text{розп}}}{k_{0c.\text{розп}}} \cdot \frac{I_{0c.з}}{3} \cdot \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma}}, \quad (6.74)$$

де  $I_{0c.з}$  - струм спрацювання захисту нульової послідовності, з яким виконується узгодження;

$k_{2c.\text{розп}}$  - коефіцієнт струмозподілу в розрахунковій схемі;

$k_{0c.\text{розп}}$  - коефіцієнт струмозподілу 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:

$$I_{2\text{розр}} = k_{2c.\text{розп}} \cdot \frac{E_\phi}{2Z_{2\Sigma}}, \quad (6.75)$$

де  $E_\phi$  - 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:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{к.з.мін}}}{I_{2\text{с.з}}} \geq 1,2 \quad (6.78)$$

де  $I_{2\text{к.з.мін}}$  - струм зворотної послідовності в режимі найменших струмів к. з., А.

#### 6.4.10 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;

$k_{\text{с.розп.вн}}$  - 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:

$$Z_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = \frac{Z_{\text{нав.розр}}}{k_{\text{від}} \cdot k_{\text{з}}} \cdot x \left( \frac{(1+2a) \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нав}})}{2a} - \frac{\sqrt{(1+2a)^2 \cos^2(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нав}}) - 4a(1+a)}}{2a} \right), \quad (6.80)$$

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:

$$Z_{с.р.вн} = \frac{k_{т.с\ вн}}{k_{т.н\ вн}} \cdot Z_{с.з.вн} \quad (6.81)$$

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:

$$k_u = \frac{I_{к.з.мін}}{I_{с.з.стр}}, \quad (6.83)$$

де  $I_{к.з.мін}$  - 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 органа дистанційного захисту трансформатора, А.

Коефіцієнт чутливості для першого ступеня повинен бути  $k_u > 1,3$ , для другого ступеня -  $k_u > 1,1$ .

## 6.5 АВТОМАТИКА МЕРЕЖ.

### 6.5.1 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 автоматизації 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.

### **6.5.2 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.

#### **6.5.2.1 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.

#### 6.5.2.2 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,  $k_{зан.}=1,2...1,3$ ;

$k_{т.н.}$  - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Для реле, які контролюють наявність напруги на резервному джерелі, напруга спрацьовування вибирається з умови:

$$U_{c.p} = \frac{U_{роб.min}}{k_{зан.} \cdot k_3 \cdot k_{т.н.}} \quad (6.86)$$

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 ( $t_{c.p}$ ) вибирається за наступними умовами:

- по умові відстроювання від часу спрацьовування захисту, в зоні дії якого пошкодження можуть викликати зниження напруги нижче прийнятого по умові:

$$t_{c.p.ABP} \geq t_1 + \Delta t \quad (6.87)$$

$$t_{c.p.ABP} \geq t_2 + \Delta t, \quad (6.88)$$

де  $t_1$  - найбільший час спрацьовування захисту шин підстанції з боку джерела живлення, с;

$t_2$  - час спрацьовування захисту, де встановлений пристрій АВР, с.

$\Delta t$  - 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:

$$t_{c.p.ABP1} \geq (t_{c.3} + t_{1АПВ})_{ПЛ_i} + t_{зан.} \quad (6.89)$$

– при необхідності очікування спрацьовування пристрою АПВ двократної дії цих ліній:

$$t_{c.p.ABP1} \geq (t_{c.3} + t_{1АПВ} + t'_{c.3} + t_{2АПВ})_{ПЛ_i} + t_{зан.} \quad (6.90)$$

де  $t_{c.3}$  - час дії того ступеня захисту лінії  $ПЛ_i$ , яка надійно захищає всю лінію, с;

$t'_{c.3}$  - час дії захисту лінії  $ПЛ_i$ , яка прискорена АПВ, с.;

$t_{1АПВ}; t_{2АПВ}$  - 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.

### 6.5.3 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.

#### 6.5.3.1 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. з.

#### 6.5.3.2 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  $t_{с.р.АДН} = 0,6 \text{ с}$  при використанні реле часу з шкалою до 9 с;

$t_{с.р.АДН} = 1,5 \dots 2 \text{ с}$  - 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.

#### 6.5.4 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.

#### 6.5.4.1 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.

$$t_{АПВ1} = t_{\delta.} + t_{зан.} \quad (6.94)$$

де  $t_{\delta.}$  - 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 спрацьовування захисту, с;

$t_{зан.}$  - час запасу, рівний часу ступеня селективності захисту лінії, с.

Час спрацьовування за даними експлуатації електричних мереж складає 15...20 с.

## 7. ПРОЕКТУВАННЯ ПРИСТРОЇВ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ.

### 7.1 БЛИСКАВКОЗАХИСТ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ.

#### 7.1.1 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).

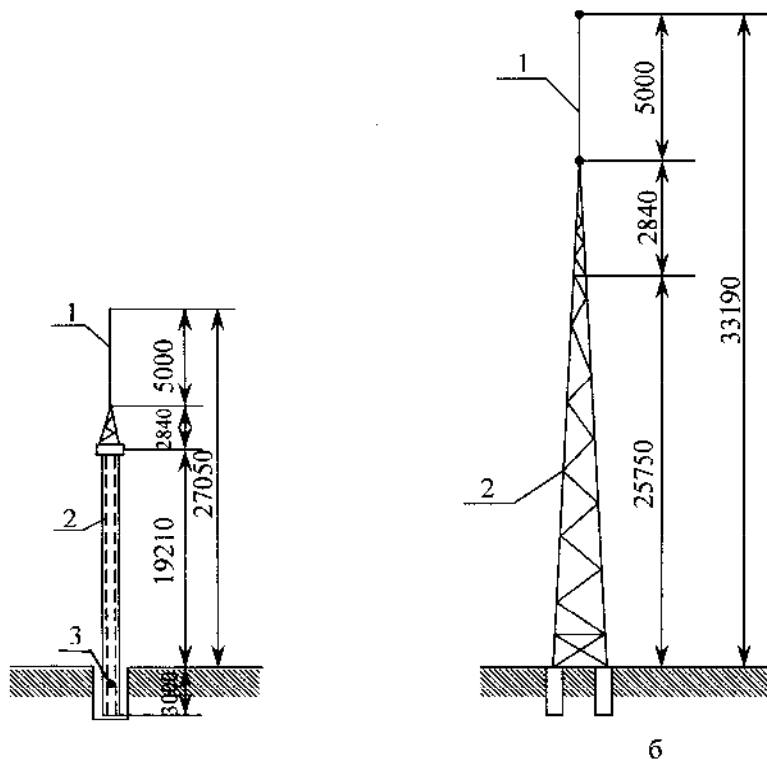
### 7.1.2 Захист від прямих ударів блискавки

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 7.1) 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 7.2). Ця зона називається **зоною стопроцентного ураження** стрижневого блискавковідводу.



а – на залізобетонній опорі; б – на металевій опорі

Рисунок 7.1 – Конструкція стрижневих блискавковідводів

Навколо блискавковідводу є також зона, що не вражається розрядами. Ця зона захищається блискавковідводом висотою  $h$ . Мінімальна відстань від вертикалі ВС,

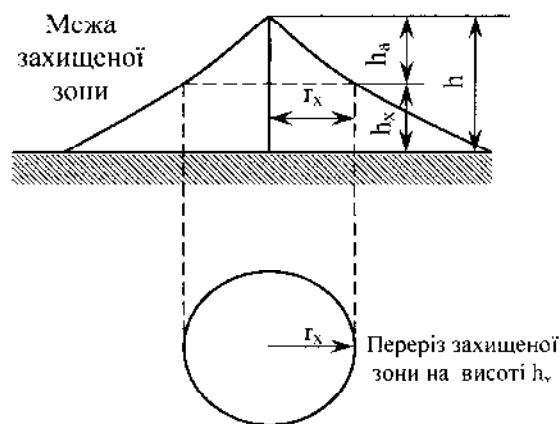
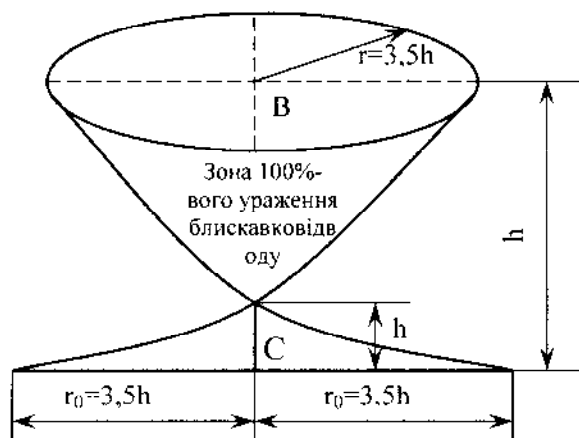
що дорівнює  $r_0=3,5h$ , називається радіусом зони захисту блискавковідводу на рівні землі. Усяка споруда, що знаходиться в цій зоні захищається від прямих ударів блискавки.

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 7.26), на певну висоту, названу **активною**  $h_a$ .

Повна висота блискавковідводу дорівнює:

$$h = h_x + h_a \quad (7.1)$$

Величина  $r_x$  (рисунок 7.26) називається **радіусом зони захисту** блискавковідводу на висоті  $h_x$ , тобто на висоті захищеного об'єкта.



а – зона стовідсоткового ураження; б – зона захисту

Рисунок 7.2 – Характерні зони одиночного стрижневого блискавковідводу

#### 7.1.2.1 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:

$$r_x = 1,6h \frac{h-h_x}{h+h_x} p, \quad (7.2)$$

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 7.3).

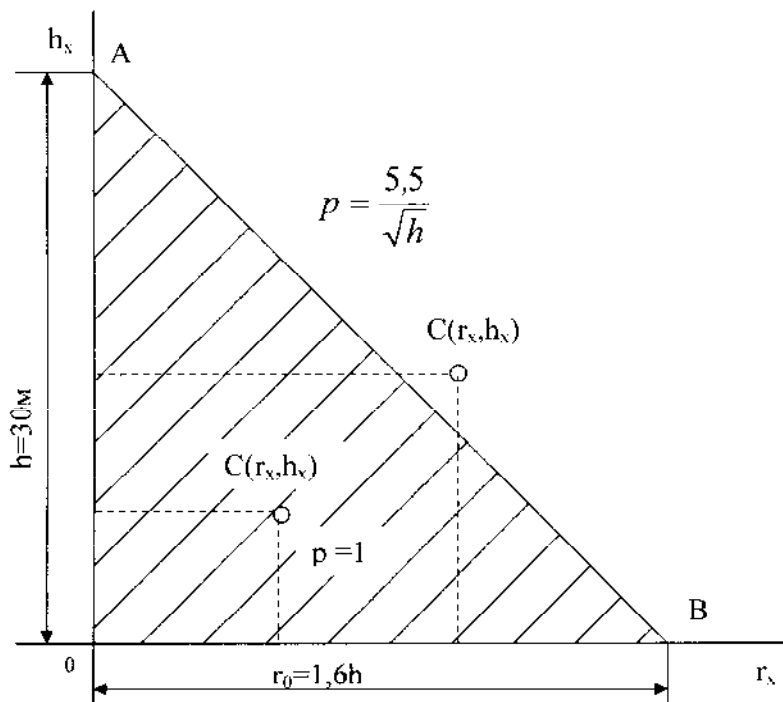
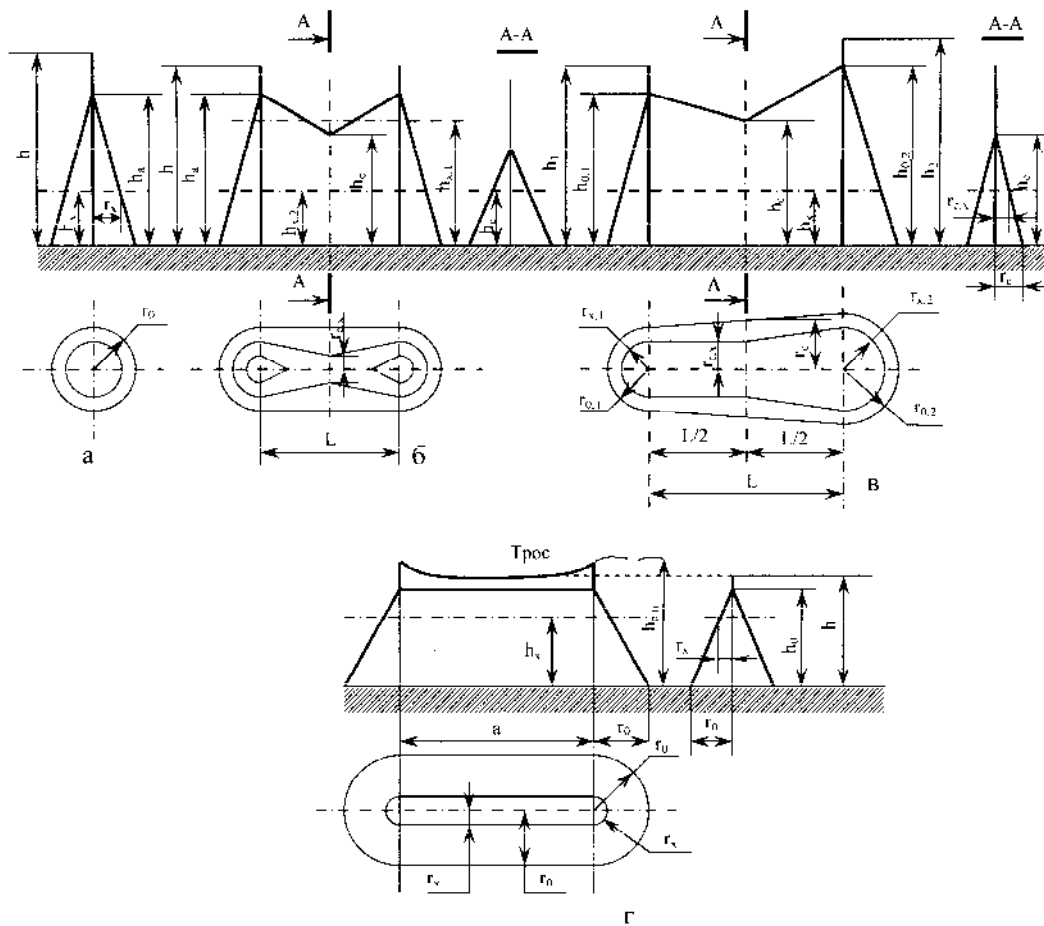


Рисунок 7.3 – Визначення коефіцієнту  $P$

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 7.4а), 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 7.4а) виходить:

$$\frac{r_x}{h_0 - h_x} = \frac{r_0}{h_0} \quad (7.3)$$



а – одиночного стрижневого; б – подвійного стрижневого; в – двох стрижневих різної висоти; одиночного тросового

Рисунок 7.4 – Зони захисту блискавковідводів

Ураховуючи, що  $r_0=1,5h$ ,  $h_0=0,92h$  із (7.3) одержимо:

$$r_x = 1,5 \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right) \quad (7.4)$$

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} \quad (7.5)$$

Розрахункові формули параметрів для побудови зони захисту одиничного блискавковідводу згідно [5.2] зведені в таблиці 7.1.

**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 7.4б). 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 7.1. Графічна побудова зони захисту показана на рисунку 7.4б.

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 7.4в, а розрахункові формули необхідних параметрів наведені в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – 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	$h = \frac{r_x + 1,85h_x}{1,7}$	$h_0 = 0,92h; r_0 = 1,7h;$ $r_x = 1,7\left(h - \frac{h_x}{0,92}\right)$

Примітки – 1. Якщо стрижневі блискавковідводи знаходяться на відстані

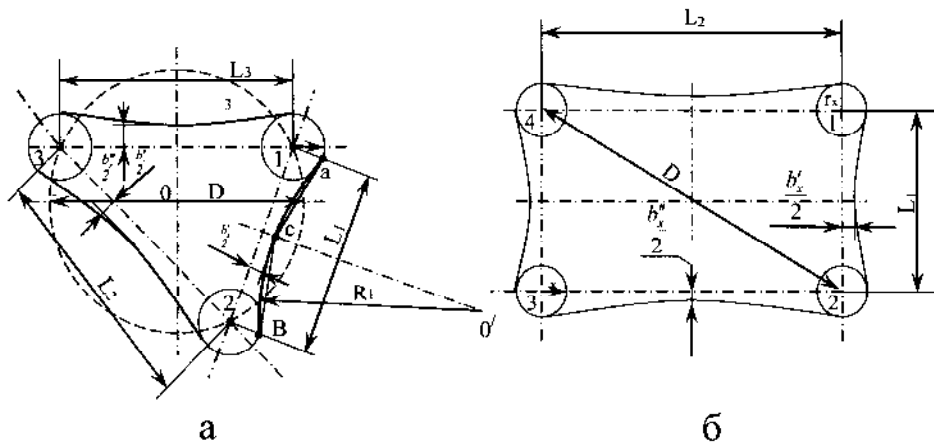
$L \geq 5h$ , то їх треба розглядати як одиничні.

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 (рисунок 7.5).

Зона захисту трьох стрижневих блискавковідводів однакової висоти в горизонтальному перерізі на рівні  $h_x$  показана на рисунку 7.5а. Радіус зони захисту  $r_x$  для кожного блискавковідводу визначається так само, як і для одиничного блискавковідводу за формулою (7.2). Розміри  $b_{xi}$  знаходять за кривими (рисунок 7.6) таким чином.

Підраховують відношення  $L_i/h_a$  та  $h_x/h$ . Із співвідношення  $h_x/h$  визначаємо  $h_x = A \cdot h$ . До абсиси 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 7.5 – 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  $c$  (рисунок 7.5а) 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  $RI$ , 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  $RI$  буде дорівнювати довжині відрізка  $O's$  чи  $R \approx 0,942L$ . Побудова зони захисту для чотирьох блискавковідводів аналогічна.

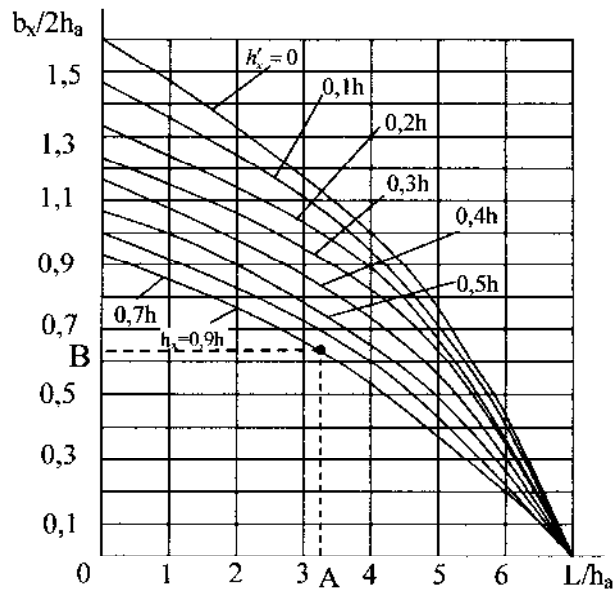


Рисунок 7.6 – Значення найменшої зони захисту в двох стрижневих блискавковідводах висотою до 30 м для  $L/h_a=0-7$

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  $h \leq 30\text{м}$

$$D \leq 8h_a \quad (7.6)$$

- при висоті блискавковідводів  $h > 30\text{м}$

$$D \leq 8 \frac{5,5}{\sqrt{h}} h_a \quad (7.7)$$

Для чотиристрижневого блискавковідводу  $D$  приймається таким, що дорівнює найбільшій діагоналі багатокутника (рисунок 7.5б).

**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 виясимо з рисунка 7.4г. 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.

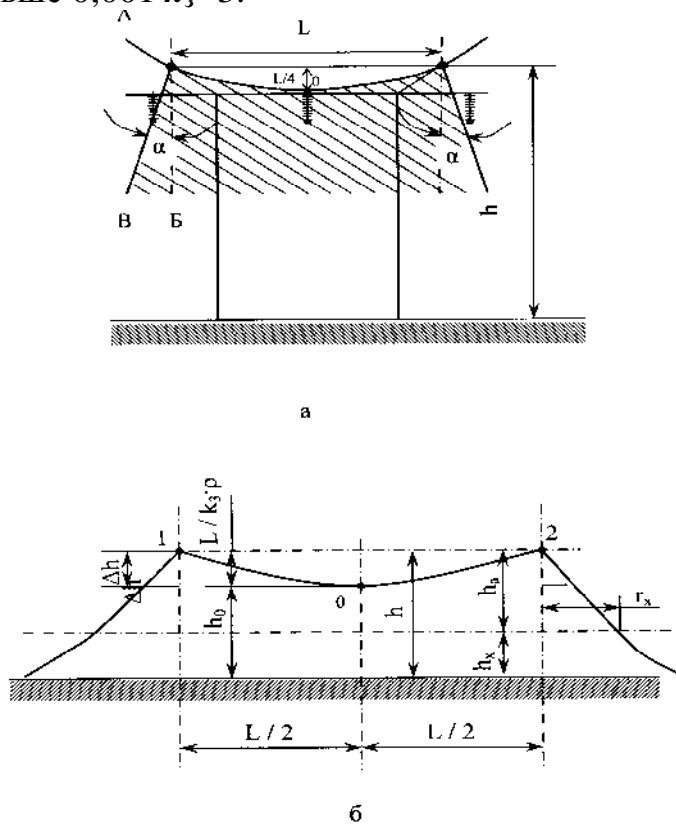
Зона захисту подвійного тросового блискавковідводу показана на рисунку 7а,б. Зовнішні контури зон захисту визначаються так само, як і для одиничного. Зона захисту між тросами обмежується дугою кола, що проходить через тросові блискавковідводи та серединну точку між блискавковідводами  $O$ , яка знаходиться на

висоті

$$h_0 = h - L / k_3, \quad (7.8)$$

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 – захисний кут  $\alpha$ ; б – вертикальний переріз зони захисту

Рисунок 7.7 – Зона захисту двох тросових блискавковідводів

Розглядаючи умови захисту зовнішніх проводів (чи проводу при одному тросі) звичайно користуються поняттям не зони захисту, а **кута захисту  $\alpha$** , що утворюється прямовисною лінією від троса до землі АВ та лінією, що з'єднує трос з проводом АВ (рисунок 7.7а). Чим менший кут захисту  $\alpha$ , тим надійніше захищається провід від ураження блискавкою. Із збільшенням кута захисту  $\alpha$  та висоти опор  $h$  імовірність прориву блискавки збільшується.

Зв'язок захисного кута  $\alpha$ , з радіусом захисту  $r_x$  та активною висотою  $h_a$  встановлюється співвідношенням:

$$\frac{r_x}{h_x} = \operatorname{tg} \alpha \quad (7.9)$$

Оцінка умов захисту проводу, розташованого між двома тросовими блискавковідводами, проводиться співвідношенням:

$$h_a \geq L / k_3 \quad (7.10)$$

Більш детально про будову захисних зон для різних блискавковідводів можна знайти у [8.2].

Кількість проривів блискавки  $\beta$  на рік на захищені споруди в зоні захисту визначається виразом:

$$\beta = \psi \cdot N, \quad (7.11)$$

де  $\psi$  – 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:

$$m = 1 / \beta \quad (7.12)$$

Сумарна кількість ударів блискавки на рік  $N$  в різні споруди визначається за формулами таблиці 7.2.

Таблиця 7.2

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  $1\text{ км}^2$  за 1 годину грози в місці розташування захищеного об'єкта, уд/( $\text{км}^2 \cdot \text{год}$ );  $n=0,06$  уд/( $\text{км}^2 \cdot \text{год}$ );

$T$  – середня інтенсивність грозової діяльності для даної місцевості, год/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,  $\text{м}^2$ ;

$L$  – довжина лінії, м.

#### 7.1.2.2 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 7.3).

Таблиця 7.3 – 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 металеві 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 заземлюючий 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.
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 $200 \text{ м}^3$ 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 $2000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ 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 7.4.

### 7.1.2.3 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  $10^3$  Ом·м;
- на ділянках траси з розрахунковою товщиною стінки ожеледиці більше 20 мм.

Таблиця 7.4 – 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	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Питомий опір ґрунту в межах контуру заземлення підстанції в грозовий сезон не більше 350 Ом·м</li><li>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.</li><li>3. Від порталу з блискавковідводом повинно забезпечуватися розтікання струму блискавки по магістралях заземлення в трьох чотирьох напрямках.</li><li>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.</li><li>5. На підстанціях з вищою напругою 20 і 35 кВ, якщо блискавковідвод установлено на трансформаторному порталі, опір заземляючого контура ВРП не повинен</li></ol>

	<p>перевищувати 4 Ом (без урахування виносного заземлення).</p> <p>6. Заземляючі провідники вентиляльних розрядників та трансформаторів рекомендується приєднувати до заземляючого пристрою підстанції поблизу один від одного чи виконувати так щоб місце приєднання вентиляльного розрядника до заземляючого пристрою знаходилося між точками приєднання заземляючих провідників порталу з блискавковідводом і трансформатора</p>
Окремо розташовані блискавковідводи з відокремленими заземлювачами	<p>1. Якщо не можуть бути виконані умови установки блискавковідводу на конструкціях ВРП</p> <p>2. Відстань <math>S_z</math>, м між відокремленим заземлювачем блискавковідводу та контуром ВРП повинно дорівнювати <math>S_z \geq 0,2R_i</math>, але не менше 3 м, де <math>R_i</math> – імпульсний опір заземлення, Ом, окремо розташованого блискавковідводу при імпульсному струмі 60 кА.</p> <p>3. Відстань у повітрі <math>S_n</math>, м від окремо розташованого блискавковідводу з відокремленим заземлювачем до струмопровідних частин заземлених конструкцій та обладнання ВРП повинно дорівнювати <math>S_n \geq 0,12R_i + 0,1H</math>, але не менше 5 м, де <math>H</math> – висота даної точки блискавковідводу над рівнем землі, м</p> <p>4. Опір заземлювача не більше 80 Ом</p>

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.

### 7.1.3 Захист від набігаючих хвиль перенапруги

#### 7.1.3.1 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 7.5.

Таблиця 7.5 – Рекомендовані розміри основних і додаткових проміжків

Номінальна 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 досконалыми 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 7.6. Трубчасті розрядники вибирають за такими умовами:

а) за номінальною напругою:

$$U_{н.р} \geq U_{н.м}, \quad (7.13)$$

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:

$$I_{в.н} \geq I_{уд.}^{(3)}; \quad (7.14)$$

$$I_{н.н} \geq I_{\infty}^{(2)};$$

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 7.6 – Розміри зовнішніх іскрових проміжків для трубчастих ізоляторів

Номінальна 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 вілітовим 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 супроводжувачого 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.

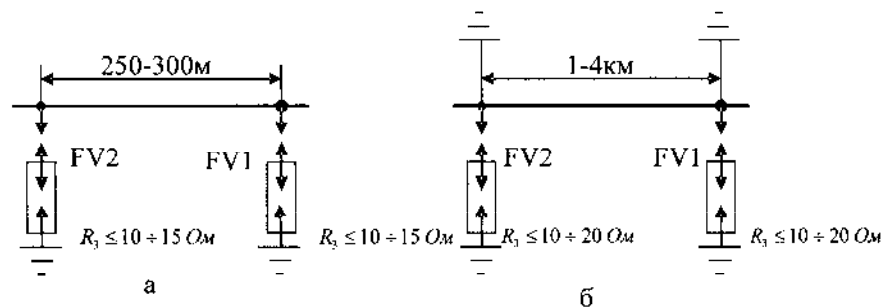
Високонелінійна вольтамперна характеристика варисторів дозволяє довготривало знаходитися під дією робочої напруги, забезпечуючи при цьому високий рівень захисту від перенапруг.

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 [7.4]

### 7.1.3.2 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 7.8а. 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 7.8 – Грозозахист підходів до ПЛ

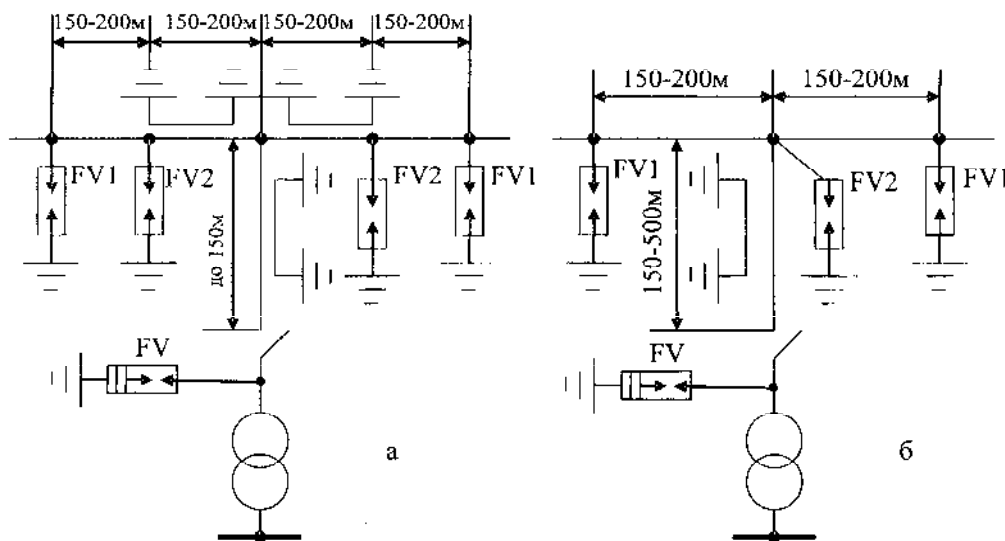
Якщо потужність трансформатора менша 630 кВА, трубчасті розрядники на підході ПЛ 3 – 20 кВ з дерев'яними опорами допускається не встановлювати.

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 7.9).

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 7.9 – 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 7.7.

На ПЛ з дерев'яними опорами, крім того, потрібно на підході довжиною 0,5 км заземляти кріплення ізоляторів та встановлювати розрядники **FVI** 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 7.7 – 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 <sup>2</sup>		
	довжина підходу, км <sup>*1</sup>	Кількість тросів	Захисний кут тросів, град.	довжина підходу, км <sup>*1</sup>	Кількість тросів	Захисний кут тросів, град.	До 100	Від 100 до 500	Більше 500
35	0,5 <sup>*3</sup>	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 <sup>*4</sup>	10	15	20 <sup>*5</sup>
<p>1) *1 - довжина захищуваного підходу вибирається з урахуванням відстаней між вентиляним розрядником та захищуваним обладнанням.</p> <p>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:</p> <p>а) *3 - тільки для підстанцій з трансформаторами до 1600 кВ·А.</p> <p>б) *4 - на одностієчних залізобетонних опорах допускається до 30°.</p> <p>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.</p>									

#### 7.1.3.4 Захист підстанцій 10/0,4 кВ

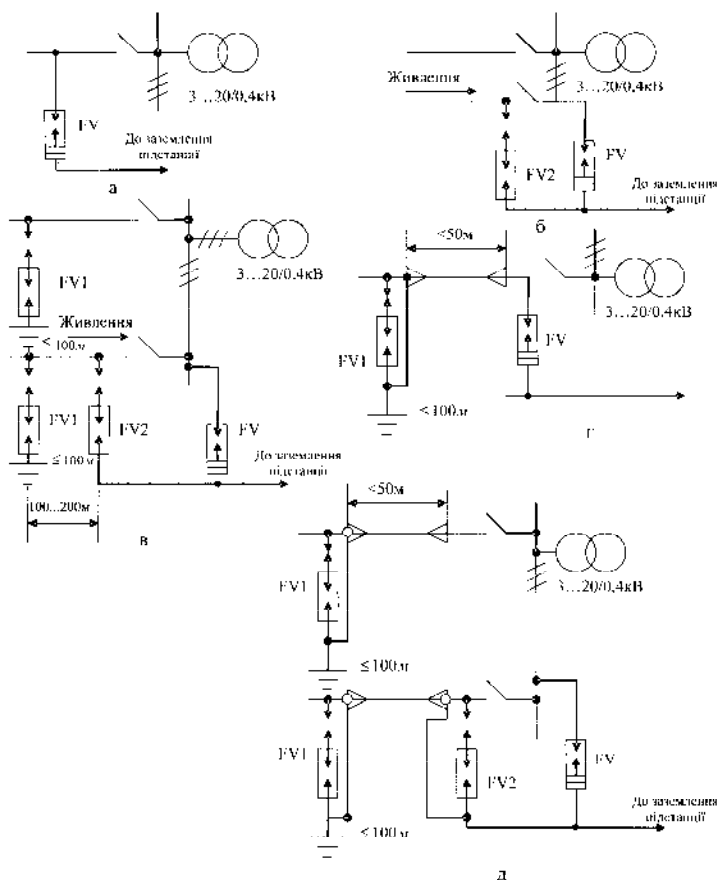
Трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ блискавковідводами не захищаються. У схемах захисту (рисунок 7.11) використовують трубчасті та вентиляні розрядники: по одному розряднику на кожен фазу. Для тупикової підстанції (рисунок 7.11а) вентиляний розрядник FV ставлять на ввіді роз'єднувача. Таке місце установки вибрано щоб забезпечити захист не тільки трансформатора, але й роз'єднувача. У прохідній підстанції (рисунок 7.11б) вентиляний розрядник ставлять на шинах, а захист роз'єднувача забезпечують за допомогою трубчастого розрядника FV2. Для прохідної підстанції необхідність установки вентиляного розрядника FV на шинах

викликана тим, що захист трансформатора повинен бути забезпеченим хоч би при одному увімкненому 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 7.11в), 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 7.11г) 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 7.11д) 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 7.11 – Схема грозозахисту підстанцій 10/ 0,4 кВ



## 7.2 ЗАЗЕМЛЕННЯ ТА ЗАЗЕМЛЯЮЧІ ПРИСТРОЇ.

### 7.2.1 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 прилади 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:

$$r_{30} \leq \frac{U_z}{I_z}, \quad (7.15)$$

де  $U_z$  – напруга на заземляючому пристрої, В;  $U_z=250В$ ;

$I_z$  – 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  $U_z$  приймається такою, що дорівнює 125 В.

Ємнісний струм замикання на землю визначається за наближеною формулою:

$$I_z = \frac{U_n (35l_k + l_g)}{350}, \quad (7.16)$$

де  $U_n$  – лінійна номінальна напруга мережі, кВ;

$l_k, l_g$  – відповідно, довжина електрично пов'язаних між собою кабельних та повітряних ліній, км.

Таблиця 7.8 – 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;	$125/I_z$
2) для заземляючого пристрою, що використовується тільки для установок вище 1 кВ.	$250/I_z$
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 $\rho$ , 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  $I_g$ , 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 ( $I_z \geq 3 I_g$ ).

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:

$$I_z = \frac{U_n}{z_n + z_m}, \quad (7.17)$$

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 заземляючого пристрою визначається його конфігурація, тип заземлювачів, їх кількість і місце розташування, а також переріз заземляючих 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 7.9)

Для зниження затрат, що йдуть на заземляючі 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.

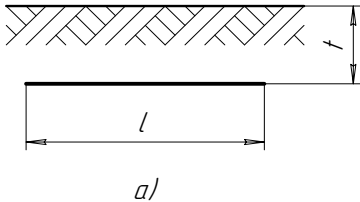
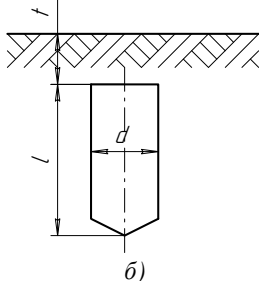
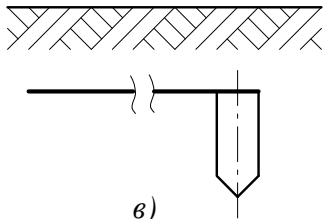
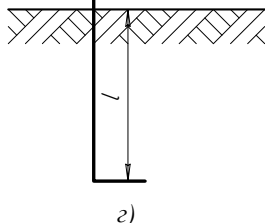
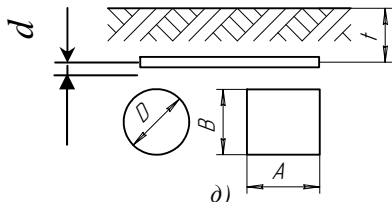
Таблиця 7.9 – Найменші розміри сталених штучних заземлювачів

Найменування параметра і типу заземлювача	Значення параметра
Діаметр круглих (пруткових) заземлювачів, мм:	
- неоцинкованих	10
- оцинкованих	6
Переріз прямокутних заземлювачів, мм <sup>2</sup>	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 заземляючого пристрою необхідно вибрати тип заземлювачів та визначити їх опір розтіканню струму, який у свою чергу залежить від питомого опору ґрунту  $\rho$ . Типи деяких одиничних штучних та природних заземлювачів, їх ескізи, а також розрахункові формули для визначення опору розтікання струму  $R_{\text{зо}}$  наведені в таблиці 7.10 та 7.11.

Таблиця 7.10 – Опір розтіканню одиничних штучних заземлювачів

Одиничний заземлювач	Ескіз	Розрахункова формула	Примітки
Горизонтальний промінь		$R_{\pi} = \frac{\rho}{2\pi d} \left( \ln \frac{2l}{d} + \ln \frac{l}{2t} \right)$	$d$ – діаметр заземлювача
Вертикальний трубчастий або стрижневий заземлювач		$R_{mp} = \frac{\rho}{2\pi d} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{2t + \frac{l}{2}}{2t - \frac{l}{2}} \right)$	Для кутової сталі $d=0,95b$ , де $b$ – ширина кутка
Промінь – трубчастий електрод		$R = \frac{R_{\pi} R_{mp}}{R_{\pi} + R_{mp}} \frac{1}{\eta}$	-
Вертикальний електрод, що опускається у свердловину		$R_{ee} = \frac{\rho}{2\pi d} \ln \frac{4l}{d}$	$d$ – діаметр заземлювача
Кільцевий або прямокутний контур		$R_{\kappa} = \frac{\rho}{2\pi^2 D_e} \left( \ln \frac{8D_e}{d} + \ln \frac{\pi D_e}{4t} \right)$	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  $R_{\text{goi}}$  одиничних заземлювачів при протіканні імпульсних струмів повинно бути визначено за виразом:

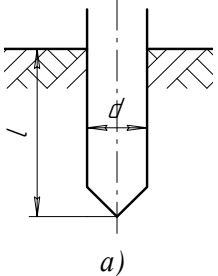
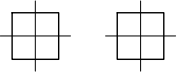
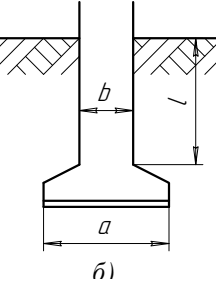
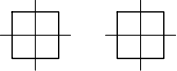
$$R_{\text{goi}} = \alpha_i \cdot R_{\text{goi}}, \quad (7.18)$$

де  $\alpha_i$  – коефіцієнт імпульсу одиничного заземлювача.

Значення  $\alpha_i$  може бути визначеним із довідкової літератури для відповідного типу заземлювача, його довжини залежно від величини імпульсного струму та

питомого опору ґрунту [5.2]

Таблиця 7.11 – Опір розтіканню залізобетонних фундаментів, що використовуються як природні заземлювачі

Найменування природного заземлювача	Геометричні розміри	Схема розташування фундаменту	Розрахункова формула		Примітки
			Опір одного фундаменту (свая чи підніжник)	Опір всього фундаменту	
Свайний фундамент			$R_{св} = \frac{1,75 \rho}{l} \ln \frac{4l}{d}$	$R_1 = \frac{R_{св}}{n \eta}$	$n$ – кількість елементів
Збірний залізобетонний фундамент			$R_{нл} = \frac{1,75 \rho}{2D_e}$ $R_{см} = \frac{1,75 \rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}$ $R_{подм} = \frac{R_{нл} R_{см}}{R_{нл} + R_{см}} \cdot \frac{1}{0,9}$	$R_1 = \frac{R_{подм}}{n \eta}$	-

ПУЕ рекомендує визначати питомий опір  $\rho_p$  ґрунту шляхом безпосередніх вимірів  $\rho_{вим}$  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 7.12) та коефіцієнтом підвищення, що враховує стан ґрунту  $\psi$  (таблиця 7.13). Тому розрахункове значення питомого опору ґрунту визначається за таким виразом:

$$\rho_p = k_c \psi \rho_{вим} \quad (7.19)$$

Таблиця 7.12 – 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  $\psi$  (таблиця 7.13):

$\psi_1$  – питомий опір ґрунту відповідає приблизно мінімальному значенню (ґрунт вологий; вимірам передувало випадання великої кількості опадів);

$\psi_2$  – питомий опір ґрунту відповідає приблизно середньому значенню (ґрунт середньої вологості; вимірам передувало випадання невеликої кількості опадів);

$\psi_3$  – питомий опір ґрунту відповідає приблизно найбільшому значенню (суха земля; вимірам не передувало випадання опадів).

Таблиця 7.13 – Значення коефіцієнтів підвищення  $\psi$ .

Характер ґрунту	Глибина закладки, м	Розрахункові коефіцієнти		
		$\psi_1$	$\psi_2$	$\psi_3$
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  $\rho_{\text{вим}}$  питомий опір ґрунту для попередніх

розрахунків приймають за таблицею 7.14

Таблиця 7.14 – Питомі опори ґрунтів, що рекомендуються для орієнтованих розрахунків

Ґрунт	Вміст вологи, %	Питомий опір $\rho$ 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)**  $\eta_e$ :

$$R_{up} = R_{eo} / (n \cdot \eta_e) \quad (7.20)$$

Коефіцієнт екранування  $\eta_e$  залежить від кількості електродів, відношення відстані між ними до довжини електрода та конфігурації заземляючого 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 7.15 – Коефіцієнт використання  $\eta_e$  вертикальних заземлювачів



Кількість заземлювачів	Коефіцієнт використання $\eta_e$ при відношенні відстані між електродами до їх довжини ( $a/l$ )					
	3	2	1	3	2	1
5	Електроди розміщені в ряд			Електроди розміщені за контуром		
	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 7.10 (горизонтальний промінь чи прямокутний контур). При розрахунку опору заземляючого пристрою  $R_{up}$  необхідно також враховувати коефіцієнт використання (екранування)  $\eta_z$  горизонтальних з'єднувальних електродів (смуг).

$$R_{up} = \frac{R_{eo} R_z}{R_z n \eta_z + R_{eo} \eta_z} \quad (7.21)$$

Значення  $\eta_z$  залежно від відношення  $a/l$ , кількості  $n$  та форми розташування вертикальних електродів наведені в таблиці 7.16 та 7.17.

Таблиця 7.16 – Коефіцієнт використання  $\eta_z$  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 7.17 – Коефіцієнт використання  $\eta_z$  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:

$$S_{розр.} \leq S_{дійсн.} \quad (7.22)$$

де  $S_{розр.}$ ,  $S_{дійсн.}$  – відповідно розрахункова та дійсна площа поверхні заземлювачів, м<sup>2</sup>

$$S_{розр.} = 1,2 I_z \sqrt{\rho_p t_\phi} ; S_{дійсн.} = n \pi d_e l \quad (7.23)$$

де  $t_\phi$  – приведений (фіктивний) час к.з., с;

$d_e$  – еквівалентний діаметр вертикального електрода, м

### 7.2.2 Розрахунок заземлюючого пристрою

Алгоритм розрахунку заземлюючого пристрою наведений на рисунку 7.12.

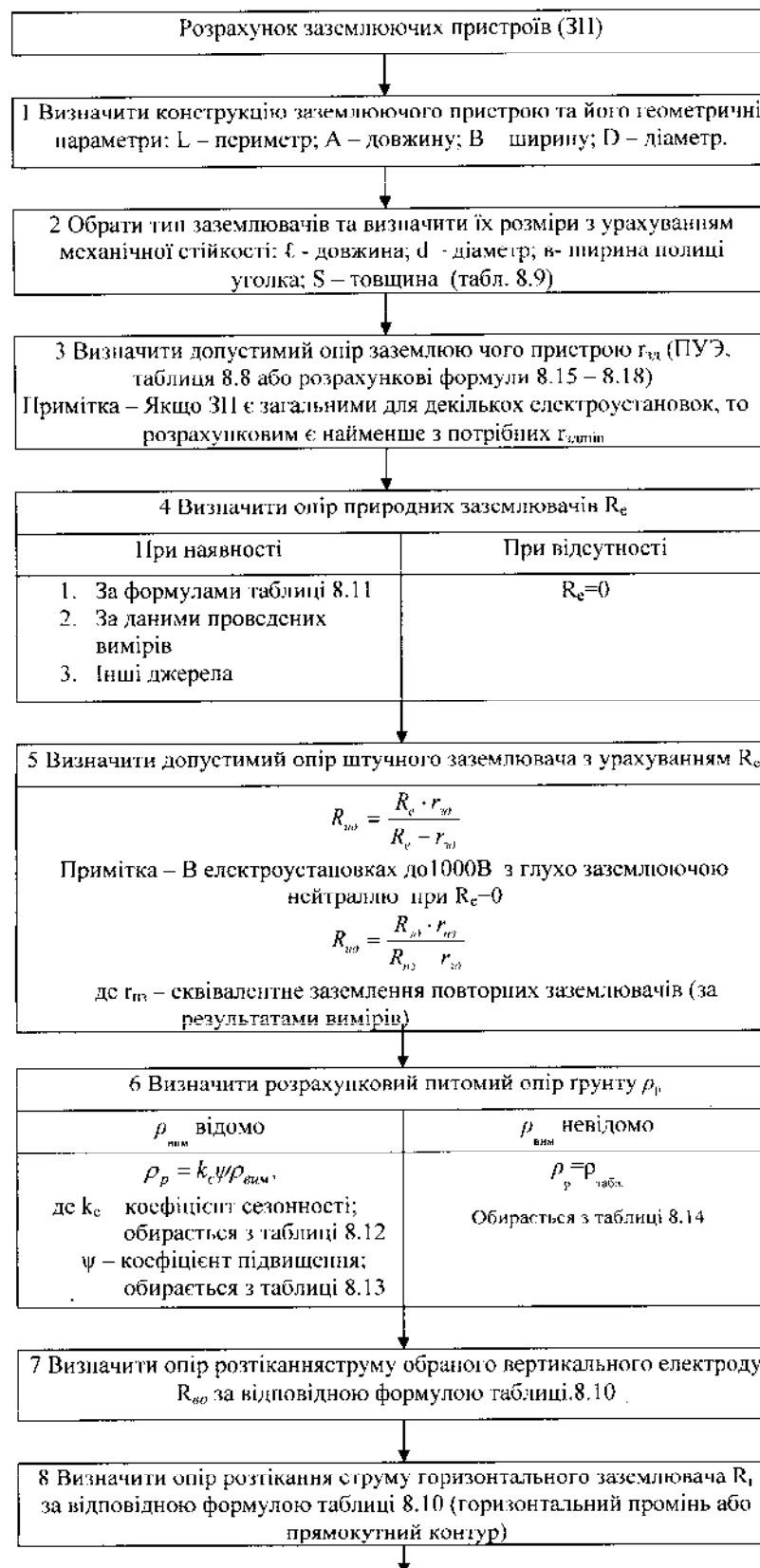


Рисунок 7.12.1 – Алгоритм розрахунку заземлюючого пристрою

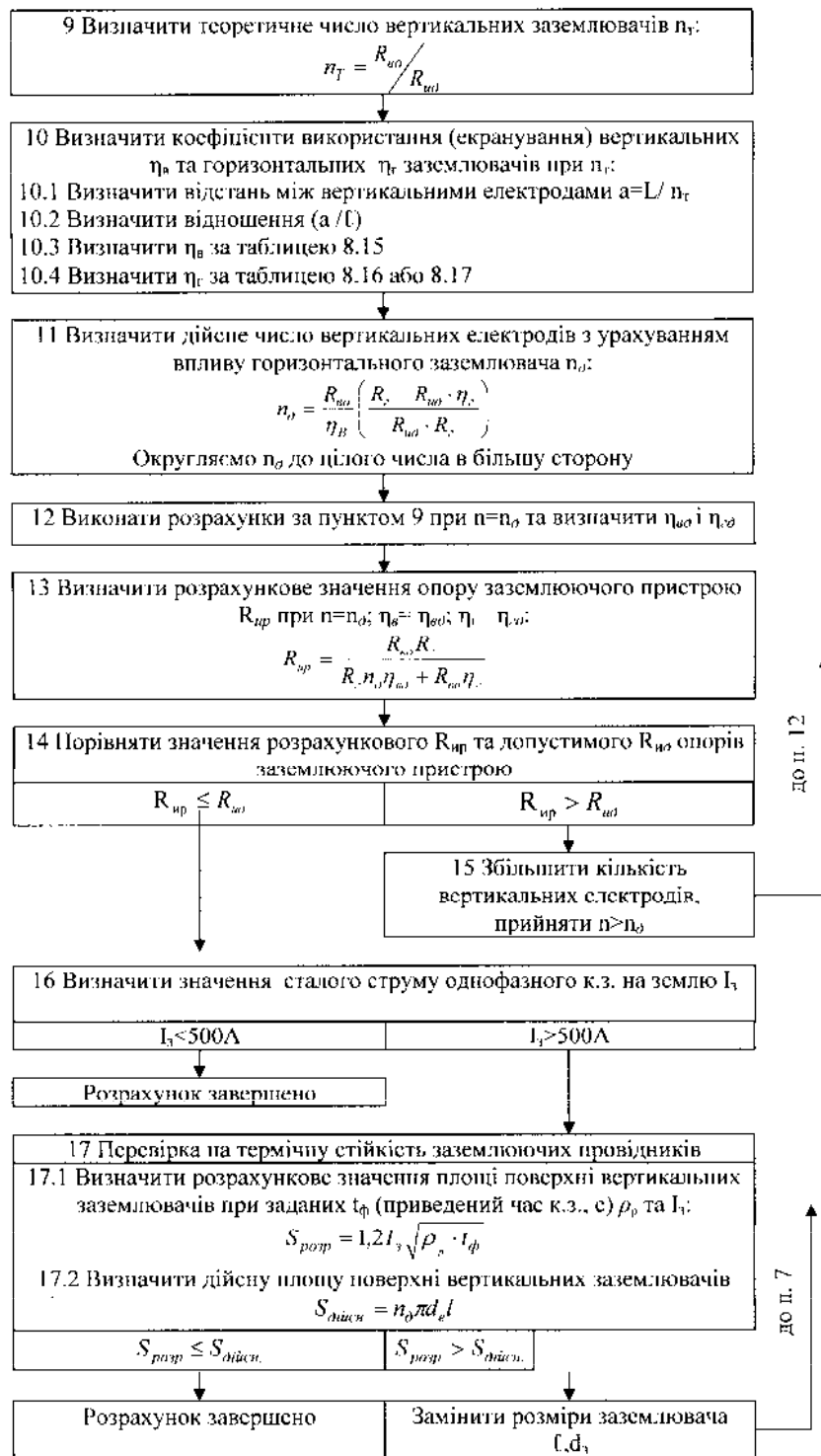


Рисунок 7.12.2 – Продовження алгоритму розрахунку заземлюючого пристрою

## 8. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ЕФЕКТИВНОСТІ КАПІТАЛЬНИХ ВКЛАДЕНЬ.

### 8.1 ЗАГАЛЬНА 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 [8.1]:

– **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 [8.2].

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 [8.3, 8.4].

Ефективність капітальних вкладень по об'єктах розраховується, як:

$$E = \frac{Ц - С}{K}, \quad (8.1)$$

де **Ц** – вартість продукції підприємства, річна вартість, тис. грн.;

**С** – річна собівартість, тис. грн.;

**К** – 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 [8.4, 8.5].

Показником абсолютної ефективності капітальних вкладень є **строк їх окупності:**

$$T = \frac{K}{\Delta\P} \quad (8.2)$$

де  $\Delta\P$  – 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, 8.5, 8.6]. За наявності декількох варіантів найефективніший з них визначається найменшим значенням приведених витрат:

$$Z_i = C_i + E_n K_i \rightarrow \min. \quad (8.3)$$

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 -  $Z_i$ , 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 -  $T_{ок}$ .

## 8.2 ВИЗНАЧЕННЯ КАПІТАЛОВКЛАДЕНЬ.

**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):

$$K = \Sigma K_n - \Sigma K_{лом} + \Sigma K_{\partial}, \quad (8.4)$$

де  $K_n$  – вартість нових виробничих фондів, тис. грн.;

$K_{лом}$  – ліквідна вартість демонтованого устаткування, тис. грн.;

$K_{\partial}$  – 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 витрат ("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:

$$K_{\text{лм}} = K_o \left( 1 - \frac{a_p}{100} \right) \cdot t_e \quad (8.5)$$

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.

### 8.3 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  $\Pi_{\text{б}}$  за рік визначається за формулою:

$$\Pi_{\text{б}} = D_i - B_e - B_w - A_p, \quad (8.6)$$

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  $\Pi_t$**  дорівнює балансовому прибутку за відрахуванням податку з прибутку та оплати відсотка на кредит:

$$\Pi_p = \Pi_{\text{б}} - \Pi_{\text{пдв}} - B_{\text{кр}}, \quad (8.7)$$

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  $\Pi$**  дорівнює сумі усіх доходів та витрат за рік, без урахування амортизаційних відрахувань:

$$\Pi = \Pi_p + A_p + K_{\text{л}} - K_p, \quad (8.8)$$

де  $K_p$  – капітальні вкладення за рік, тис. грн.;

$K_{\text{л}}$  – ліквідна вартість, тис. грн.

Одним з основних показників ефективності капітальних вкладень є **дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект)  $\Pi_{\text{дс}}$** .

**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:

$$\Pi_{\text{дс}} = \sum_{i=1}^T \frac{\Pi}{(1 + E)^n}, \quad (8.9)$$

де  $E$  – норма дисконту;

$n$  – плануємий термін окупності капітальних вкладень, років.

Норма дисконту, як правило, дорівнюють до процентної ставки Національного банку України за довгостроковими вкладками,  $E = 8\%$  [9.3, 9.5].

**Загальний чистий прибуток** визначає суму, на яку може розраховувати інвестор за період будівництва та експлуатації об'єкту. Величина  $\Pi_{\text{дс}}$  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  $\Pi_{\text{дс}} > 0$ .

При зіставленні альтернативних варіантів інвестиційних проектів критерієм порівняльної ефективності є умова максимальності значення  $\Pi_{\text{дс}} \rightarrow \max$ .

Показник  $\Pi_{\text{дс}}$  може застосовуватись для любых варіантів проектних рішень.

## 8.4 ВИЗНАЧЕННЯ ПОТОЧНИХ ВИРОБНИЧИХ ВИТРАТ.

**Виробничі витрати** – це вартість ресурсів, використаних в технологічному процесі, при виробництві продукції, які складають виробничу собівартість [8.1].

Поточні виробничі витрати визначаються  $B_{вр.}$  за формулою:

$$B_{вр.} = A_p. + B_o. + B_w. \quad , \quad (8.10)$$

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 [8.5].

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" [8.10], амортизаційні відрахування визначаються за формулою:

$$A_p. = \frac{a_{p1}}{100} \cdot K_{пл} + \frac{a_{p2}}{100} \cdot K_{тп} \quad (8.11)$$

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:

$$B_o = \kappa_n \sum_{i=1}^m N, \quad (8.12)$$

де  $\kappa_n$  - 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

$$B_w = 10 \cdot \Delta W \cdot C_i \quad (8.13)$$

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  $\Delta W$  - кількість втрат електроенергії, млн. кВт·год;

$C_i$  - 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:

$$\Delta W_P = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_n^2 \cdot T_p} r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \quad (8.14)$$

$$\Delta W_Q = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_n^2 \cdot T_p} x_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \quad (8.15)$$

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:

$$\Delta W_P = \kappa_z^2 \cdot \Delta P_\kappa \cdot \tau + \Delta P_x \cdot T_p \quad (8.16)$$

$$\Delta W_Q = \kappa_z^2 \cdot \Delta Q_\kappa \cdot \tau + \Delta Q_x \cdot T_p \quad (8.17)$$

де  $\kappa_z$  – коефіцієнт завантаження;

$\Delta P_\kappa$ , - втрати активної потужності в міді обмоток трансформатора при номінальному навантаженні, кВт;

$\Delta P_{xx}$  - втрати активної потужності в сталі трансформатора, кВт;

$\Delta Q_K$  - втрати реактивної потужності трансформатора при короткому замиканні, квар;

$\Delta Q_x$  - втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході, квар;

$T_P$  - час роботи трансформатора, год.;

$\tau$  - час максимальних втрат, год/рік.

Коефіцієнт завантаження визначається за формулою:

$$K_z = \frac{S_\phi}{S_n} = \frac{W_p}{S_n \cdot \tau \cdot \cos \varphi} \quad (8.18)$$

де  $S_\phi$  - 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

$$\Delta W_p = W_p \cdot \% \Delta P \quad (8.19)$$

де  $\% \Delta P$  - відсоток втрат потужності, %.

Відсоток втрат потужності в лінії визначається від значення економічної потужності для даної лінії і визначається за формулою:

$$\% \Delta P = \frac{\Delta P}{P_{ек.}} \cdot 100\% \quad (8.20)$$

де  $\Delta P$  - 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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	Номинальна 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:

$$R_I = \frac{\Pi_p - A_p + K_{\text{л.д.м}}}{K} \quad (9.21)$$

Рентабельність інвестицій характеризує частку капітальних вкладень, яка повертається щорічно у вигляді прибутку.

## 8.5 ВИЗНАЧЕННЯ ТЕРМІНУ ОКУПНОСТІ КАПІТАЛОВКЛАДЕНЬ.

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:

$$C = \frac{B_{ep.}}{W_{mp.}} \quad (9.22)$$

де  $W_{mp}$  – 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 втрат у мережі, рекомендується використовувати діючі на момент виконання розрахунку тарифи на електроенергію та їх складові.

**Прибутки від транспортування електроенергії** визначаються за формулою:

$$\Pi_{i+1} = \frac{(C_i - C_i) \cdot W_{mp.}}{1 + d} \quad (9.23)$$

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:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_I} \quad (9.24)$$

Приріст прибутку (у формулі 9.2) розраховується як різниця прибутків за попередній період ( $\Pi_i$ ) і розрахунковий ( $\Pi_{i+1}$ ).

$$\Delta\Pi = \Pi_{i+1} - \Pi_i. \quad (9.25)$$

де  $\Pi_i$  – прибуток, тис. грн. [9.2].

Прийняті технічні рішення на модернізацію та реконструкцію об'єктів систем електропостачання повинні підтверджуватись техніко-економічними показниками ефективності капітальних вкладень.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.

### ДО РОЗДІЛУ 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 РОЗДІЛУ 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. Электрообладания специальных 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 / ВГПИИИ «Сельэнергопроект». Вып. 12 – М.: 1974 г.

2.9 Розподільчі електромережі. Інформаційний збірник УНДПВКТУ «Укрсільэнергопроект» - 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 РОЗДІЛУ 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 РОЗДІЛУ 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 РОЗДІЛУ 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 РОЗДІЛУ 6**

6.1 Продукция компании «Энергомашвин»: каталог – М.: АНО «Сотрудничество», 2004. – 49 с. – Режим доступа: [www.http://www.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://](http://www.)



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 доступу: [www.http:// www.ukrelektroapparat.km.ua](http://www.ukrelektroapparat.km.ua). – 13.01.2006

6.6 Кідиба В.П., Шелепет 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 доступу: [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 элетросетей 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 РОЗДІЛУ 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 РОЗДІЛУ 8**

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.

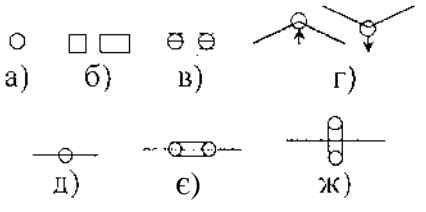
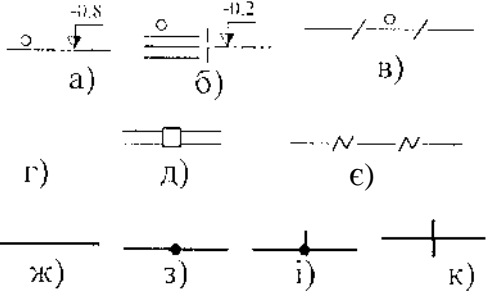

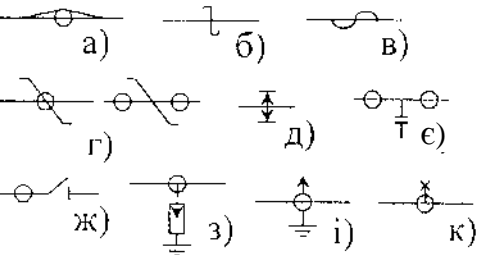
# ДОДАТОК А

## (довідковий)

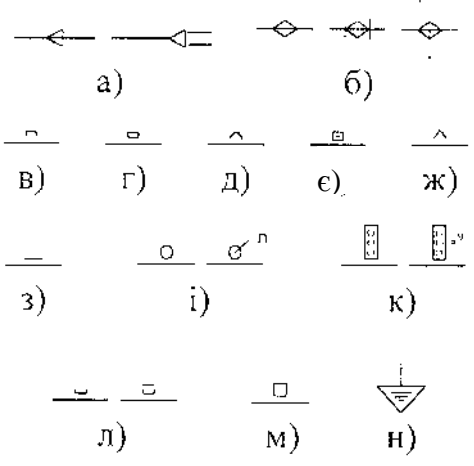
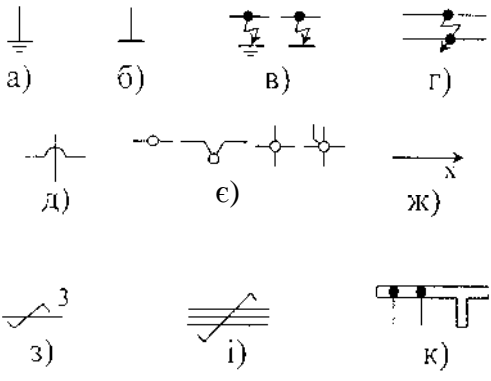
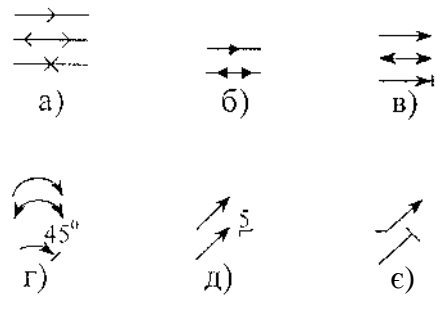
Таблиця А1 – Умовні позначення на електричних схемах

Обладнання	Позначення
1	2
<p>Комутаційні пристрої високої напруги ГОСТ 2.755-74*:</p> <p>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)</p>	 <p>а) б) в) г) д) є)</p>
<p>Запобіжники, ГОСТ 2.727-68*:</p> <p>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</p>	 <p>а) б) в) г) д) є) ж) з) і)</p>
<p>Розрядники, ГОСТ 2.727-68*:</p> <p>а – загальне позначення; б – трубчатий; в – вентильний; г – кульовий; д – кутовий; є – іскровий проміжок двоелектродний, загальне позначення; ж – вугільний; з – вакуумний</p>	 <p>а) б) в) г) д) є) ж) з)</p>
<p>Деякі однолінійні позначення апаратів високої напруги, не передбачені стандартними ЕСКД, але прийняті практикою:</p> <p>а – вимикач; б – реактор здвоєний; в – відділювач; г – короткозамикач</p>	 <p>а) б) в) г)</p>
<p>Проводи, кабелі та шини:</p> <p>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</p>	 <p>а) б) в) г) д) є) ж) з) і) к)</p>

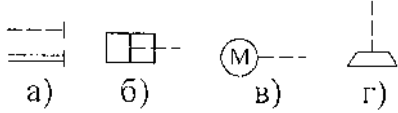
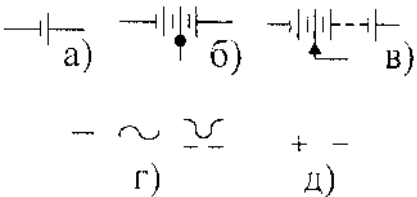
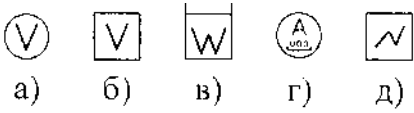
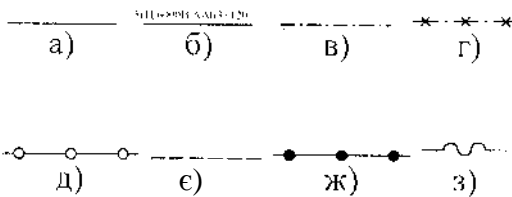
Продовження таблиці А1

1	2
<p>Лінії електропостачання та зв'язку, опори ПЛ, СТ СЭВ 160-75:</p> <p>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</p>	
<p>Електропроводки в трубах і каналах, ГОСТ 2.754-72*:</p> <p>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</p>	
<p>Лінії електропостачання та зв'язку, види прокладки, СТ СЭВ 160-75:</p> <p>а – повітряна на опорах; б – наземна; в – підземна; г – підводна</p>	
<p>Лінії електропостачання та зв'язку, елементи і конструкції ПЛ, СТ СЭВ 160-75:</p> <p>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</p>	

Продовження таблиці А1

1	2
<p>Лінії електропостачання та зв'язку, елементи і захист підземних, підводних ліній, СТ СЭВ 160-75:</p> <p>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</p>	 <p>а) б) в) г) д) е) ж) з) і) к) л) м) н)</p>
<p>Заземлення, з'єднання пошкодження проводів, кабелів та шин, ГОСТ 2.751-73*:</p> <p>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)</p>	 <p>а) б) в) г) д) є) ж) з) і) к)</p>
<p>Позначення загального застосування, ГОСТ 2.721-74*:</p> <p>а – потік електромагнітної енергії, сигнал електричний (в одному напрямку, в обох напрямках неодноразово, в обох одночасно); б – те ж для рідин (при зафарбованому трикутнику – для газу); в – рух однолінійний односторонній, зворотній, на кут 45°; г – регулювання лінійне, загальне позначення і ступеневе (п'ять ступенів); є – регулювання нелінійне та підстроювальне</p>	 <p>а) б) в) г) д) є)</p>

# Продовження таблиці А1

1	2
Проводи комутаційних апаратів, ГОСТ 2.721-74*: а – ручний, загальне позначення (два варіанта); б – пневматичний; в – електромашинний; г – гальмо	
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	
Електровимірювальні прилади, ГОСТ 2.729-68*: а – показуючий вольтметр; б – реєструючий вольтметр; в – інтегруючий прилад (лічильник); г – амперметр з цифровим відліком; д - осцилограф	
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 – металоконструкції, які використовуються в якості магістралей заземлення, занулення; д – заземлювачі; є – лінія аварійного, охоронного освітлення; ж – лінія напругою 36 В і нижче; з – проводка гнучка	

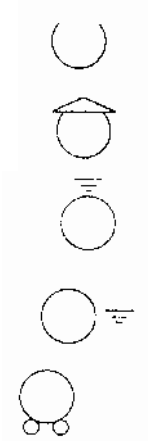
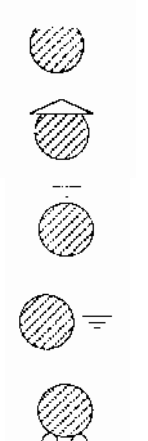
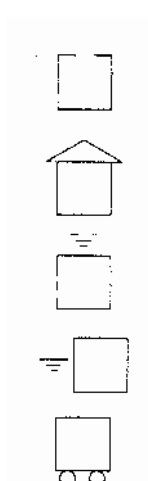
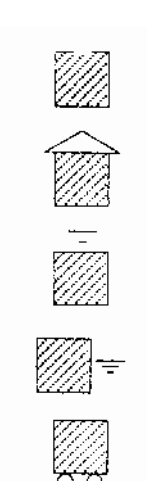
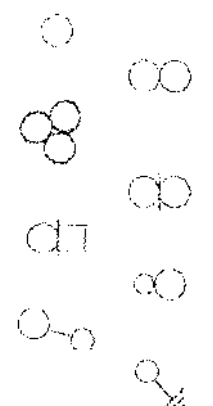

Примітка: 1. В таблиці приведені позначення лише найбільш вживаних видів обладнання і, як правило, тільки основні варіанти позначення.

2. Допускається виконувати графічне позначення в дзеркальному відображенні.

Таблиця А2 – Умовні графічні позначення електростанцій та підстанцій (за ГОСТ 2.748-68)

Найменування	Позначення	
	Які проектуються	Діючі
1	2	3
Електростанція. Загальне позначення		
Підстанція. Загальне позначення		
Електростанція гідравлічна		
Електростанція гідроакumuлююча		
Електростанція гідравлічна річкова		
Електростанція насосно-акumuлююча		
Електростанція тепла. 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
<p>Установка підстанцій:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- відкрита</li> <li>- закрита</li> <li>- підземна</li> <li>- напівпідземна</li> <li>- пересувна</li> </ul>		
<p>Установка електростанцій:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- відкрита</li> <li>- закрита</li> <li>- підземна</li> <li>- напівпідземна</li> <li>- пересувна</li> </ul>		
<p>Позначення опор ЛЕП, які не передбачені стандартами ЕСКД, але прийняті на практиці</p>		
<p>Дерев'яна опора:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- проміжна</li> <li>-анкерна, кінцева</li> <li>- анкерна поворотна (кутова)</li> <li>- з дерев'яною приставкою</li> <li>- з залізобетонною приставкою</li> <li>- з укосиною</li> <li>- проміжна з світильником</li> <li>- проміжна з заземлюючим спуском</li> </ul>		



## Продовження таблиці А2

1	2	3
<p>Залізобетонна опора:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- проміжна</li> <li>- анкерна</li> <li>- анкерна поворотна (кутова)</li> <li>- кутова</li> <li>- з вітяжкою</li> <li>- проміжна зі світильником</li> </ul>		

# 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 <sub>а</sub> (А 610)
			ES2.A	- ШСХ (А620)
			ЕА.А	- ВШ <sub>а</sub> (А790)
			ESD	- ШСХ <sub>а</sub> (А780)
			ECS1	- 1 ШИС (721)
			ESS	- ШСХ
			EV1.A	- 1 ШН <sub>а</sub>
			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
			РF	Частотомір
			РHE	Указник напруги
			РO	Осцилограф
			РQ	Указник РПН
			РS	Синхроскоп
			РT	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	Комутаційні пристрої 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
			SQ	Кінцевий, шляховий вимикач
T	Трансформатор, автотрансформатор	Час, затримка, відключити, температура, транзистор	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>	-	Шинки живлення електромагнітів включення масляних вимикачів	
<i>-EY</i>	-		
<i>+EC</i>	-	“+” управління	При одній системі шинок управління
<i>+EC1</i>	-		I системи шинок
<i>+EC2</i>	-		II системи шинок
<i>-EC</i>	-	“-” управління	При одній системі шинок управління
<i>-EC1</i>	-		I системи шинок
<i>-EC2</i>	-		II системи шинок
<i>(+)EP</i>	100	Шинка “мигання” ламп сигналізації положення вимикачів	При одній системі шинок управління
<i>(+)EP1</i>	-		I системи шинок
<i>(+)EP2</i>	-		II системи шинок
<i>(+)EC</i>	200	“Темний” плюс сигналізації (при живленні ламп сигналізації від кіл управління)	При одній системі шинок управління
<i>(+)EC1</i>	-		I системи шинок
<i>(+)EC2</i>	-		II 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>ЕНА</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 проектної функціональної групи					
	1-99	101-199	201-299	301-399	401-499	501-599
Основна група чисел	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 вимикання 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 вмикавання	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 вимикання 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
	A	B	C	N	
TA1	A411-A419	B411-B419	C411-C419	N411-N419	A (B, C, N) 4110-4119
TA2	A421-A429	B421-B429	C421-C429	N421-N429	A (B, C, N) 4210-4219
...	...	...	...	...	...
TA9	A491-A499	B491-B499	C491-C499	N491-N499	A (B, C, N) 4910-4919
TA10	A501-A509	B501-B509	C501-C509	N501-N509	A (B, C, N) 5010-5019
TA11	A511-A519	B511-B519	C511-C519	N511-N519	A (B, C, N) 5110-5119
...	...	...	...	...	...
TA19	A591-A599	B591-B599	C591-C599	N591-N599	A (B, C, N) 5910-5919
TA20	A801-A809	B801-B809	C801-C809	N801-N809	A (B, C, N) 8010-8019
TA21	A811-A819	B811-B819	C811-C819	N811-N819	A (B, C, N) 8110-8119

Таблиця В6 – Позначення кіл трансформаторів напруги для релейного захисту і вимірювальних приладів однієї функціональної проектної групи

Позначення ТН в схемі	Позначення кіл напруги для фази				
	A	B	C	N	H
TV1	A611-A619	B611-B619	C611-C619	N611-N619	H611-H619
TV2	A621-A629	B621-B629	C621-C629	N621-N629	H621-H629
TV3	A631-A639	B631-B639	C631-C639	N631-N639	H631-H639

Таблиця В7 – Позначення шин напруги

Напруга збірних шин, кВ	Шинки ТНІ СШ або будь-якої секції одиначної системи шин		Шинки ТНІІ СШ або будь-якої секції одиначної системи шин		Шинки ТН обхідної секції шин	
	Буквені позначення	Числові значення	Буквені позначення	Числові значення	Буквені позначення	Числові значення
330 220 110	EV1.A (B, C, N, H, U, K, F)	641 621 611	EV2.A (B, C, N, H, U, K, F)	642 622 612	EV (B, U, F)	650
35 6-10	EV1.A (B, C, N, H, U, K)	631 661	EV2.A (B, C, N, H, U, K)	632 662	-	-
CH3-6	EV1.A (B, C, N, H, U, K)	630	EV2.A (B, C, N, H, U, K)	-	-	-

## ДОДАТОК Г

## (довідковий)

Таблиця Г1 – Конструктивні параметри самоутримних ізолюваних проводів

Кількість і номінальний переріз жил, мм <sup>2</sup>	Кількість утримних жил	Загальний переріз утримних жил, мм <sup>2</sup>	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 слідуєчих 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			О дин. в иміру	Значення параметрів на стороні		
				110 кВ	35 кВ	10 (6) кВ
1.	Кількість	силових	ш т.	1; 2	1; 2	-
трансформаторів						
2.	Потужність	силових	к Вт	2500- 40000	250 0-40000	-
трансформаторів						
3.	Номінальна напруга		к В	110	35	10 (6)
4.	Номінальний струм збірних шин		А	1000	630	1000- 3150
5.	Кількість приєднань		о дин.	2	2-4	5-30
6.	Струм	електродинамічної	к	52	32	51

стійкості

7. Напруга оперативного струму

А

В

Пості  
йний  
(випрям-  
лений),  
220

Пос  
тійний  
(випрям-  
лений),  
220

Пості  
йний  
(випрям-  
лений),  
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”

КУЗ5 – 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)

Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм головних з'єднань, А	630; 1000
Частота, Гц	50; 60
Номінальний струм збірних шин, А	1600
Номінальний 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	
Номінальна напруга, кВ	6; 10	10	ABB „РЗВА” м. Рівно Україна
Номінальний 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; НА-3. По технічним даним КГМ-10(6)

повністю замінюють КРП серії КЕ-6(С) і КЕ-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-УЗ

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 -40<sup>0</sup>С до +40<sup>0</sup>С). КТП ставляться на бетонну площадку.

Високовольтний увід – повітряні чи кабельні, відводи відходячих ліній - повітряні чи кабельні.

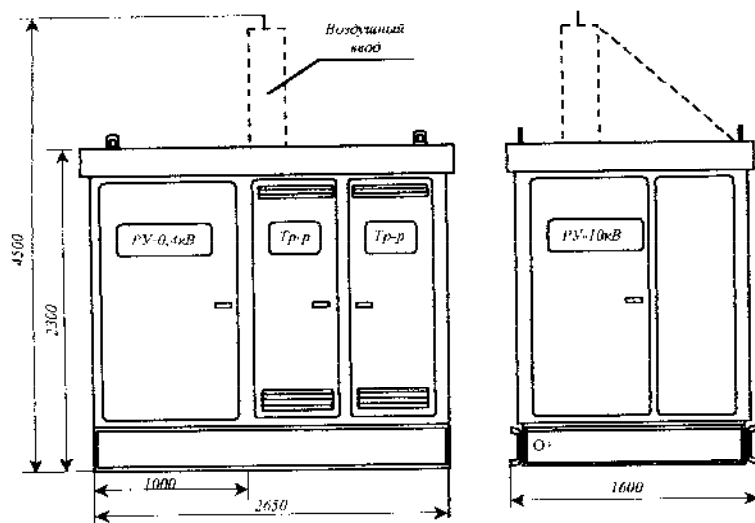
Приклад запису позначення типу виконання КТП 1 з тупиковою схемою ВН потужністю 250 кВА з повітряним уводом ВН і кабельним уводом НН:

КТП 1-250/10/0,4/-92-У1 ТУ У 32.2-30876466-004-2002 увід ВН – повітряний, увід НН – кабельний.

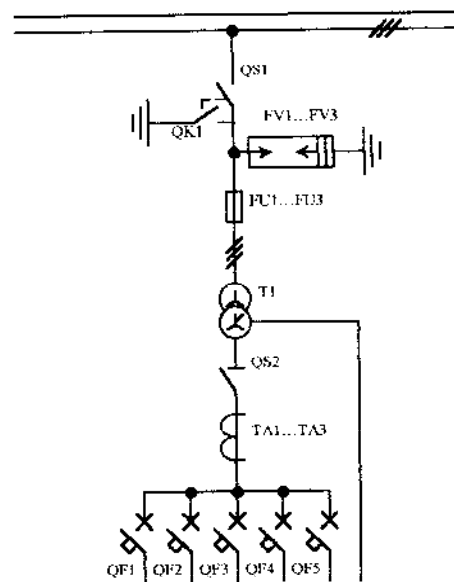
Таблиця Д4.1 – Технічні дані ТОВ „Укрелектрокомплект” (м. Хмельницький)

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.



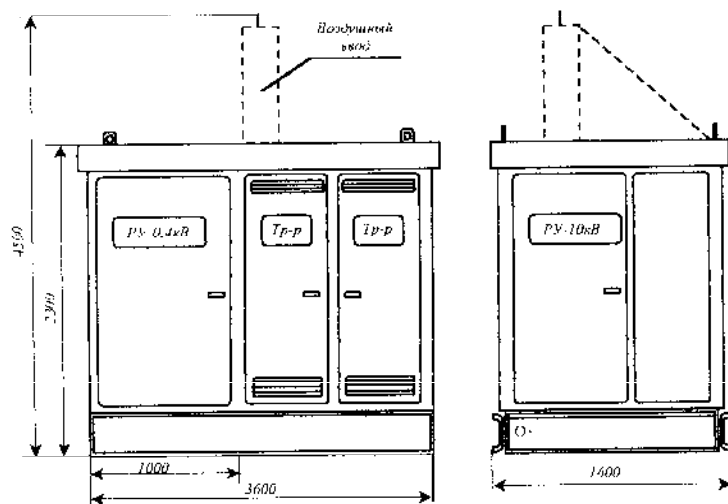
а



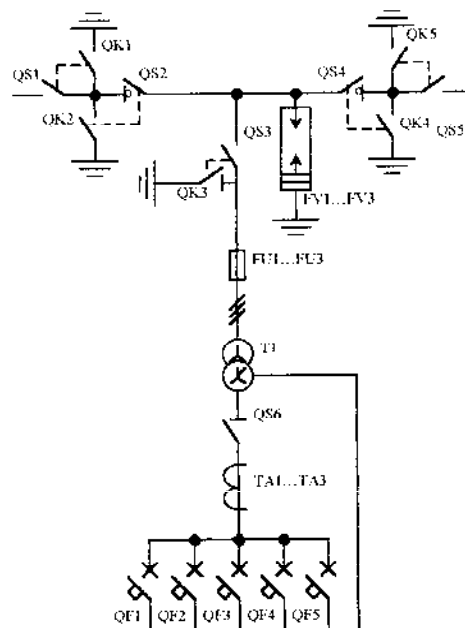
б

а – загальний вид; б – принципова однолінійна схема

Рисунок Д4.1 – Тупикова КТП-10/ 0,4 кВ



а



б

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	Номинальний 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
Номинальна 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	КГ-6
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Номінальна 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
Номінальний 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
Номінальний 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
Номінальний 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

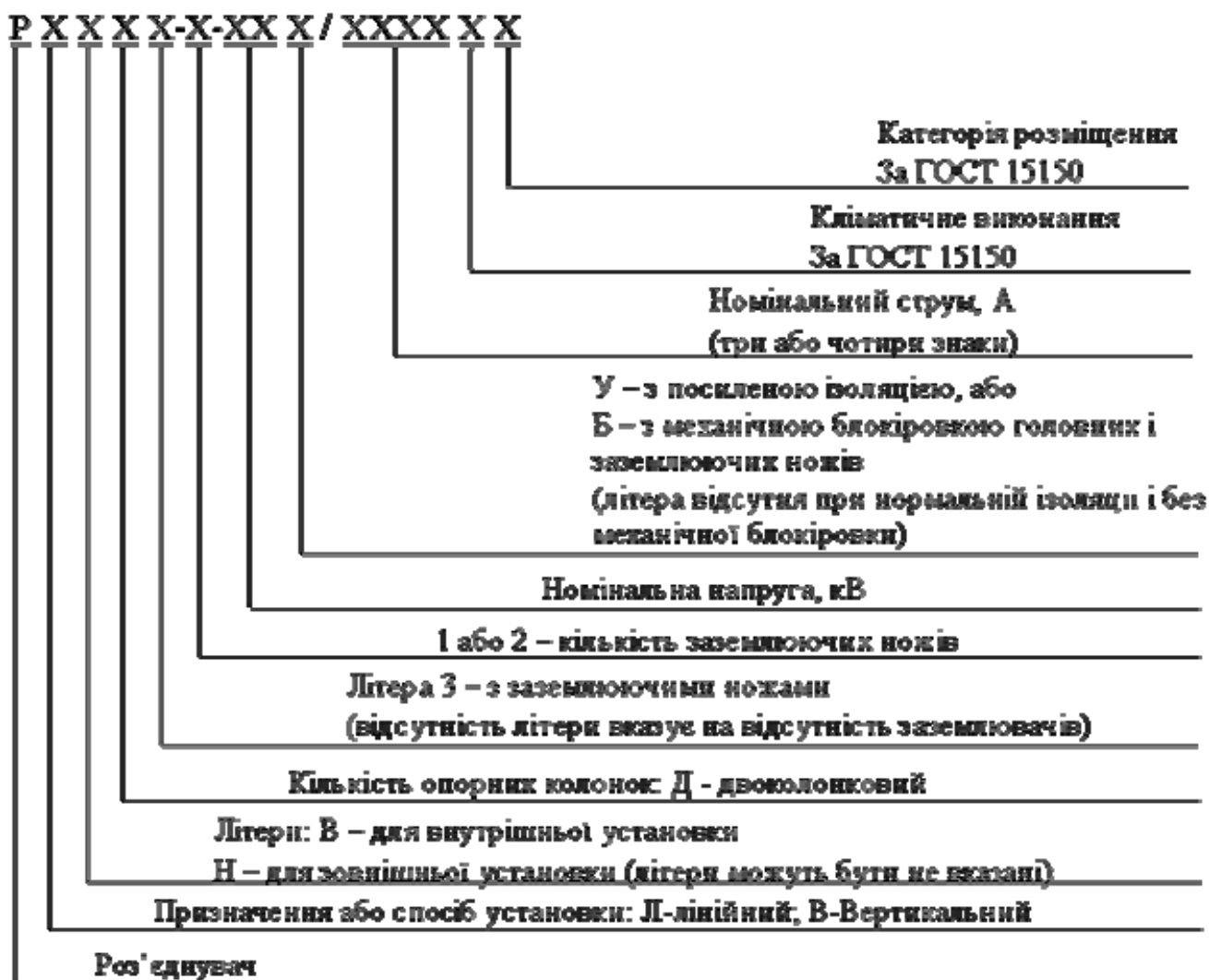
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Час проходження струму термічної стійкості, с	1		3	3	3		3	3	3	3	3	3	3
Номинальна потужність трансформатора власних потреб, кВА							25; 40						
Габаритні розміри, мм:													
- ширина	1000	500 (800)		750	750	3850	2260	750	750		800	300 (500)	750; 1125
- глибина	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
Номінальна 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
Номінальний 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

## Додаток Д5 (довідковий)

### Технічні дані високовольтних комутаційних апаратів Д5.1 Роз'єднувачі Структура умовного позначення:



*Приклад позначення – РД3,2-35Б/1000УХЛ1 ТУУ343563759-94*

Роз'єднувач зовнішньої установки, двоколонковий, з двома заземлювачами, з механічним блокуванням головних і заземлюючих ножів на номінальну напругу 35 кВ, номінальним струмом 1000 А з використанням в умовах помірного клімату з розміщенням на відкритому повітрі.

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 $I_{т.с.}$ , 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

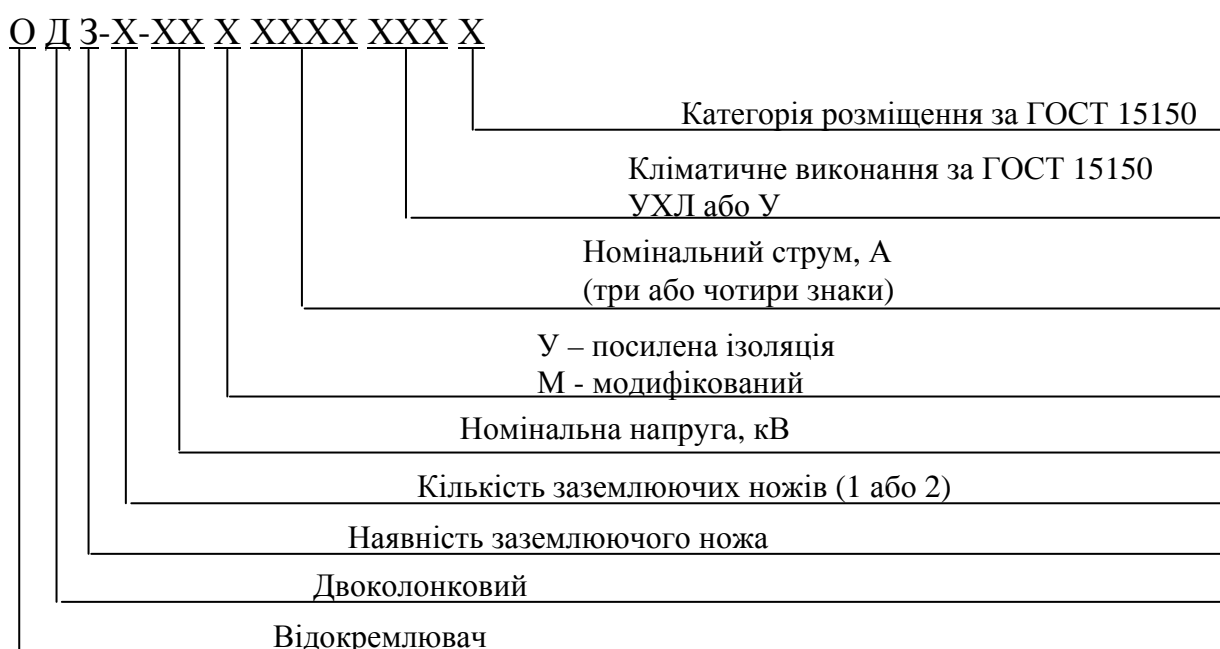
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РД-35/1000УХЛ1	35	1000	63	25,0	-		ПР2УХЛ1	ООО „Укрелектрокомплект” м. Хмельницький Україна
РДЗ-35/1000УХЛ1	35	1000	25	10,0	-		ПР2УХЛ1	„ІК „Електроцит” – ТМ Самара
РГП-35/1000УХЛ1	35	1000	50	20,0	3		-	
РЛН-10/400У1	10	400	20	8,0	-			ВАТ „ЗЗВА” м. Запоріжжя Україна
РЛНЗ-10/400У1	10	400	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

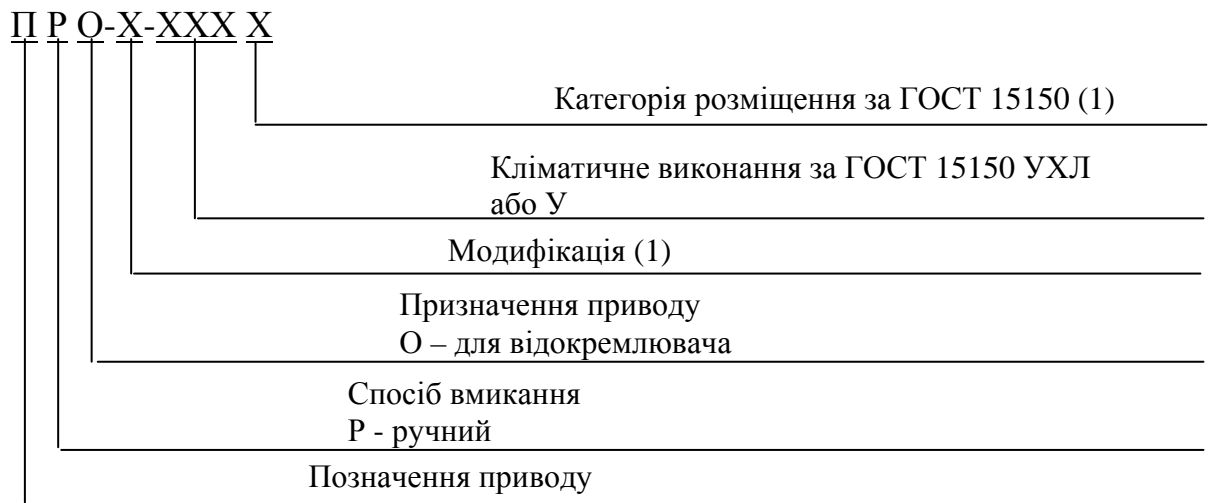




*Приклад позначення – ОДЗ-35/1000УХЛ1*

Відокремлював 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).

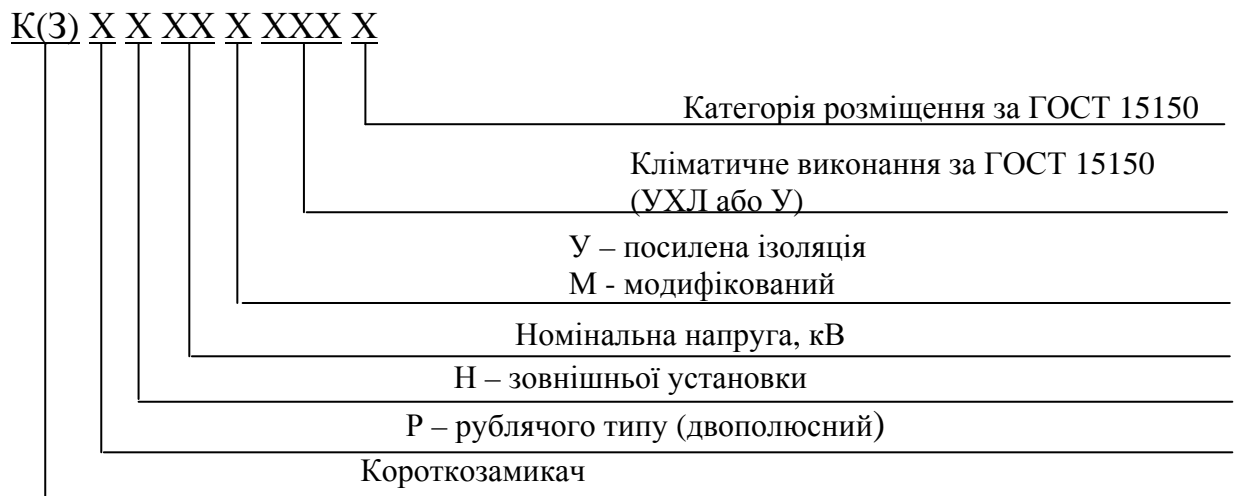
Таблиця Д5.2.1 – Технічна характеристика відокремлювачів

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

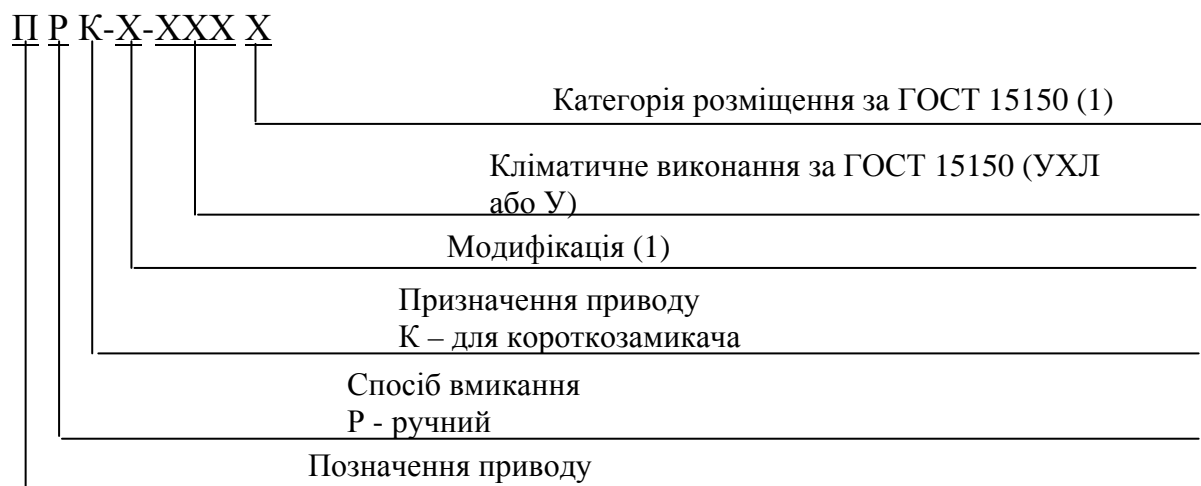
#### Структура умовного позначення



#### Приклад позначення – КРН-35У1.

Короткозамикач рубльчого 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.

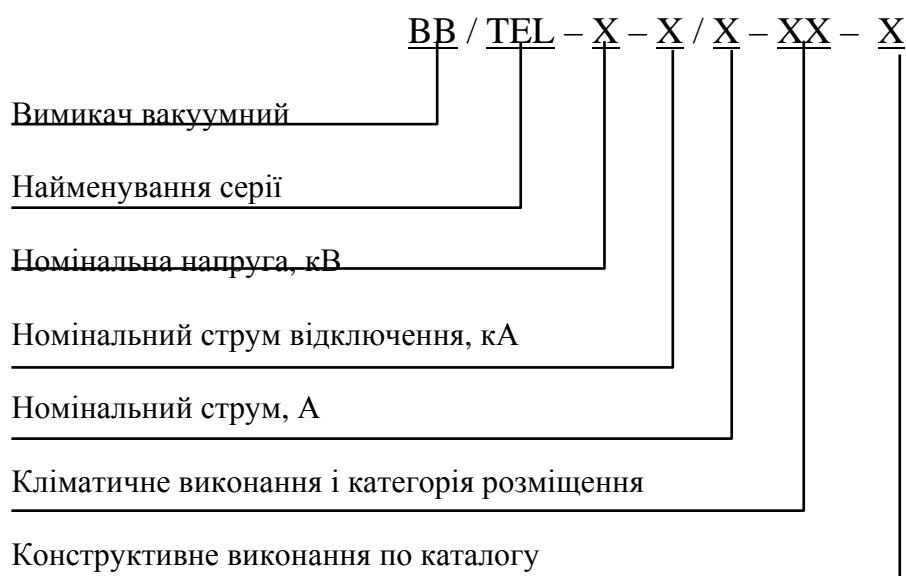
Привід ручний для короткозамикача першої модифікації з використанням в умовах помірного клімату і з категорією розміщення на відкритому повітрі (1).

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

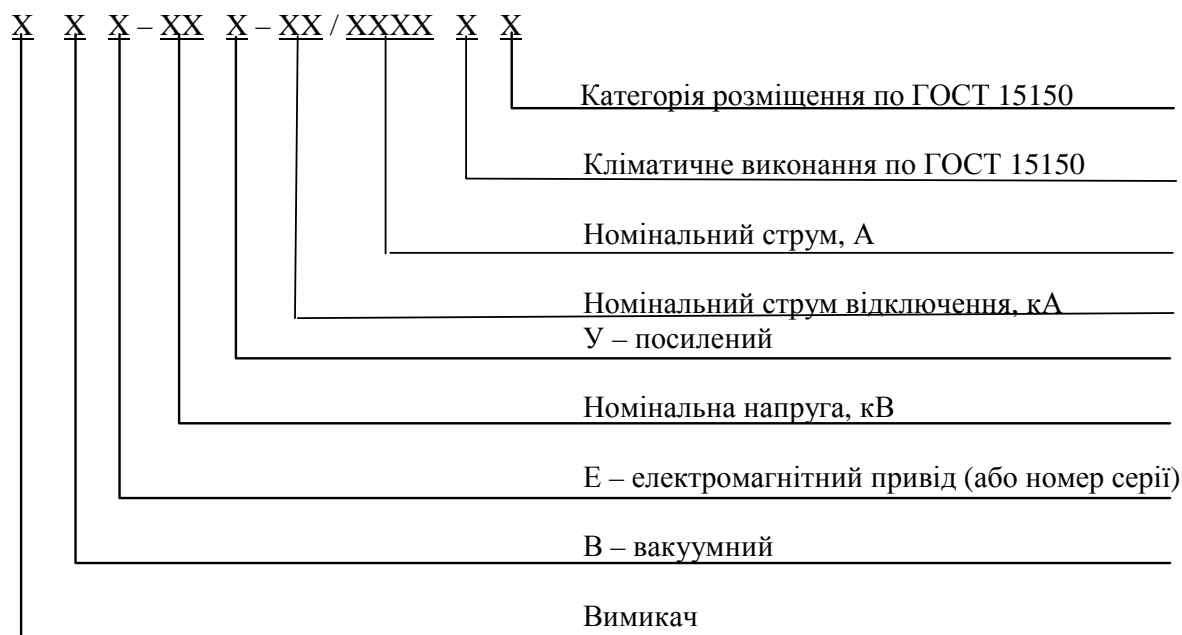
Структура умовного позначення вимикачів серії ВВ/TEL



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 УЗ.*

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	Виробник
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	Вакуумний	Електромагнітний вбудований	ЗАО”Высоковольтный союз” м. Рівне Україна, г. Екатеринбург Россия
ВР-35 НС-20/1600 У1	35	1600	60	20	3	20/	0,03 0,07	Вакуумний	Електромагнітний вбудований	
ВБЗЕ-35-20/1000У1	35	1000	52	20	3	20/	0,1 0,07	Вакуумний	Електромагнітний вбудований	
ВБЗП-35-20/1000У1	35	1000	52	20	3	20/	0,03 0,07	Вакуумний	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	АВВ ”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- цит-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 UEMC40К 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.

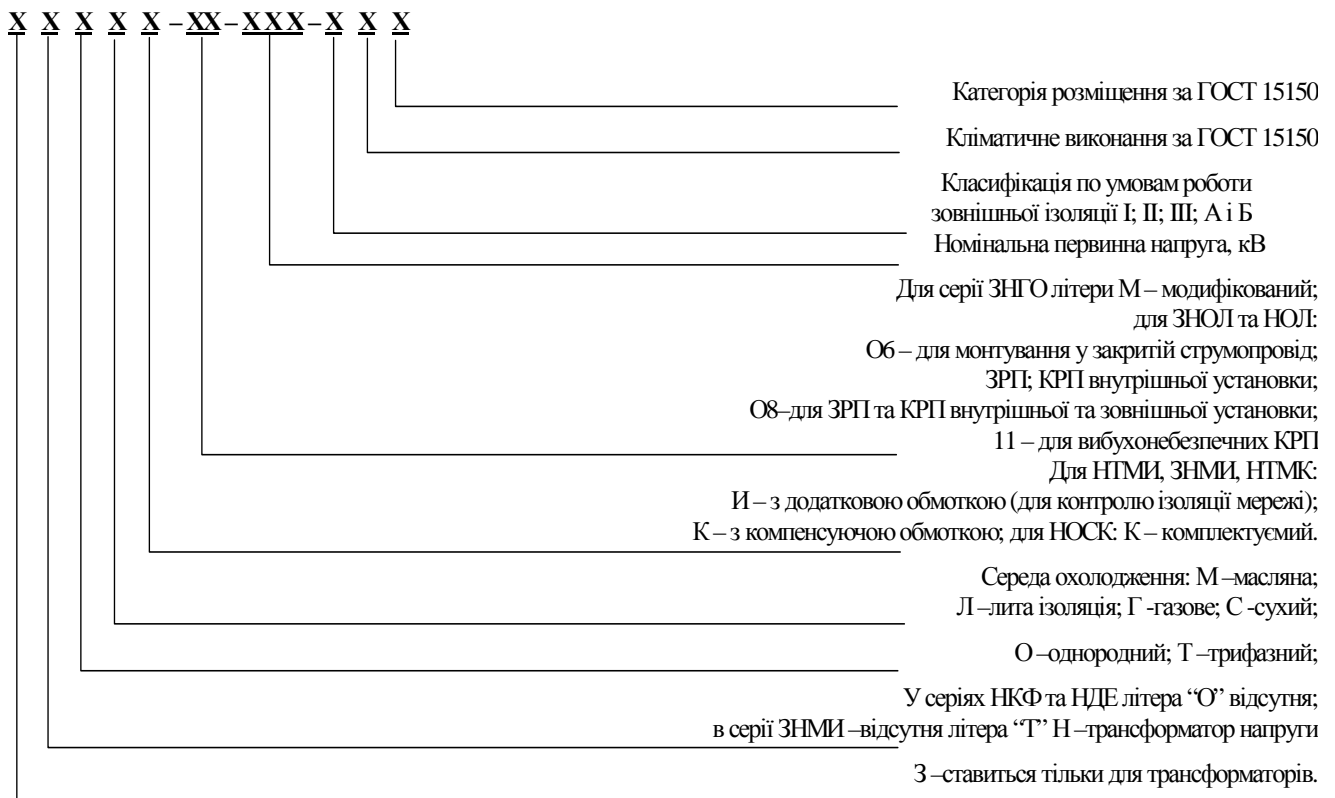
Таблиця Д 6.1 – Технічні характеристики трансформаторів струму.

Тип трансформатора	Варіант виконання обмоток	Номинальний струм, А		Номинальна напруга, кВ	Кількість вторинних обмоток	Номинальне вторинне навантаження, В·А, в класах точності.				Довжина шляху витoku, 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;	5	35	2	50	-	-	20	70	65	150	10/35 при 20ВА/50ВА	ОАО “Запорізький завод високовольтної апаратури” м. Запоріжжя Україна
		1000										100		
ТФЗМ–110Б–1У1	0,5/Р <sub>1</sub> , Р <sub>2</sub>	50 – 600 750 - 2000	5	110	3	30			30	190	43,3 34,6	150 110	$\geq 10$ $\geq 20$	
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

## Додаток Д7 (довідковий)

### Технічні дані трансформаторів напруги

#### Структура умовного позначення



*Приклад позначення:* ЗНОГ – М-110-ІУХЛ4.

Однофазний трансформатор напруги з заземленою первинною обмоткою та газовою ізоляцією, модифікований на номінальну напругу 110 кВ з класифікацією по умовам роботи зовнішньої ізоляції, розрахована на використання в умовах помірного клімату і категорією розміщення-4.

Основні технічні характеристики деяких трансформаторів напруги наведені у таблиці Д 7.1.

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	
Y12G	$\frac{6000}{\sqrt{3}}$ $\frac{10000}{\sqrt{3}}$	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

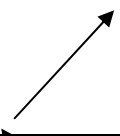

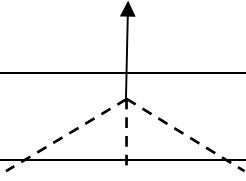
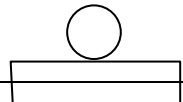
Для показу призначення приладу в його позначення вписують буквені зазначення одиниць вимірювання або вимірюваних величин (див. таблицю Д 8.1)

Таблиця Д 8.1 – Буквені позначення одиниць вимірювання або вимірюваних величин

Найменування приладу	Буквені позначення
1	2
<b>Амперметр</b>	A
Вольтметр	V
Вольтметр диференціальний	V – V
Вольтамперметр	VA
Ватметр	W
Ватметр підсумовуючий	$\Sigma W$
Ватметр	Var
Мікроамперметр	A
Міліамперметр	mA
Мілівольтметр	mV
Омметр	$\Omega$
Мегомметр	M $\Omega$
Частотомір	Hz
Фазометр:	
- для виміру здви́гу фаз	$\varphi$
- для виміру коефіцієнту потужності	$\cos \varphi$
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 відхилятися в одну сторону від нульової помітки: - вправо  - вліво	
	
Прилад, в якому рухлива частина може відхилятися 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 (друкує)	

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
Ампер метр електромагніт ний	Э377	1, 0 / 1,5	1 – 20 А	5 А – 15 кА (при класі точності 1,5)	9,6
Вольтм етр електромагніт ний	Э377	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

П	X	X	X	-	X	XX	-	XX	-	XX	-	X	X	X	
															категорія розміщення по ГОСТ 15150 1 – для зовнішньої; 3 – для внутрішньої установки
															Кліматичне виконання по ГОСТ 15150 У – для помірного клімату
															М – модифікований (може бути відсутнє)
															Номінальний струм відключення, кА
															Номінальна напруга, кВ
															Конструкція контактів: від 01 до 04
															Наявність ударного пристрою легкого типу: 0 – відсутній, 1 – в наявності
															При наявності У - посилений
															Т – для захисту силових трансформаторів, ліній; Н – для захисту трансформаторів напруги
															К – кварцовий; С – стріляючий; В – вихлопний (замість С у стріляючих запобіжниках)
															П – запобіжник

Приклад позначення – ПКТ – 102 – 10 – 12,5У3. Запобіжник кварцовий для захисту силових трансформаторів з ударним пристроєм легкого 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	омінал напруга, кВ	омінал ний струм, А	Н омінальний струм відключення, кА	Номінальний струм плавкої вставки, А	Максимальна потужність вимикання, МВ·А	Виробник
1			4	5	6	7
ПKN-011-35-12,5УЗ	0	00	2,5	8; 10; 16; 20; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	20	ОВ “Кварц” м. Запоріжжя
ПКТ – 101 – 10 – 10 – 31,5УЗ	0	0	1,5	8; 10		А ББ РЗВА У країна У країна
ПКТ – 102 – 6 – 31,5 – 31,5УЗ		1,5	1,5	8; 10; 16; 20; 31,5		
ПКТ – 103 – 10 – 50 – 31,5УЗ	0	0	1,5	8; 10; 16; 20; 31,5; 40; 50		

Таблиця Д9.2 – Технічні дані плавких запобіжників серії ПКТ і ПKN

Тип запобіжника	Т ипорозмір	Номінальний струм, А	Ви робник
1	2	3	4
ПТ 6 кВ без індикатора спрацьовування	0	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	ТОВ “Кварц” м. Запоріжжя
	11-6		
	0	31,5; 40; 50; 63; 80	
	12-6		
	0	80; 100; 125; 160	
ПТ 10 кВ без індикатору	13-6		
	0	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	
	11-10		
	0	31,5; 40; 50; 63	
	12-10		
ПТ 6 кВ з індикатором спрацьовування	0	80; 100; 125	
	13-10		
	1	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	
	11-6		
	1	31,5; 40; 50; 63; 80	
ПТ 10 кВ з індикатором	12-6		
	1	80; 100; 125; 160	
	13-6		
ПТ 10 кВ з індикатором	1	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	
	11-10		

спрацьовування	1	
	12-10	31,5; 40; 50; 63
	1	
	13-10	80; 100; 125
	1	
ПТ 35 кВ з індикатором спрацьовування	11-35	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5
	1	
	12-35	16; 20
	1	
	13-35	31,5; 40
	0	
ПН 10 кВ	11-10	
ПН 35 кВ	0	Не нормується
	11-35	

Таблиця Д9.3 – Технічні дані плавких запобіжників серії ПКЭ (вібростійкі – У2)

Тип запобіжника	Т и порозмі р	Номинальний струм, А	Вир обник
ПЭ 6 кВ без індикатора спрацювання	0	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	ТОВ “Кварц” м. Запоріжжя
	16-6		
	0	31,5; 40; 50; 63; 80	
	17-6		
	0	80; 100; 125; 160	
	18-6		
ПЭ 10 кВ без індикатор	0	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	
	16-10		
	0	31,5; 40; 50; 63	
	17-10		
	0	80; 100; 125	
	18-10		
ПЭ 6 кВ з індикатором спрацювання	1	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	
	16-6		
	1	31,5; 40; 50; 63; 80	
	17-6		
	1	80; 100; 125; 160	
	18-6		
ПЭ 10 кВ з індикатором спрацювання	1	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	
	16-10		
	1	31,5; 40; 50; 63	
	17-10		
	1	80; 100; 125	
	18-10		

## 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)
											Номінальний струм, А (1000 А)
											Номінальна напруга, кВ (10 кВ)
		У									У – посилений (при наявності літери)
	П										П – прохідний
И											И – ізолятор (літера може бути відсутньою)

- опорні

И	О	Н	С	У	-	10	-	2000	-	II	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)
													Номінальна напруга, кВ
				У									У – посилений
			С										С – стрижневий, Р – ребристий
		Н											Н – зовнішньої установки
	О												О – опорний
И													И – ізолятор (літера може бути відсутньою)



- підвісні (ГОСТ 6490 – 83 Е)				
П	Ф	К	70	А
А, Б, В – модифікація				
Механічне руйнующе 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				
Номінальна 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	Но міналь на напруга, кВ	Но мінальний струм, А	Міні мальне руйнує зусилля на згин, кН	Виробник
1	2	3	4	5
Прохідні				
ИПУ- 10/1000-7,5 УХЛ1	1 0	10 00	7,5	ВАТ “СЗВІ”, м. Слов’янськ
ИПК- 10/1600-5,0У1	1 0	16 00	5,0	ВАТ “СЗВІ”, м. Слов’янськ
Опорні				

Продовження таблиці Д10.1				
1	2	3	4	5
ИО-10-3,75- ПУЗ	1 0	-	3,75	- -
ИО-10-20,0- УЗ	1 0	-	20,0	- -
ОФР-20-7,5-П УХЛ, Т2	2 0	-	7,5	ВАТ “СЗВІ”, м. Слов’янськ
ИОР-20-7,5- У, Т3	2 0	-	7,5	- -
ОФР-35-4-П- УХЛ, Т2	3 5	-	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  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ . 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, %	$\pm 1,5$		
Відносне відхилення струму спрацьовування в робочому діапазоні температур, %	$\pm 5$		
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.





## 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.
І <sub>н</sub> =5А	І <sub>н</sub> =1А		І <sub>н</sub> =5А	І <sub>н</sub> =1А						
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, %	± 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.

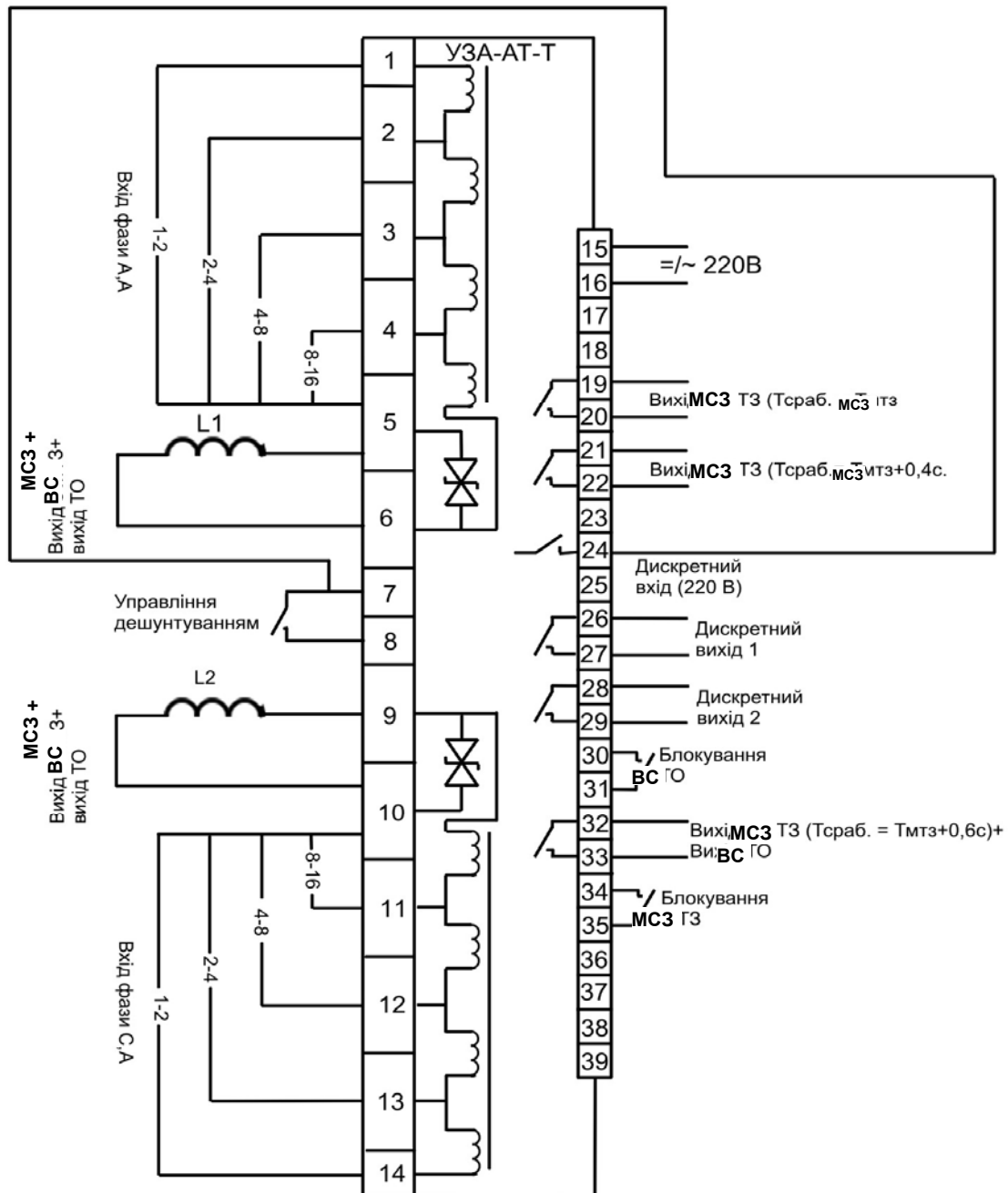


Рисунок Е2.1 - Схема підключень УЗА-АТ-Т

**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 входних 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 ( $3U_o$ ) 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 Е3.1 – Параметри реле

Робочий діапазон температур, °С	- 40 - +50
Найбільша висота над рівнем моря, м	2000
Номинальна частота змінного струму	50 Гц
Номинальна входна 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.

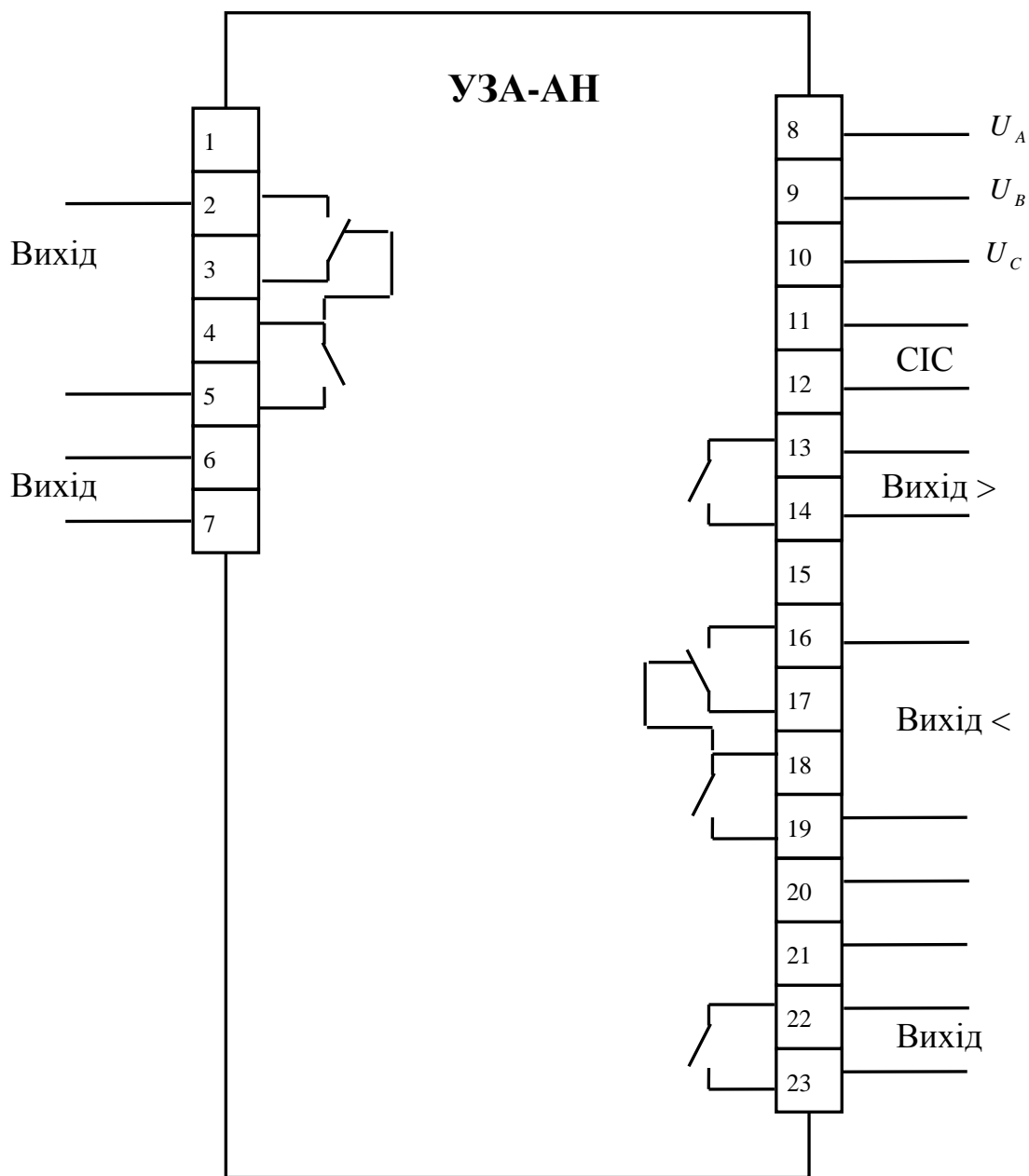


Рисунок Е3.1 – Схема підключень УЗА-АН

## 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-перемикання 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	0,05 - 0,2
Діапазон уставок часу, с	2,0 17,5
Дискретність уставок 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.

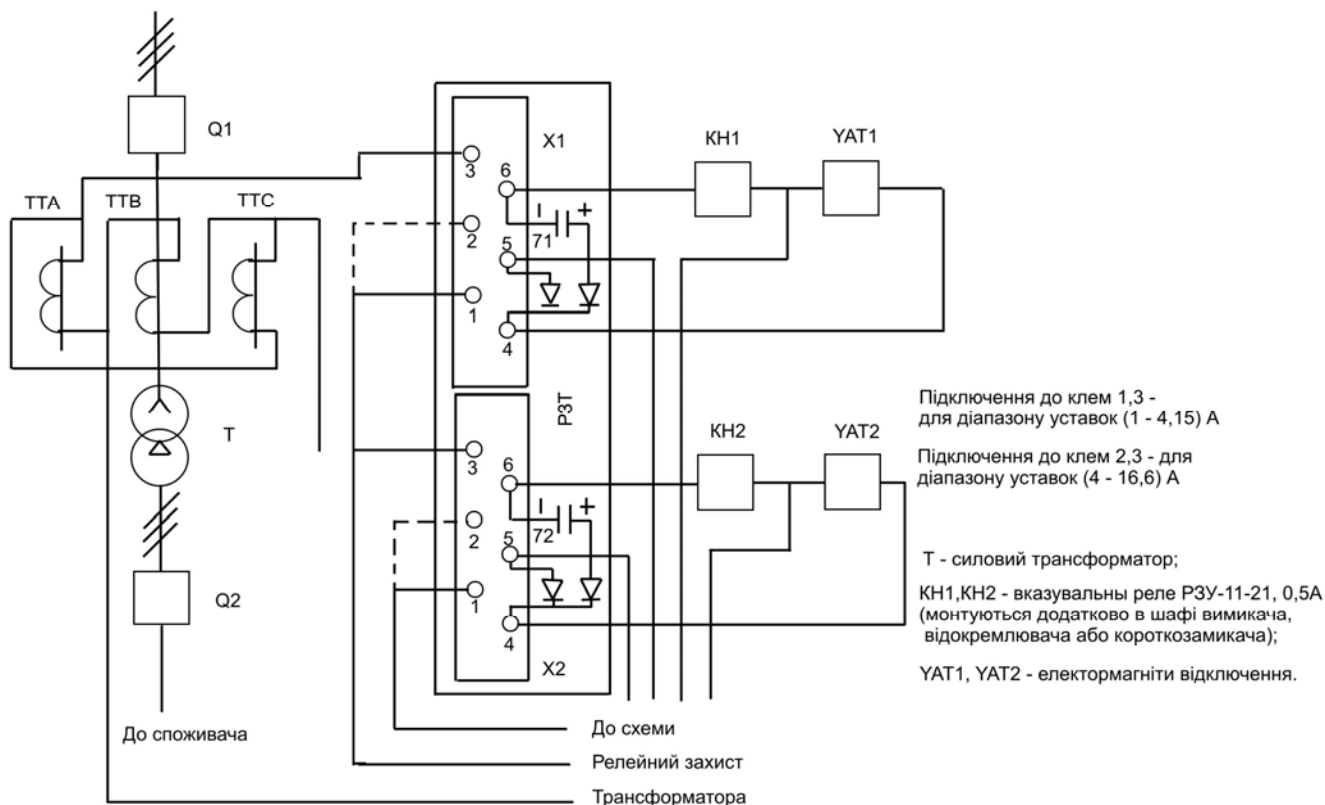


Рисунок Е4.1 – Схема підключень РТЗ



## 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	~ 100, = 110, $\cong$ 220	~ 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 <sub>max</sub> до 9,9 с: T <sub>max</sub> 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 <sup>6</sup>	10 <sup>5</sup>
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: <ul style="list-style-type: none"> <li>- нижня межа першого (Т1) кола, с</li> <li>- нижня межа другого (Т2) кола, с</li> <li>- нижня межа третього (Т3) кола, с</li> <li>- верхня межа уставок усіх трьох кіл, с</li> </ul>	0,1 Т1 + 0,5 Т2 + 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: <ul style="list-style-type: none"> <li>- з тривалозамикаючим (проскользящим) контактом</li> <li>- з замикаючим (кінцевим) контактом</li> </ul>	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 встановленні 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: <ul style="list-style-type: none"> <li>- в колах постійного струму з постійної часу індуктивного навантаження <math>\tau \leq 0,02</math> с, не більш</li> <li>- в колах змінного струму при коефіцієнті потужності <math>\cos\phi \leq 0,4</math></li> </ul>	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 перемикання уставок, % T <sub>max</sub>	---	---	---	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.			0,1-60 с
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 5В·А + 0,4В·А 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	0,1-25 $I_n$ 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 виміряного 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 програмуємих: - 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 Еб.1

1	2
PB217	ВЛ-102, ВЛ-73
PB227	
PB237	
PB247	
PB218	ВЛ-100А
PB228	
PB238	
PB248	
PBM-12,13	ВЛ-104
PBT-1200	BC-43
PBП-01	ВЛ-108
PBП-58.69T	
PPBП-1	PBЦ-03
PCB01-1	ВЛ-68, ВЛ-76
PCB01-3	ВЛ-81
PCB01-4	ВЛ-76
PCB13	ВЛ-104
PCB14	ВЛ-101А
PCB 15-ої серії	ВЛ60-ї серії
PCB 16-ої серії	ВЛ70-ї серії
PCB 17-ої серії	ВЛ-81, ВЛ-82
PCB 18-ої серії	ВЛ-100А, ВЛ-101А, ВЛ-102
PCB160	ВЛ-100А
PCB 160	
ТПТ	ВЛ-159
Реле напруги	
PCH 12	НЛ-8 НЛ-18-1
PCH14, PCH-15	НЛ-4
PCH16, PCH-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 Еб.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	
РЗІ-3М	