



**Міністерство іти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та
енергетичного менеджменту**

С. А. Попадченко, О. А. Савченко

**ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИ-
ЄМСТВ АПК**

Курс лекцій

**для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти
денної (заочної) форми навчання
за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

Харків

2024

Міністерство іти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та
енергетичного менеджменту

С. А. Попадченко, О. А. Савченко

ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИ- ЄМСТВ АПК

Курс лекцій

для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти
денної (заочної) форми навчання
за спеціальністю 141 «Проектування систем електропостачання підприємств АПК»

Затверджено
рішенням Науково-методичної ради
факультету енергетики, робототехніки
та комп'ютерних технологій
Протокол № 4
від 29.01.2024 р.

Харків
2024

УДК 621.311.1

А 64

Схвалено
на засіданні кафедри електропостачання
та
енергетичного менеджменту
Протокол № 7 від 26. 01. 2024 р.

Рецензенти:

Н. Г. Косуліна, доктор техн. наук, проф. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ;

Ю .М. Хондола, канд. техн. наук, зав. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ.

А-64 Проектування систем електропостачання підприємств АПК: Курс лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної (заочної) форми навчання за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/ С. А. Попадченко, О. А. Савченко / – Електрон. дані. – Х. : ДБТУ, 2024. – 104 с.

Конспект лекцій розроблено відповідно до програми навчальної дисципліни. Видання включає перелік тем та питань для вивчення, контрольні запитання та перелік рекомендованої літератури.

Видання призначена для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної форми навчання зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електро-механіка».

УДК 621.311.1

Відповідальний за випуск: О. О. Мірошник, доктор технічних наук, професор

© Попадченко С. А.,
Савченко О. А., 2024
© ДБТУ, 2024

ЗМІСТ

ВСТУП	5
МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ВИВЧЕННЯ ДИСЦИПЛІНИ	5
Лекція № 1. Загальні положення в дипломному та курсовому проектуванні. основні методи визначення розрахункових навантажень. класифікація електроприймачів, основні характеристики. режими, графіки.	6
Лекції № 2. Принципи розміщення трансформаторів з визначенням центру навантаження. проектування електричних мереж. розрахунків електричних навантажень та вибір перерізу струмоведучих частин з перевіркою за допустимими втратами напруги.	19
Лекція № 3. Розряди в повітряних проміжках при грозових перенапругах	31
Лекція № 4. Захист електрообладнання від прямих ударів блискавки	43
Лекція № 5. Апарати захисту від перенапруг.	58
Лекція № 6. Блискавкозахист повітряних ліній.	73
Лекція № 7. Захист підстанцій від блискавки та перенапруг	86

ЛЕКЦІЯ № 1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ В ДИПЛОМНОМУ ТА КУРСОВОМУ ПРОЕКТУВАННІ. ОСНОВНІ МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ. КЛАСИФІКАЦІЯ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ, ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ. РЕЖИМИ, ГРАФІКИ.

- 1. Загальні положення проектування систем електропостачання**
- 1) складання плану виконання проекту та збір матеріалів
2. Вступ
3. Загальна характеристика проєктованого об'єкта
4. Стандартне проектування. Основні визначення.
5. Визначення параметрів обладнання у процесі проектування
6. Визначення розрахункового навантаження

ЛІТЕРАТУРА

1. Єрмолаєв С. О. Проектування систем електропостачання в АПК: навчальний посібник / С. О. Єрмолаєв, В. Ф. Яковлєв, В. О. Мунтян, В. В. Козирський, І. П. Радько, Ю. М. Куценко - Мелітополь: Люкс, 2009, - 570 с.
2. Гоголюк П.Ф. Проектування електропостачальних систем промислових підприємств: Навчально-методичний посібник із дисципліни „Проектування електропостачальних систем“, курсового й дипломного проектування для студентів спеціальності 7.090603і 8.090603 „Електротехнічні системи електроспоживання”/ Укл.: П. Ф. Гоголюк, Т. М. Гречин – Львів: Видавництво Національного університету „Львівська політехніка”, 2010. – 44 с.
3. Кабышев А. В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие/А. В. Кабышев. –Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
4. Коваленко О. І. Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с
5. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011- 448 с.
5. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. Притака, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.
6. Сыч Н. М. Основы проектирования электрических сетей электроэнергетических систем: Уч. пособие к курс, проекту по дисциплине «Электрические системы и сети»./ Н. М. Сыч, В. Т. Федин - Мн.: УП «Технопринт», 2000. - 54 с.

1. Загальні положення проектування систем електропостачання

Проектування системи електропостачання будь-якого об'єкта є важливим етапом, що обумовлює нормальні умови його функціонування і розвитку на довгострокову перспективу.

Такими об'єктами народного господарства можуть служити промислові підприємства будь-якої спрямованості, а також об'єкти міського і сільського господарства систем електропостачання підприємств АПК.

Головною складністю для студента при вивченні дисципліни «Проектування систем електропостачання підприємств АПК» є правильний вибір методики заснованої на діючих керівних матеріалах.

Завдання на проектування може бути видано як для реального об'єкта, що знаходиться в експлуатації і вимагає проведення робіт по реконструкції або повної заміни існуючої схеми електропостачання, так і для знову проєктованого об'єкта, вихідними даними для якого служать генеральний план і дані по електричним навантаженням.

Уважно вивчивши видане завдання і розібравшись з його особливостями, з'ясувавши мету проектування і ті завдання, які студенти повинні вирішити для її досягнення, необхідно розпланувати свій час.

Як правило, на виконання курсового проєкту студенту відводиться один місяць, на дипломний проєкт 2-4 місяці.

Отже, ви повинні скласти для себе графік самостійної роботи таким чином, щоб, відвідуючи обов'язкові консультації викладача у відповідність до встановленого розкладу, щодня дві-три години запланувати безпосередньо для виконання даного проєкту.

Перед тим, як прийти до викладача на першу консультацію, необхідно виконати наступну роботу:

1. Необхідно перемалювати для себе генеральний план об'єкта і вписати завдання на проектування, включаючи необхідну вихідну інформацію. Уважно вивчити цю інформацію, визначивши категорію електроприймачів (I, II або III), що входять до об'єкту проектування за вимогами рівня надійності електропостачання, що входять в об'єкт проектування.

При цьому слід визначити відсоткове співвідношення приймачів I, II і III категорії для подальшого обліку при розробці схеми електропостачання.

2. Визначити характер навантаження електроприймачів на об'єкті проектування, а також режими роботи споживачів для розробки заходів, пов'язаних із забезпеченням якості електричної енергії (виконання вимог до показників якості електричної енергії).

Під характером навантаження тут слід мати на увазі конфігурацію графіка його роботи (тривале, короткочасне, повторно-короткочасне, різко змінне, нелінійне, несиметричне і ін.).

Продумайте, як саме, з урахуванням вимог рівня надійності електропостачання та якості електричної енергії, скласти схему електропостачання, найбільш доцільно розподіливши споживачів електричної енергії, що представлені на генеральному плані.

3. Складіть для себе (напишіть) перелік питань, які ви повинні задати викладачеві на першій консультації. Зазвичай перша консультація призначається викладачем, через 2-3 дні після видачі завдання на проектування.

Для студента дуже важлива перша консультація, оскільки в цей час він уточнює своє завдання, розбирається в тих непорозуміннях, які виникли в ході його попередньої оцінки, обговорює з викладачем передбачуваний хід проектування на першому етапі.

Таким чином, студент повинен прийти на першу консультацію підготовленим, з конкретними питаннями що до отриманого завдання.

Усі наступні питання проектування, пов'язані з виконанням конкретних розділів проєкту, послідовно обговорюються з викладачем на наступних консультаціях.

Вступ

У вступі необхідно вмістити **мету проектування** системи електропостачання, **постановку задачі, актуальність теми проекту** і її значення безпосередньо для обраного об'єкта господарської діяльності.

Далі наводиться короткий аналіз можливих методів вирішення поставленої задачі у взаємозв'язку зі специфікою системи електропостачання.

Вказуються основні літературні джерела, за якими здійснюється огляд, включаючи нормативно-технічну літературу та інші джерела, в т. ч., періодичну пресу. Це дозволяє зрозуміти, наскільки повно вивчена література з проектування системи електропостачання (СЕП) конкретної галузі.

Огляд повинен містити коротку оцінку принципів побудови проекрованої СЕП, а також вплив проектованого об'єкта на навколишнє середовище.

Мета проекту повинна бути продумана, обґрунтована і обов'язково узгоджена з керівником проекту.

Тут же, у вступі, необхідно сформулювати перелік основних завдань, які повинні бути вирішені студентом для досягнення зазначеної мети. Зміст цих завдань відображено в завданні на проектування.

Разом з цим, студент повинен не тільки сформулювати ці завдання у вступі, але і вказати методи, якими він буде користуватися при вирішенні задач проектування. Під вступом також потрібно вказати і очікуваний результат проектування, тобто, що саме дозволить досягти спроектована система електропостачання даного об'єкту.

Розділ 1. Загальна характеристика проектованого об'єкта

Якщо завдання видано на конкретний об'єкт, безпосередньо зайнятий у процесі виробництва (промислового, сільськогосподарського), або ж об'єкт міського господарства, то необхідно охарактеризувати географічне положення об'єкта, дати природно-кліматичну характеристику, його виробничі зв'язки з іншими підприємствами, організаціями, народногосподарське значення. Чи є поруч розташовані підприємства агропромислового комплексу, житлові масиви або сільські райони, електропостачання яких можливо здійснити від підстанцій проектованого підприємства.

Необхідно розглянути структуру підприємства, загальні відомості про характер виробництва і виробленої продукції або надання послуги, а також очікуваної річної продуктивності підприємства в натуральному вираженні (тонни, метри, штуки і т. д.). Кількість змін і число годин роботи в зміну.

Якщо завдання видано на знову проектований об'єкт і даних про характер виробництва, взаємозв'язку з іншими економічними об'єктами відсутні, необхідно скористатися інформацією про аналогічні об'єкти, відомості про яких наведені в опублікованій літературі, Інтернеті.

У стислому вигляді (у вигляді функціональної схеми) бажано описати модель виробництва, з урахуванням можливості участі в електроспоживанні субабонентів. Це необхідно для подальшого синтезу та аналізу проекрованої системи електропостачання.

Необхідно також врахувати можливі перспективи розвитку виробництва підприємств АПК (міського господарства) на найближчі 10 років, тобто, можливе зростання електроспоживання виробництвом (населенням). У цьому ж розділі необхідно детально висвітлити вихідні дані, отримані під час видачі завдання на проектування: характеристику електроприймачів, їх номінальну встановлену потужність, при цьому, необхідно відобразити генеральний план об'єкта проектування з нанесенням вихідних даних, необхідних для подальшого проектування.

Стандартне проектування. Основні визначення.

Розробка, створення та будівництво, модернізація і реконструкція промислових підприємств, починаючи від окремих елементів і закінчуючи складними системами, є об'єктом інвестиційної діяльності та створюється на основі технічних проектів.

Розглянемо основні терміни, що пов'язані з інвестиційною і проектною частиною інженерної діяльності.

Інвестиції - це грошові кошти, цільові банківські вклади, паї, акції, цінні папери, кредити, майно або майнові права, що вкладаються в об'єкти діяльності з метою отримання прибутку (доходу) і досягнення позитивного економічного і соціального ефекту.

Проектування - це складний процес створення опису нового або модернізованого об'єкта на основі технічного завдання. Під описом, наприклад системи електропостачання (СЕС) підприємства розуміють опис заданих технічних характеристик, включаючи взаємодію між окремими складовими частинами і елементами СЕС, а також взаємодію СЕС проєктованого об'єкта з енергосистемою.

Проектування СЕС - це розробка технічної документації, що забезпечує створення і розвиток СЕС, а також при необхідності - реконструкцію і переоснащення.

Проектний цикл

Проміжок часу між моментом виникнення проекту і моментом його ліквідації називається **проектним циклом або життєвим циклом проекту**. Життєвий цикл проекту є вихідним визначенням для дослідження проблем фінансування робіт за проектом і прийняття відповідних рішень.

Проектування - це комплекс робіт, що розділяється в часі **на стадії**. Кожна стадія ділиться на більш дрібні **структурні одиниці (фази)**: етапи, проектні процедури і проектні операції.

Стандартне проектування включає наступні стадії:

- 1) передінвестиційні (перед проектні) дослідження;
- 2) технічне завдання;
- 3) технічну пропозицію;
- 4) ескізний проект;
- 5) технічний (робочий) проект.

За проектуванням слідує стадії:

- 1) виготовлення;
- 2) налагодження і випробувань;
- 3) введення в дію.

Цілі і завдання проекту повинні бути чітко сформульовані, тому що тільки за цієї умови може бути опрацьований наступний крок - **формування основних характеристик проекту**.

До числа таких характеристик можна віднести:

- наявність альтернативних технічних рішень;
- попит на продукцію проекту;
- тривалість проекту, в тому числі його інвестиційної фази;
- оцінку рівня базових, поточних і прогнозних цін на продукцію або послуги за проектом;
- перспективи експорту продукції проекту;
- складність проекту; початково-дозвільну документацію;
- інвестиційний клімат в районі реалізації проекту;
- співвідношення витрат і результатів проекту.

У процесі формування **інвестиційного задуму проекту** повинні бути вирішені наступні питання:

- мета і об'єкт інвестування, місце (район) розміщення;
- продукція проекту - характеристика і обсяг випуску;
- термін окупності;
- прибутковість проекту;
- призначення, потужність і основні характеристики об'єкта інвестування;
- передбачувані джерела в сфері фінансування.

При розробці технічної пропозиції, зокрема, проводяться наступні роботи:

а) виявлення варіантів можливих рішень, встановлення особливостей варіантів (принципів дії, розміщення функціональних складових частин), їх конструкторське пророблення. Глибина такого опрацювання повинно бути достатньою для порівняльної оцінки розглянутих варіантів;

б) перевірка відповідності варіантів вимогам техніки безпеки, надійності, екологічності, електромагнітної сумісності (ЕМС) і ін .;

в) порівняльна оцінка розглянутих варіантів проводиться за показниками якості об'єкта, наприклад, надійності, економічним, естетичним, ергономічним.

Співставлення варіантів може проводитися також за показниками технологічності (орієнтовної питомої трудомісткості виготовлення, орієнтовної питомої матеріаломісткості та ін.), стандартизації та уніфікації.

При цьому слід враховувати конструктивні і експлуатаційні особливості розроблюваного та існуючих об'єктів, тенденції і перспективи розвитку вітчизняної і закордонної техніки в даній області, питання метрологічного забезпечення розроблюваного виробу (можливості вибору методів і засобів вимірювання);

г) вибір оптимального варіанта (варіантів) об'єкта, обґрунтування вибору; встановлення вимог до об'єкта (технічних характеристик, показників якості та ін.) і до наступної стадії розробки об'єкта (необхідні роботи, варіанти можливих рішень, які слід розглянути на наступній стадії і ін.).

За технічною пропозицією необхідно здійснити ескізне проектування.

Ескізне проектування виробляє концепцію проектування і починає детальне опрацювання об'єкта.

Вибирається остаточний проектний варіант і уточнюються його техніко-економічні показники, порядок подальшої розробки та терміни для виконавців. Складаються завдання на розробку і виготовлення окремих елементів.

Ескізний проект розробляють з метою встановлення принципових рішень, що дають загальне уявлення про принцип роботи об'єкта, коли це доцільно зробити до розробки технічного проекту або робочої документації. На стадії ескізного проекту не повторюють роботи, наведені на стадії технічної пропозиції, якщо вони не можуть дати додаткових даних.

При розробці **ескізного проекту проводяться, зокрема, наступні роботи:**

а) виконання варіантів можливих рішень, встановлення особливостей варіантів (характеристики варіантів складових частин і т. п.) і їх конструкторське опрацювання. Глибина такого опрацювання повинна бути достатньою для зіставлення розглянутих варіантів;

б) розробка та обґрунтування технічних рішень, спрямованих на забезпечення показників надійності, установлених технічним завданням і технічною пропозицією;

в) оцінка об'єкта на технологічність і правильність вибору засобів і методів контролю, випробувань, аналізу, вимірювань;

г) оцінка об'єкта за показниками стандартизації та уніфікації;

д) перевірка відповідності варіантів вимогам техніки безпеки, надійності, екологічності, виробничої санітарії, електромагнітної сумісності та ін.

е) порівняльна оцінка розглянутих варіантів проводиться за показниками якості об'єкта, наприклад, надійності, економічним, естетичним, ергономічним.

Співставлення варіантів може проводитися також за показниками технологічності (орієнтовною питомою трудомісткістю виготовлення, орієнтовною питомою матеріаломісткістю та ін.), стандартизації та уніфікації.

При цьому слід враховувати конструктивні і експлуатаційні особливості розроблюваного та існуючих об'єктів, тенденції і перспективи розвитку вітчизняної і зарубіжної техніки в даній області, питання метрологічного забезпечення розробляється виробу (можливості вибору методів і засобів вимірювання);

ж) вибір оптимального варіанта (варіантів) об'єкта і обґрунтування вибору; прийняття принципових рішень; підтвердження або уточнення вимог, що висуваються до об'єкту (технічних характеристик, показників якості та ін.), установлених технічним завданням і технічною пропозицією, і визначення техніко-економічних характеристик і показників, нестворених технічним завданням і технічною пропозицією;

з) складання переліку робіт, які слід провести на наступній стадії розробки, на додаток або уточнення робіт, передбачених технічним завданням і технічною пропозицією.

Технічне (робоче) проектування продовжує і завершує детальне опрацювання, уточнюються техніко-економічні показники проекту. Оформляються пояснювальна записка, конструкторські креслення, принципи і монтажні схеми, таблиці, специфікації і ін. Технічний проект стверджує замовник.

Визначення параметрів обладнання у процесі проектування

Визначення параметрів необхідного обладнання електроустановок системи електропостачання (СЕП) (окремих елементів електроустановок СЕП, конструктивних вузлів, всієї установки тощо) означає виконання процесів «Вибір», «Розрахунки», «Оцінка», причому розрахунки та оцінка можуть бути об'єднані в один процес.

Процес визначення параметрів передбачає узгодження величин навантаження, що зустрічаються в електроустановках СЕП, з допустимими розмірами електротехнічного обладнання. Оскільки навантаження, що зустрічаються, залежать від параметрів обладнання (наприклад, повного опору), цей процес є ітераційним процесом, тобто при дотриманні необхідного збігу між зустрічаються і допустимими навантаженнями окремого обладнання цей процес повторюється до тих пір, поки операція «Оцінка» не дасть позитивного рішення.

Вибір обладнання.

Процес вибору електротехнічного обладнання означає:

дотримання необхідних розпоряджень (стандартів, керуючих вказівок та ін.) згідно з висунутими постановкою завдання вимогами (з охорони праці, вибухонебезпечності тощо);

вибір обладнання, необхідного для забезпечення електроустановок СЕП відповідно до проекту.

Параметри обраного обладнання є основою для розрахунків, що проводяться.

Розрахунки.

Виконання розрахунків означає:
вибір потрібних методів розрахунку;
вибір прийнятих методів розрахунку необхідних параметрів процесу та його значень;
розрахунки величин навантаження, що зустрічаються, з урахуванням обраного обладнання.

Оцінка означає:

зіставлення:

– величин навантажень, що впливають із функції та структури електроустановок СЕП як результат процесу проектування та впливають на устаткування;
– обчислених параметрів, за якими конструктором і виробником було представлено електрообладнання (наприклад, номінальні параметри для нормального та аварійного режимів);

рішення про те, що окремі значення груп навантажень (у нормальному та аварійному режимі) відповідають обчисленим величинам.

В іншому випадку для вибору необхідного обладнання проводиться нова обробка процесу визначення навантажень.

Визначення розрахункового навантаження

Вибір методу розрахунку електричних навантажень проводиться залежно від належності проєктованого об'єкта до тієї чи іншої галузі (промислове підприємство, мікрорайон міста, сільськогосподарський район, сільський населений пункт).

Теми кваліфікаційних робіт бакалаврів

Теми КРБ визначаються відповідно до діючої ОП, наукового напрямку діяльності та тематики науково-дослідних робіт кафедри ЕЕМ, виробничих потреб установ, підприємств, організацій і затверджуються рішенням кафедри. У випадку виконання КРБ загального спрямування до теми роботи може включатись спеціальне питання, яке підкреслює її направленість.

Приклади тем КРБ за освітніми програмами кафедри ЕЕМ:

1. «Проект електропостачання споживачів Зміївського району Харківської області з впровадженням мікропроцесорного релейного захисту».
2. «Реконструкція розподільних електричних мереж 10 кВ з урахуванням питань енергозбереження».
3. «Реконструкція системи електропостачання споживачів з розробкою питання плавлення ожеледе-паморозевих відкладень на проводах ПЛ 10 кВ».
4. «Впровадження системи енергетичного менеджменту в Великобурлуцькому РРЕМ Харківської області».
5. «Енергетичний аудит молочнотоварої ферми з впровадженням системи енергетичного менеджменту».
6. «Проект автоматизованої системи контролю та обліку електроспоживання комплексу з відкорму ВРХ».

Основна частина КР повинна включати:

– розробку вимог до характеристик об'єкта дослідження;
– вибір і обґрунтування оптимальності технічних рішень або теоретичних та експериментальних методів досліджень поставлених задач;

- вибір та обґрунтування можливих варіантів технічної реалізації та методів розрахунків параметрів елементів (електричних схем, механічних елементів на міцність та ін.);
- експериментальні дослідження (за необхідністю), розробку методики досліджень, опис експериментального обладнання, аналіз результатів експерименту;
- техніко-економічне обґрунтування дослідження (за необхідністю);
- методичну частину проекту (за необхідністю);
- пропозиції та заходи щодо забезпечення охорони праці, техніки безпеки, екології та охорони довкілля (за необхідністю);
- загальні висновки щодо відповідності отриманих результатів завданню на КР та висунутим вимогам, можливість впровадження або застосування результатів.

В основній частині подаються розділи загальної і спеціальної частин розрахунково-пояснювальної записки, які визначаються специфічною направленістю теми роботи, особливостями освітньої програми здобувача, завданням на КР.

КРБ може мати таку структуру розділів:

- характеристика об'єкта проектування;
- розрахунки для обґрунтування проектних рішень, оціночних висновків;
- порівняльний аналіз варіантів інженерних рішень;
- питання вузької спрямованості для поглибленого розгляду;
- рекомендації з використання новітнього обладнання та технологій;
- сучасні методики, передові інженерні рішення;
- питання охорони праці та безпека в надзвичайних ситуаціях (*розділ є обов'язковим*);
- техніко-економічне обґрунтування прийнятих інженерних рішень.

У відповідності зі специфікою направленості навчального процесу для спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» необхідно дотримуватися таких вимог до тем та наповнення розділів КРБ.

1. Направленість тематики КРБ повинна бути обрана з перелічених варіантів:

- проектування системи електропостачання об'єкту;
- реконструкція системи електропостачання об'єкту.

2. Об'єктами КРБ можуть бути:

- система енергозабезпечення підприємства;
- район електричних мереж;
- підприємство електричних мереж;
- автономна енергосистема;
- трансформаторні підстанції;
- електростанція;
- системотворчі лінії електропередачі;
- відновлювальні джерела енергії.

3. Обсяг розробки схеми електропостачання повинен включати:

- 1) визначення категорії об'єкта проектування та окремих груп споживачів по відношенню до надійності електропостачання.
- 2) виконання розрахунку навантаження, обґрунтування кількості, потужності і місця встановлення трансформаторних підстанцій.
- 3) розробка схеми електричних мереж вищої та нижчої напруг, виконання розрахунку живлячих та розподільних ліній електропередачі.
- 4) розрахунок струмів короткого замикання.

- 5) вибір обладнання однієї із трансформаторних підстанцій (за вказівкою керівника) та перевірка його за умовами термічної і динамічної стійкості.
- 6) розробка індивідуального завдання.
- 7) розрахунок захисту електричної мережі від ненормальних режимів роботи та від атмосферних перенапруг.
- 8) розрахунок заземлюючого пристрою підстанції 10/0,4кВ.
- 9) визначення техніко-економічних показників.

4. У якості індивідуального завдання передбачається розробка студентом окремого розділу КРБ на одну за таких тем (за вказівкою керівника):

- 1) питання забезпечення якості електричної енергії;
- 2) складання балансу та компенсація реактивної потужності;
- 3) питання підвищення надійності електричних мереж і систем;
- 4) розробка електропередачі нових типів;
- 5) питання контролю та керування електроспоживанням;
- 6) оптимізація розвитку мереж;
- 7) оптимізація режимів роботи мереж;
- 8) питання зниження впливу вищих гармонік на споживачів;
- 9) підвищення пропускної здатності електричних мереж;
- 10) протиаварійна автоматика;
- 11) цифровий релейний захист;
- 12) телемеханіка та зв'язок;
- 13) вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми;
- 14) розрахунки параметрів і характеристик режимів роботи мереж;
- 15) розробка заходів щодо оперативного регулювання частоти, реактивної потужності та напруги;
- 16) питання стійкості електроенергетичних систем;
- 17) питання підвищення енергоефективності та надійності електроенергетичного, обладнання або систем електропостачання;
- 18) впровадження новітнього обладнання та обладнання нового типу при реконструюванні існуючих електричних мереж, станцій та підстанцій з метою підвищення їх надійності, ефективності експлуатації та продовження ресурсу;
- 19) моделювання об'єктів та процесів у електроенергетичних системах;
- 20) впровадження нових методів та засобів діагностики технічного стану обладнання електричних мереж;
- 21) пошук місць пошкоджень повітряних та кабельних ліній електропередавання;
- 22) питання експлуатації енергетичного обладнання електричних мереж;
- 23) проектування систем електропостачання на основі відновлювальних джерел енергії.

ЛЕКЦІЯ № 2. ПРИНЦИПИ РОЗМІЩЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ З ВИЗНАЧЕННЯМ ЦЕНТРУ НАВАНТАЖЕННЯ. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН З ПЕРЕВІРКОЮ ЗА ДОПУСТИМИМИ ВТРАТАМИ НАПРУГИ.

1. Принципи розміщення трансформаторів з визначенням центру навантаження.
2. Розрахунок необхідної кількості підстанцій на території підприємства та вибору місця їх розташування
3. Розрахунок навантаження ліній.
4. Вибір і обґрунтування перерізів проводів ПЛ 10 кВ
5. Визначення перерізу проводів в мережах 0,38 кВ
6. Перевірка проводів на допустиму втрату напруги

ЛІТЕРАТУРА

1. Єрмолаєв С. О. Проектування систем електропостачання в АПК: навчальний посібник / С. О. Єрмолаєв, В. Ф. Яковлєв, В. О. Мунтян, В. В. Козирський, І. П. Радько, Ю. М. Куценко - Мелітополь: Люкс, 2009, - 570 с.
2. Гоголюк П.Ф. Проектування електропостачальних систем промислових підприємств: Навчально–методичний посібник із дисципліни „Проектування електропостачальних систем“, курсового й дипломного проектування для студентів спеціальності 7.090603і 8.090603 „Електротехнічні системи електроспоживання”/ Укл.: П. Ф. Гоголюк, Т. М. Гречин – Львів: Видавництво Національного університету „Львів-ська політехніка”, 2010. – 44 с.
3. Гончар М. І., Попадченко С. А., Котляр О. А. Електропостачання сільського господарства. I частина: Навчальний посібник. /За ред.. проф. Свергуна Ю. Ф. – Х.: Видавництво «Лідер», 2013. – 244 с.
4. Кабышев А. В. Молниезащита электроустановок систем электро-снабжения: учебное пособие/А. В. Кабышев. –Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
5. Коваленко О. І. Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с
4. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011- 448 с.
5. Попадченко С. А. Методичний посібник до виконання комплексного курсового тестового завдання з дисципліни «Основи електропостачання» – Х.: ХНТУСГ імені Петра Василенка, 2017. – 64 с.
6. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. Притака, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.

1. Принципи розміщення трансформаторів з визначенням центру навантаження. Ділянку для будівництва ТП вибираємо на рівній місцевості поблизу автомобільної дороги в центрі навантаження. Установка підстанції забезпечує зручні та прості підходи та

відходи повітряних ліній всіх напруг з мінімальною кількістю перехрещень, зручні під'їзди транспортних засобів для обслуговування.

Якщо задані споживачі I та II категорій, то для них необхідно забезпечити резервне живлення на випадок аварійної ситуації і відобразити це на кресленні. Розмістити споживачів на плані згідно розмірів (додаток Б 1[5]).

На плані наносять осі координат x та y (в одиницях виміру)(за прикладами додатків Б 2 та Б 3).

Координати центра ваги навантаження визначають за формулою:

$$x_{цм} = \frac{\sum_1^n P_i x_i}{\sum_1^n P_i} ; \tag{2.1}$$

$$y_{цм} = \frac{\sum_1^n P_i y_i}{\sum_1^n P_i} ; \tag{2.2}$$

де x_i ; y_i – координати (в одиницях виміру) на плані відносно центрів навантаження окремих споживачів, які попали в коло, описане радіусом, та які можуть одержувати електроенергію від цієї підстанції;

P_i – активна складова навантаження споживача, (береться з таблиці заданого навантаження табл. 1.1) денного або вечірнього максимуму, прийнятого за розрахункову.

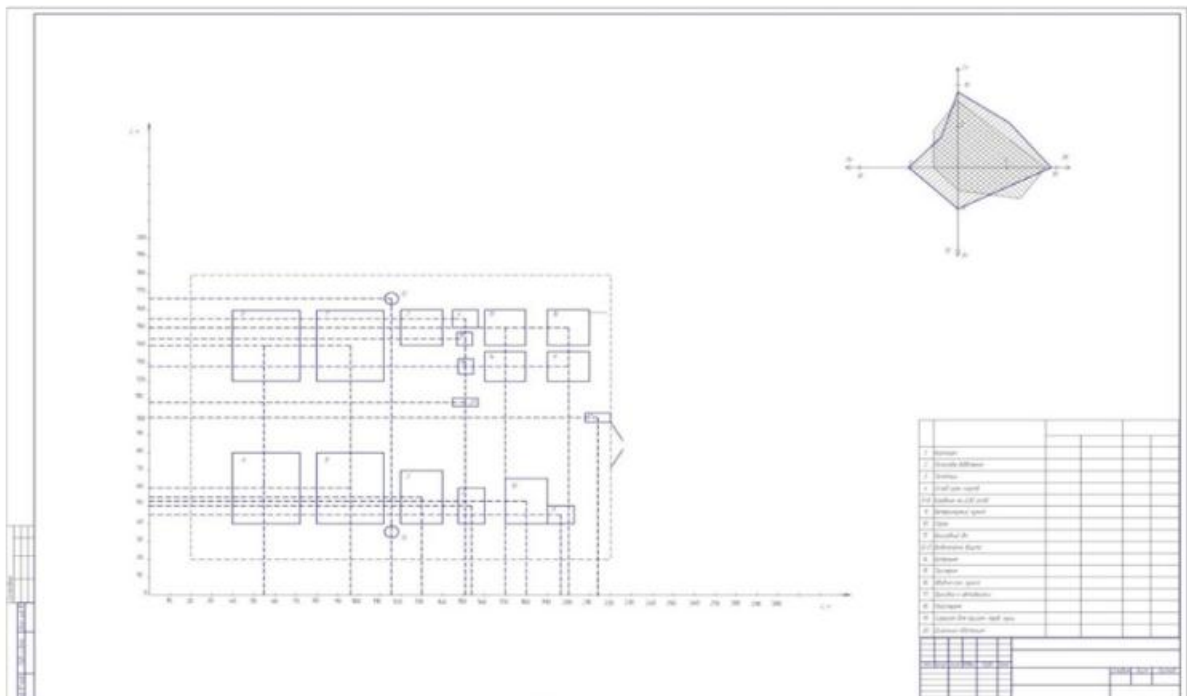


Рисунок 2. 1 – Схема визначення центру навантаження для установки трансформаторів.

Знаходимо координати центра ваги навантаження для ферми:

$$x_{цр} = \frac{75 \cdot 30 + 105 \cdot 45 + 127,5 \cdot 30 + 125 \cdot 4 + 145 \cdot 30 + 165 \cdot 7 + 170 \cdot 30 + 185 \cdot 20 + 195 \cdot 3 + 215 \cdot 30 + 65 \cdot 15 + 210 \cdot 6 + 90 \cdot 30 + 120 \cdot 30 + 155 \cdot 20 + 185 \cdot 20}{30 + 45 + 30 + 4 + 30 + 7 + 30 + 20 + 8 + 30 + 15 + 6 + 30 + 30 + 20 + 20} = 135,1;$$

$$y_{цр} = \frac{135 \cdot 30 + 145 \cdot 45 + 122,5 \cdot 30 + 140 \cdot 4 + 135 \cdot 30 + 150 \cdot 7 + 130 \cdot 30 + 150 \cdot 20 + 130 \cdot 3 + 140 \cdot 30 + 95 \cdot 15 + 95 \cdot 6 + 65 \cdot 30 + 65 \cdot 30 + 65 \cdot 20 + 65 \cdot 20}{30 + 45 + 30 + 4 + 30 + 7 + 30 + 20 + 3 + 30 + 15 + 6 + 30 + 30 + 20 + 20} = 112,4.$$

Знаходимо координати центру ваги навантаження для житлового району:

$$x_{цр} = \frac{(60 \cdot 2,2) \cdot 2 + (80 \cdot 2,2) \cdot 2 + (100 \cdot 2,2) \cdot 2 + 125 \cdot 2,2 + (175 \cdot 2,2) \cdot 2 + (195 \cdot 2,2) \cdot 2 + (215 \cdot 2,2) \cdot 2 + (130 \cdot 2,2) \cdot 3 + (155 \cdot 2,2) \cdot 3 + 155 \cdot 6 + 125 \cdot 20}{2,2 \cdot 2 + 2,2 \cdot 2 + 2,2 \cdot 2 + 2,2 + 2,2 \cdot 2 + 2,2 \cdot 2 + 2,2 \cdot 2 + 2,2 \cdot 3 + 2,2 \cdot 3 + 6 + 20} = 136,4 ;$$

$$y_{цр} = \frac{(155 \cdot 2,2) \cdot 8 + (130 \cdot 2,2) \cdot 6 + (100 \cdot 2,2) \cdot 2 + (80 \cdot 2,2) + (60 \cdot 2,2) \cdot 2 + (125 \cdot 20) + (130 \cdot 6) + (125 \cdot 20) + (130 \cdot 6)}{2,2 \cdot 8 + 2,2 \cdot 6 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 6 + 20} = 125,4.$$

2. Розрахунок необхідної кількості підстанцій на території підприємства та вибору місця їх розташування

Кількість ТП 10/0,4 кВ для створення схеми електропостачання споживачів сільськогосподарського підприємства визначаємо за формулою:

$$N_{пт} = \frac{F}{\pi R_{\Delta U}^2}, \text{ шт.}, \quad (2.3)$$

де F – площа підприємства, яке підлягає електрифікації, км² ;

$$N_{пт} = \frac{2,9}{3,14 \cdot 0,938^2} = 1,05 \approx 1 \text{ шт.},$$

3. Розрахунок навантаження ліній.

Розрахунок починається з креслення розрахункових схем лінії електропередач. На схемі вказується навантаження споживачів (табл. 1. 1), денного і вечірнього максимумів.

$$\begin{array}{l} P_d | Q_d \\ P_s | Q_s \end{array}$$

Позначення на схемі

Схема ліній електропередачі для розрахунку навантаження зображена на рисунку 2.2:

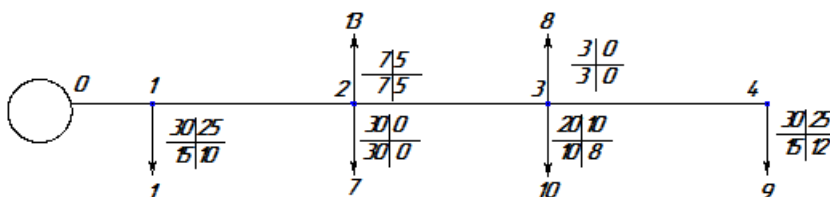


Рисунок 2.2- Розрахункова схеми ПЛЗ

Підсумовування навантаження ведеться з кінця лінії, рухаючись до початку першої ділянки (0-1).

Денне і вечірнє навантаження групи однорідних споживачів сумарної потужності (житлові будинки) на ділянках ПЛ 0,38 кВ визначають за формулами:

$$P_d = \kappa_o \cdot \sum P_{di}; \quad (2.4)$$

$$P_e = \kappa_o \cdot \sum P_{ei}, \quad (2.5)$$

де P_{id} , P_{ie} – потужності відповідно денних і вечірніх однорідних споживачів,

κ_o – коефіцієнт одночасності [5, таблиця 3.5. або додаток Д],

для 3 споживачів $\kappa_o = 0,64$, для 5 - $\kappa_o = 0,53$, для 10 - $\kappa_o = 0,42$.

Якщо навантаження споживачів в групі відрізняються за значенням більш ніж в чотири рази, їх підсумовують, користуючись таблицями підсумку навантаження [5, таблиця 3.6.].

Підсумовування ведеться окремо для вечірнього і денного максимумів за формулами:

$$\text{- активне} \quad P_{\text{дiл.в.д.}} = P_{\text{бiл.в.д.}} + \Delta P_M, \text{ кВт}; \quad (2.6)$$

$$\text{- реактивне} \quad Q_{\text{дiл.в.д.}} = Q_{\text{бiл.в.д.}} + \Delta Q_M, \text{ кВАр}; \quad (2.7)$$

$$\text{- повне} \quad S_{\text{дiл.в.д.}} = \sqrt{P_{\text{дiл.в.д.}}^2 + Q_{\text{дiл.в.д.}}^2}, \text{ кВА}, \quad (2.8)$$

де $P_{\text{бiл.в.д.}}$, $Q_{\text{бiл.в.д.}}$ – більше розрахункове активне і реактивне навантаження денного або вечірнього максимуму;

ΔP_M , ΔQ_M – приріст до більшого навантаження від меншого навантаження [5, таблиця 3.6. або додаток Д 1].

Наприклад, визначаємо активні та реактивні потужності на ділянках:

Активне навантаження денне:

$$P_{\text{д.3-4}} = 30 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{д.2-3}} = 30 + 0,6 \cdot 3 + 0,625 \cdot 20 = 44,3 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{д.1-2}} = 44,3 + 0,6 \cdot 7 + 0,635 \cdot 30 = 67,55 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{д.0-1}} = 67,55 + 0,635 \cdot 30 = 86,6 \text{ кВт}.$$

- реактивне навантаження денне:

$$Q_{\text{д.3-4}} = 25 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\text{д.2-3}} = 25 + 0,6 \cdot 10 = 31 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\text{д.1-2}} = 31 + 0,6 \cdot 5 = 34 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\text{д.0-1}} = 34 + 0,632 \cdot 25 = 49,8 \text{ кВАр}.$$

- повне навантаження:

$$S_{\text{д.0-1}} = \sqrt{86,6^2 + 49,8^2} = 99,9 \text{ кВА}.$$

Таким же чином проводиться розрахунок і для вечірнього максимуму.

Всі розрахункові навантаження на ділянках заносяться до таблиці 2.1, форма якої наводиться.

Таблиця 2.1 - Відомості про навантаження на ділянках ліній 0,4 кВ

№ з/п	№ розрахункової ділянки	Розрахункове навантаження					
		Денне			Вечірнє		
		P_{∂} , кВт	Q_{∂} , кВАр	S_{∂} , кВА	P_{∂} , кВт	Q_{∂} , кВА	S_{∂} , кВА
1.	3- 4	30	25	39,05			

Підсумкове навантаження на ділянках ліній 0,38 кВ можна виконати і за допомогою коефіцієнта підсумку [5] таблиця 3.1 або за додатком Д 2 за формулою:

$$P_{\partial il} = P_{\partial \text{ ден. б}} + K_n \cdot P_{\text{ менше } \text{ >}} \quad (29)$$

де K_n – коефіцієнт підсумку

Н а п р и к л а д для попередньо розглянутого прикладу:

$$P_{\partial il} = 20 + 0,63 \cdot 10 = 26,3 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\partial il. \partial} = 15 + \Delta 8 = 15 + 0,622 \cdot 8 = 19,976 \text{ кВАр;}$$

$$S_{\partial il. \partial} = \sqrt{26,3^2 + 19,976^2} = 33 \text{ кВА.}$$

Доцільніше підсумкове навантаження записати на кожній ділянці лінії у вигляді, що відповідає загальній формі запису $P + jQ$.

Н а п р и к л а д, $26,3 + j20$. В такому варіанті таблицю 3. 4 можна не створювати, а дані записати на кожній ділянці лінії розрахункової схеми денного і вечірнього навантаження.

Розрахувавши навантаження першої від шин ТП ділянки і порівнявши розрахункове навантаження денного і вечірнього максимумів приймаємо для подальших розрахунків більшу величину навантаження.

За навантаженням ділянки (0-1) визначається середній для усієї лінії коефіцієнт потужності:

$$\cos \varphi_{0-1} = \frac{P_{0-1}}{S_{0-1}}; \quad \sin \varphi_{0-1} = \frac{P_{0-1}}{S_{0-1}}. \quad (2.10)$$

Загальне навантаження ділянки мережі та її потужність визначаємо за допомогою [1, стор. 39, 5, Д. 1], або з використанням коефіцієнта підсумовування за формулою [5, Д. 2]:

$$P_{\partial il} = P_{\partial il} + K_n P_m; \quad (2.11)$$

$$Q_{\partial il} = Q_{\partial il} + K_n P_m \quad (2.12)$$

де $P_{\partial il}$, $Q_{\partial il}$ – активне та реактивне навантаження ділянок;

$P_{\partial il}$, $Q_{\partial il}$, P_m , Q_m – більше та менше активне і реактивне навантаження, які підсумовуються;

K_n – коефіцієнт підсумовування меншого навантаження до більшого, [5, додаток Д 2].

4. Вибір і обґрунтування перерізів проводів ПЛ 10 кВ

Згідно з ПУЕ [4] вимоги до вибору перерізу проводів елементів лінії напругою 10 кВ такі:

- мінімальні допустимі перерізи сталелегуючих проводів на ПЛ 10кВ за умовами механічної міцності повинні бути: в районах з нормативною товщиною стінки ожеледі до 10 мм – 35 мм², 15 мм – 50 мм²; алюмінієвих проводів – 70 мм²;
- переріз сталелегуючих проводів на магістральній частині ПЛ 10 кВ приймається не менше 70 мм²;
- кількість перерізів проводів на одну лінію рекомендується приймати не більше трьох;
- на ПЛ 10 кВ, як правило, необхідно приймати залізобетонні опори зі стійками з розрахунковим моментом вигину 35 кНм.

Будова ПЛ 10 кВ передбачає приєднання до магістральної частини значної кількості відгалужень.

Розрахункове навантаження магістральної частини для перевірки вибраного, згідно рекомендацій [5], постійного перерізу проводу визначається методом знаходження еквівалентної (приведеної) потужності, за формулами:

$$P_{ек} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot l_i}{\sum_{i=1}^n l_i}}, \text{кВт}; \quad (2.13)$$

$$Q_{ек} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot l_i}{\sum_{i=1}^n l_i}}, \text{кВАр}. \quad (2.14)$$

Повне еквівалентне навантаження магістральної частини лінії з відгалуженнями визначається за формулою:

$$S_{ек} = \sqrt{P_{ек}^2 + Q_{ек}^2}, \text{кВА}. \quad (2.15)$$

Якщо еквівалентне навантаження знаходиться в межах економічних інтервалів [2, таблиця 3.6], то переріз залишають.

5. Визначення перерізу проводів в мережах 0,38 кВ

Вибрані перерізи проводів перевіряють за основними критеріями:

- механічною міцністю;
- допустимим відхиленням напруги;
- надійністю спрацювання струмового релейного захисту;
- допустимим струмом навантаження по нагріванню для нормального та аварійного режимів,
- коливанням напруги при пуску асинхронних двигунів з коротко замкнутим ротором.

Для повітряних ліній 0,38 кВ використовується *методика вибору перерізу проводів за допустимою втратою напруги*.

Переріз проводів трифазних ліній вибираємо за формулою:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_{i\partial} \cdot L_{i\partial}}{10 \cdot \Delta U_a \% \cdot U_n^2 \cdot \gamma}, \text{мм}^2, \quad (2.16)$$

де $P_{i\partial}$ - активне навантаження i -тої ділянки, кВт;

$L_{i\partial}$ - довжина i -тої ділянки, км;

ΔU_a - активна складова допустимої втрати напруги, %;

U_n - номінальна лінійна напруга, 0,38 кВ;

γ - питома провідність алюмінієвого проводу, $0,032 \frac{\text{км}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$.

Для виробничого навантаження враховуємо реактивну складову напруги. Реактивну складову втрат напруги до віддаленого споживача лінії визначаємо за формулою:

$$\Delta U_p \% = x_0 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot L_i}{10 \cdot U_n^2}, \%$$
(2.17)

де x_0 - індуктивний питомий опір, 0,325 Ом/км;

Q_i - реактивне навантаження і-тої ділянки, кВАр;

L_i - довжина і-тої ділянки, км;

U_n - лінійна напруга, 0,38 кВ.

Активна складова втрати напруги визначається за формулою:

$$\Delta U_a \% = \Delta U_o \% - \Delta U_p \%,$$
(2.18)

де $\Delta U_p \%$ - реактивна складова втрати напруги;

$\Delta U_n \%$ - допустима втрата напруги в лінії електропередачі.

При проведенні розрахунків поперечного перерізу для комунально-побутових споживачів значення ΔU_a приймаємо рівним ΔU_o .

П р и к л а д.

Лінія №3

$$\Delta U_a = 9 - 0,325 \cdot \frac{25 \cdot 0,03 + 31 \cdot 0,025 + 34 \cdot 0,025 + 49,8 \cdot 0,005}{10 \cdot 0,38^2} = 8,28\%;$$

$$F = \frac{30 \cdot 0,03 + 44,3 \cdot 0,025 + 67,55 \cdot 0,025 + 86,6 \cdot 0,005}{10 \cdot 8,28 \cdot 0,38^2 \cdot 0,032} = 10,8 \text{ мм}^2$$

Провід вибирається попередньо за допустимою втратою і механічною міцністю з урахуванням стінки ожеледі.

Після розрахунків втрат напруги і виконанні умови за допустимою втратою напруги переріз проводу приймається остаточно.

Наприклад, за стінки ожеледі 5 мм мінімально допустимий переріз проводу – 25 мм², за 10 мм - мінімально допустимий переріз проводу 35 мм², тому приймаємо провід марки А-35.

Якщо переріз проводу буде більше максимально допустимого 50 мм² (в крайньому випадку 70 мм²) необхідно буде:

- зменшити навантаження, тобто розподілити його між іншими лініями мережі;
- замінити повітряну лінію на кабельну;
- зменшити довжину лінії;
- встановити лінійні регулятори (застосувати поперечну або поздовжню компенсацію, вольтододатковий трансформатор).

При виконанні мережі кабельними лініями, їх вибирають за допустимим струмом нагрівання, приклад в [3].

Переріз проводів і кабелів напругою до 1000 В за умовою нагріву визначають в залежності від розрахункового значення допустимого тривалого навантаження при нормальних умовах прокладки, визначена як більша величина із двох співвідношень:

- за умовою нагріву максимальним розрахунковим струмом:

$$I_{доп} \geq I_{р. макс.}$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустимий струм кабелю або провода в нормальному режимі, його значення для різних типів провідників [2, табл. В.2];

$I_{p.\text{max}}$ - максимальний робочий розрахунковий струм лінії,

$$I_{p.\text{max}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

- за умовою відповідності вибраному апарату максимального струмового захисту:

$$I_{\text{доп}} \geq k_{\text{зах}} \cdot I_{\text{зах}},$$

де $I_{\text{зах}}$ - струм уставки спрацювання захисного апарату;

$k_{\text{зах}}$ - кратність тривалого допустимого струму для провода або кабелю по відношенню до струму спрацювання захисного апарату.

6. Перевірка проводів на допустиму втрату напруги

Після вибору по [2, 5, додатки] стандартного перерізу проводів, необхідно визначити втрати напруги до кінцевих контрольних вузлів (0-5, 0-7, 0-10 і 0-11) і порівняти з допустимою втратою напруги:

$$\Delta U_{0-K} \% \leq \Delta U_{\text{доп}} \%$$

де $\Delta U_{\text{доп}} \%$ - допустимі втрати напруги, приймаються згідно завдання;

$\Delta U_{0-K} \%$ - втрати напруги в ПЛ 10 кВ які розраховуються за формулою:

$$\Delta U_{0-K} \% = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i)}{10 \cdot U^2}, \%$$
 (2.19)

де R_i - активний опір лінії який розраховується за формулою:

$$R_i = r_0 \cdot l_i, \text{ Ом}$$
 (2.20)

X_i - реактивний опір лінії який розраховується за формулою:

$$X_i = x_0 \cdot l_i, \text{ Ом}$$
 (2.21)

де r_0, x_0 - відповідно питомий активний і індуктивний опори ліній електропередавання [2, додаток Б];

l - довжина i - тої ділянки лінії, км.

Якщо умова по втраті напруги не виконується, тобто розрахункова втрата напруги більша за допустиму $\Delta U_{0-K} \% > \Delta U_{\text{доп}} \%$, то приймають рішення щодо зменшення втрати напруги:

- шляхом компенсації реактивної складової втрати напруги за рахунок поздовжньої ємнісної компенсації [див.2, задачу 2.2];
- збільшують переріз проводу на магістралі або відгалуженнях;
- за рахунок встановлення в лінії вольтододаткового трансформатора;
- за рахунок установки силового трансформатора типу ТМН і автоматичного регулювання напруги на шинах 10 кВ РТП (див. лабораторну роботу 1.2.1)[2].

**ЛЕКЦІЯ № 3. ВИЗНАЧЕННЯ ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ
СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА ВИБОРУ
КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПО-
ТУЖНОСТІ.**

1. Загальні положення вибору числа та потужності силових трансформаторів
2. Два підходи до вибору номінальної потужності ТП
3. Умова вибору потужності однострансформаторних підстанцій (ОПС)
4. Визначення номінальної потужності за відсутності та при наявності резервування по мережах НН
5. Складові умови вибору трансформаторів
6. Заходи щодо компенсації реактивної потужності

ЛІТЕРАТУРА

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Гончар М. І. Методичні вказівки до виконання курсового проекту "Розробка системи електропостачання споживачів АПК сільськогосподарського адміністративного району". Харків. ХНТУСГ, 2005. – 114с.
3. Лежнюк П. Д., Кулик В.В., Кравцов К.І. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Навчальний посібник. / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 89 с.
4. Наумов И.В., Лещинская Т.Б., Бондаренко С.И. Проектирование систем электро-снабжения: межвузовское учебное пособие для самостоятельной работы студентов/ Под общей редакцией И.В. Наумова. – Иркутск: Изд-во ИрГСХА, 2011.- 327 С.
5. Попадченко С. А. Компенсація реактивної потужності (вибір конденсаторних установок, кількості конденсаторів) [Текст]: навч.- метод. посібн. для студентів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної (або заоч.) форми навч. електро-техн. спец. С. А. Попадченко [та ін.] ; Харків. нац. техн. ун-т сіл. госп-ва ім. П. Василенка.– Харків: ХНТУСГ, 2020.– 144 с.
6. Попадченко С. А. Методичні вказівки до виконання комплексного курсового тестового завдання з дисципліни «Основи електропостачання» – Х.: ХНТУСГ імені Петра Василенка, 2017. – 64 с.
7. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства. – К.: Вища школа. 1983. – 343с.

Згідно з існуючим положенням, кількість джерел живлення для сільських населених пунктів приймається залежно від потужності споживачів, що підключаються, а також відстані між джерелом живлення та споживачами. В цілому, якщо радіус охоплення споживачів із центру живлення не перевищує 500 м, достатньо одного джерела живлення. При цьому кількість трансформаторів визначається рівнем безперебійності живлення споживачів, залежно від їх категорії надійності. Залежно від масштабності населеного пункту, а також потужності споживачів, що підключаються, необхідно розподілити споживачів за подібними режимно-характерними особливостям, об'єднавши їх у відповідні групи.

Таким чином, комунально-побутові споживачі, громадсько-адміністративні приміщення слід об'єднувати в одні групи, а виробничі споживачі, які мають відмінний від комунальних споживачів характер роботи – інші.

Якщо дипломний або курсовий проект виконується для конкретного населеного пункту, де споживачі вже мають місце розташування і немає можливості об'єднати споживачів за відповідними групами, допускається спільне об'єднання комунально-побутових та виробничих споживачів, що утворюють змішане навантаження. У цьому випадку необхідно передбачити окреме приєднання різних за характером роботи споживачів до різних шин трансформаторної підстанції.

Розрахункове навантаження на трансформаторну підстанцію визначається за методикою підсумовування навантаження за методом економічних інтервалів.

Оскільки реактивна потужність, що передається комунально-побутовим споживачам по мережах низької напруги несуттєва, розрахункове навантаження на ТП визначають без урахування компенсації реактивної потужності, але з урахуванням приблизних втрат трансформаторах та ЛЕП за виразами (3.7).

У тих трансформаторних підстанціях, які здійснюють живлення виробничого та змішаного навантаження споживачів, щодо розрахункового навантаження має враховуватися, крім втрат, також компенсація реактивної потужності.

У цьому випадку розрахункове навантаження таких ТП визначати-меться за виразами (3.8), у якому в даному випадку економічно обґрунтований коефіцієнт реактивної потужності навантаження слід приймати: $tg\varphi_{ек} = 0,35$ для мереж напругою 0,38 кВ.

Номинальна потужність трансформатора визначається залежно від рівня надійності електропостачання підключених до шин ТП споживачів.

Крім того, потужність силових трансформаторів у нормальних умовах повинна забезпечувати живлення всіх приймачів електричної енергії.

Вибір потужності здійснюють за розрахунковим навантаженням.

Залежно від способу завдання розрахункового навантаження є *два підходи до вибору номінальної потужності ТП*:

– за відомими характерними добовими графіками навантажень;

– за розрахунковими максимумами навантажень для тих самих режимів.

Відповідно до рекомендацій з проектування електропостачання об'єктів агропромислового комплексу, потужність трансформаторів на підстанціях визначають за економічними інтервалами навантаження.

Для однострансформаторних підстанцій (ОПС) достатньою умовою вибору потужності служить вираз:

$$S_{e.н} \leq S_p \leq S_{e.в} \quad (3.1)$$

де $S_{e.н}$ та $S_{e.в}$ – відповідно нижня та верхня межі інтервалів навантаження для трансформатора прийнятої номінальної потужності, кВА;

S_p - розрахункове навантаження підстанції, кВА.

Потужність трансформатора в нормальному режимі при їх рівномірному завантаженні для підстанцій 35/6/10 і 6/35/0,4 кВ вибирають, виходячи з вимог:

$$S_{e.н} \leq 0,5 \cdot S_p \leq S_{e.в} \quad (3.2)$$

У післяаварійному режимі потужність трансформатора, що відповідає цій умові, перевіряють з урахуванням можливих варіантів резервування споживачів по мережах нижчої напруги (НН).

За відсутності резервування(трансформатор, до якого приєднуються споживачі III категорії):

$$S_{ном} = \frac{S_p}{k_{пер}}, \quad (3.3)$$

де $k_{пер}$ - коефіцієнт допустимих післяаварійних перевантажень.

При наявності резервування по мережах НН номінальну потужність визначають для двох випадків:

1) при відключенні одного з трансформаторів на проектованій ПС:

$$S_{ном} = \frac{S_p - S_{рез.1}}{k_{пер}}, \quad (3.4)$$

де $S_{рез.1}$ - навантаження проекрованої ПС, автоматично резервується по мережах НН;

2) при відключенні сусідньої ПС, що має зв'язок із проектованою по мережах НН:

$$S_{ном} = \frac{S_p + S_{рез.2}}{2 \cdot k_{пер}}, \quad (3.5)$$

де $S_{рез.2}$ - найбільше додаткове навантаження, що автоматично резервується трансформаторами проекрованої ПС при зникненні напруги на сусідній.

Вибір трансформаторів включає в себе визначення числа, типу і номінальної потужності трансформаторів структурної схеми проекрованої електроустановки.

Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори, і тільки в разі неможливості виготовлення заводами трансформаторів необхідної потужності або при наявності транспортних обмежень допускається застосування груп з двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів.

Встановлення резервного однофазного трансформатора передбачають при встановленні великої кількості (дев'ять і більше) однофазних одиниць і при виконанні зв'язку між РП вищої і середньої напруг за допомогою однієї автотрансформаторної групи.

Заміна пошкодженого трансформатора фази резервним здійснюється шляхом їх переключення, без спорудження стаціонарної ошиновки.

Для того, щоб правильно вибрати потужність силового трансформатора для комплектної одно-, або двотрансформаторної підстанції 6...10/0,4 кВ необхідно здійснити визначення активного і реактивного навантаження шляхом підсумовування методом коефіцієнта одночасності для однорідних споживачів або методом підсумовування навантаження з урахуванням приросту навантаження методом надбавок за формулами:

- активне $P_{дл.в.д.} = P_{бл.в.д.} + \Delta P_m, \text{ кВт}; \quad (3.6)$

- реактивне $Q_{дл.в.д.} = Q_{бл.в.д.} + \Delta Q_m, \text{ кВАр}; \quad (3.7)$

- повне $S_{дл.в.д.} = \sqrt{P_{дл.в.д.}^2 + Q_{дл.в.д.}^2}, \text{ кВА}, \quad (3.8)$

де $P_{біл.в.д.}$, $Q_{біл.в.д.}$ – більше розрахункове активне і реактивне, навантаження денного або вечірнього максимуму.

ΔP_m , ΔQ_m – приріст до більшого навантаження від меншого навантаження [1, 6, табл. Д1].

Підсумовування ведеться окремо для вечірнього і денного максимумів з кінця лінії, рухаючись до початку першої ділянки (0-1).

Підсумкове навантаження на ділянках ліній можна виконати і за допомогою коефіцієнта підсумку [6, табл. Д.2] за формулами:

$$P_{\text{діл}} = P_{\text{ден. більше}} + k_n \cdot P_{\text{менше}}, \quad (3.9)$$

$$Q_{\text{діл}} = Q_{\text{ден. більше}} + k_n \cdot Q_{\text{менше}}, \quad (3.10)$$

де k_n - коефіцієнт приросту навантаження від меншого.

Повна розрахункова потужність трансформаторної підстанції (денна або вечірня) $S_{p.д.ТП}$ та $S_{p.в.ТП}$, кВА, визначається через відповідний коефіцієнт потужності (табл. 14) за виразами:

$$S_{p.д.ТП} = \frac{P_{p.д.ТП}}{\cos \varphi_{\delta}}, \quad S_{p.в.ТП} = \frac{P_{p.в.ТП}}{\cos \varphi_{\delta}}. \quad (3.11)$$

За розрахункову $S_{розр.ТП}$, кВА, приймається більша повна розрахункова потужність трансформатора – денна або вечірня ($S_{розр.ден.ТП}$ або $S_{розр.вечірня.ТП}$).

Вибір номінальної потужності силових трансформаторів $S_{н.тр}$, кВА, одно- та двотрансформаторних підстанцій виконується за економічними інтервалами навантажень з умови їхньої роботи в нормальному режимі:

$$S_{\text{екон.мін}} \leq \frac{S_{p.ТП}}{n} \leq S_{\text{екон.макс}}, \quad (3.12)$$

де $S_{p.ТП}$ – повна розрахункова потужність підстанції 10/0,4 кВ, кВА;

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

$S_{\text{екон.мін}}$, $S_{\text{екон.макс}}$ – мінімальна і максимальна межа економічного інтервалу навантаження трансформатора прийнятої номінальної потужності [7 с.136; 8 с.309] (табл. 3.1), кВА.

Таблиця 3.1 – Економічні інтервали навантаження силових трансформаторів ТП 10/0,4 кВ

Вид навантаження	Номінальна потужність трансформатора, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
Виробниче	до 45	46-85	86-125	126-160	161-320	321-355	356-620	621-630
Комунально-побутове	до 45	46-75	76-120	121-150	151-315	316-345	346-630	631-840
Змішане	до 50	51-85	86-115	116-150	151-295	296-330	331-565	556-755

Для забезпечення нормального режиму експлуатації підстанції вибрані номінальні потужності трансформаторів перевіряють за умовою:

$$\frac{S_{p.ТП}}{n \cdot S_{н.тпр}} \leq k_c, \quad (3.13)$$

де $S_{p.ТП}$ – розрахункова потужність трансформаторної підстанції, кВА;

$S_{н.тпр}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

k_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора.

$$k_c = k_{c.m} - \alpha(t_n - t_{н.м.}), \quad (3.14)$$

$k_{c.m}$ – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження, при табличній середньодобовій температурі повітря $t_{н.м.}$ [9] (табл. 3.2);

Таблиця 3.2 – Коефіцієнт допустимих систематичних навантажень трансформаторів 10/0,4 кВ.

Вид навантаження	$S_{н.тпр}$, кВА	$t_{н.ж.}$, °C	$k_{c.m}$	$\square\square 10-2$, 1/□C
Виробниче	до 63	-10	1,65	0,92
	100 і більше		1,59	
Комунальне	до 63	-10	1,68	0,90
	100 і більше		1,65	
Житлові будинки	до 63	-10	1,70	0,98
	100 і більше		1,68	
Змішане	до 63	-10	1,58	1,0
	100 і більше		1,77	

α – розрахунковий температурний градієнт [9] (табл. 3.2), $1/^\circ\text{C}$;

t_n – середньодобова температура повітря, 0C;

$t_{н.м.}$ – таблична середньодобова температура повітря [9] (табл.3. 2), $^\circ\text{C}$.

$$\frac{S_{p.ТП}}{n \cdot S_{н.тпр}} \leq k_c$$

Якщо умова не виконується, необхідно вибрати до встановлення на підстанції 10/0,4 кВ трансформатор більшої потужності.

Річне споживання електричної енергії на шинах підстанції приблизно можна визначити за значенням розрахункового активного навантаження та за часом використання максимального навантаження:

$$W_{р\acute{и}чне} = P_{р.макс} \cdot T, \quad (3.15)$$

де $P_{р.макс}$ – максимальне активне розрахункове навантаження ТП, кВт;

T – час використання максимального навантаження [2, 9], год.

Таблиця 3. 3 - Коефіцієнти потужності сільськогосподарських споживачів та трансформаторних пунктів напруги

Споживачі, трансформаторні підстанції	Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ і коефіцієнт реактивної потужності $\operatorname{tg} \varphi$ в максимум навантаження			
	денний		вечірній	
Тваринницькі та птахівницькі приміщення	0,75	0,88	0,85	0,62
Те ж, з електрообігрівом	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, зерносховища	0,70	1,02	0,75	0,88
Установки зрошення і дренажу ґрунту	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники і теплиці на електрообігрівання	0,92	0,43	0,96	0,29
Майстерні, тракторні стани, гаражі	0,70	1,02	0,75	0,88
Млини, олійниці	0,80	0,75	0,85	0,62
Цехи з переробки с / г продукції	0,75	0,88	0,80	0,75
Громадські установи 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

Заходи щодо компенсації реактивної потужності

У сільській місцевості на споживаючих трансформаторних підстанціях з переважно виробничим навантаженням значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi$ в денний максимум становить 0,73–0,79, а з комунально-побутовим навантаженням (до 80 %) мають коефіцієнт потужності в денний максимум 0,89–0,97, ввечері – 0,94–0,98.

На тваринницьких фермах значення коефіцієнта потужності становить: вдень – 0,65–0,8, ввечері – 0,75–0,85.

Сільські розподільні мережі мають велику протяжність і дуже розгалужені. Тому для них, як правило, економічно вигідна повна компенсація реактивної потужності.

Проектування електроустановок із компенсації реактивної потужності ведуть згідно з ПУЕ і «Інструкцією з системного розрахунку компенсації реактивної потужності електричних мереж» [6].

Під час проектування електроустановки, слід вибрати варіанти з мінімальним споживанням реактивної потужності. Для цього на стадії проектування електрифікації сільськогосподарських підприємств впроваджують заходи щодо зниження споживання реактивної потужності.

До таких заходів відносяться:

- правильний вибір електродвигунів і трансформаторів за потужністю і типом;
- вдосконалення технології виробництва з метою підвищення завантаження електродвигунів (не менш як 70 % їхньої номінальної потужності) і повного використання обладнання;
- використання синхронних електродвигунів для нерегульованих електроприводів із постійним режимом роботи там, де це можливо;
- обмеження холостих режимів роботи електродвигунів і електрозварювальних установок;
- раціоналізація графіків роботи трансформаторних підстанцій і перетворювачів.

Впровадження цих та інших заходів веде лише до зниження споживання реактивної потужності.

Джерелами реактивної потужності є повітряні і кабельні лінії електричних мереж, генератори електростанцій, синхронні двигуни і компенсатори,

Батареї конденсаторів поперечного вмикання, вентильні установки з спеціальним регулюванням тощо.

Проектування установок компенсації реактивної потужності (КРП) агропромислових підприємств здійснюється окремо для електричних мереж загального призначення та електричних мереж зі специфічними нелінійними, різко змінними і несиметричними навантаженнями.

Основними вихідними даними для вибору засобів КРП є розрахункові електричні навантаження підприємства, у тому числі на межі балансового розмежування з енергосистемою, та економічні значення реактивної потужності та енергії, що задаються енергопостачальною організацією.

При виборі засобів КРМ для електричних мереж загального призначення як установки КРМ приймаються *батареї низьковольтних та високовольтних конденсаторів* напругою від 0,38-0,66 до 6-10 кВ, а також *синхронні двигуни* (СД) напругою 6-10 кВ.

Вибір засобів КРМ і потужності компенсуючих пристроїв здійснюється в один-два етапи:

- 1) при споживанні реактивної енергії з енергосистеми в межах економічного значення
- 2) споживанні реактивної енергії з енергосистеми, що перевищує економічне значення.

На першому етапі визначається потужність **батареї конденсаторів (БК)**, що встановлюються в мережі напругою до 1 кВ за критерієм вибору мінімального числа цехових ТП, і визначається економічно доцільна реактивна потужність синхронних двигунів напругою 6-10 кВ.

У разі, якщо генерована БК напругою до 1 кВ і СД напругою 6-10 кВ реактивна потужність забезпечує споживання реактивної енергії із енергосистеми в межах економічного значення, вибір засобів компенсації реактивної потужності вважається завершеним.

Якщо умови першого етапу не виконані, тоді переходять до другого етапу розрахунку.

На другому етапі розрахунку обґрунтовується заповнення недостатньої реактивної потужності з наступних джерел:

- додаткового встановлення батареї конденсаторів напругою до 1 кВ;
- використання реактивної потужності (ємнісного характеру) ЦД з номінальною потужністю понад 2500 кВт і більш повному використанні реактивної потужності (ємнісного характеру) ЦД потужністю до 2500 кВт і з частотою обертання до 1000 хв-і коли потужність цієї групи синхронних двигунів не використовується повністю при споживанні реактивної енергії з енергосистеми, в режимі, що не перевищує економічного значення;
- встановленням у вузлах навантаження батареї конденсаторів напругою 6-10 кВ.

Параметри джерел КРП зіставляються між собою і з реактивною потужністю з енергосистеми, яка перевищує економічне значення. Для підприємств, що працюють у 1-3 зміни, може виявитися доцільним отримання недостатньої реактивної енергії з енергосистеми, що перевищує економічне значення. Для підприємств з безперервним режимом роботи іноді доцільною є установка БК напругою 6-10 кВ.

Компенсація реактивної потужності у мережі напругою до 1 кВ

Аналіз співвідношень економічних витрат у різних підсистемах СЕП показує, що основна частка капітальних вкладень посідає силові трансформатори. Отже, використовуючи досить прості моделі проектування з невеликим числом факторів, що впливають, можна отримати прийнятне рішення задачі проектування ЦТП - визначити номінальну потужність і число цехових трансформаторів N .

Компенсуючи реактивне навантаження в мережі напругою до 1 кВ, можна досягти зниження сумарної встановленої потужності ЦТП.

Це, у свою чергу, призведе до зниження сумарних економічних витрат та втрат електроенергії у СЕП.

За відсутності достовірних витрат – вартісних показників факторів $Z_{крп}$, що впливають, для практичних розрахунків допускається визначати потужність батареї конденсаторів за наступною методикою [20].

1. Визначити потужність БК за умовою вибору оптимальної кількості цехових трансформаторів

$$Q_1 = Q_{max} = \sqrt{(N \cdot K_z \cdot S_{ном})^2 - P_{max}^2}, \quad (3.16)$$

де Q_1 - сумарна потужність БК для цієї групи ЦТП, кВАр;

Q_{max} - максимальна розрахункова реактивна потужність вузла навантаження (технологічного переділу чи цеху), квар;

N - число цехових трансформаторів групи;

$S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора ЦТП, кВА;

P_{max} - максимальна розрахункова активна потужність групи – вузла навантаження, кВт.

Максимальне розрахункове реактивне навантаження за відсутності графіка електричних навантажень визначають за формулою:

$$Q_{max} = L_{max} \cdot Q_p, \text{ кВАр}, \quad (3.17)$$

де L_{max} - коефіцієнт максимуму реактивних навантажень. При рівномірному тризмінному навантаженні електроприймачів $L_{max} = 1 - 1,2$.

Максимальне розрахункове активне навантаження за відсутності графіка електричних навантажень визначають за формулою:

$$P_{max} = K_{max} \cdot P_p, \text{кВт} \quad (3.18)$$

де K_{max} - коефіцієнт максимуму активних навантажень.

При рівномірному тризмінному навантаженні електроприймачів $K_{max} = 1 - 1,2$.

Якщо $Q_1 < 0$, то для подальших розрахунків приймається $Q_1 = 0$.

2. Визначити потужність БК з метою оптимального зниження втрат

$$Q_2 = Q_{max} - Q_1 - K_p \cdot N \cdot S_{ном}, \quad (3.19)$$

де K_p - розрахунковий коефіцієнт, що залежить від кількості робочих змін та схеми живлення ЦТП.

Якщо $Q_2 < 0$, то для подальших розрахунків приймається $Q_2 = 0$.

3. Потрібне значення коефіцієнта K_p визначається за такими умовами

1) якщо число ЦТП $N < 3$, то:

$$K_p = 4,5 \cdot K_1 / (100 + C \cdot L \cdot S_{ном} \cdot F), \quad (3.20)$$

де K_1 - питомий коефіцієнт втрат, приймається [23].

C - коефіцієнт, що залежить від напруги живлення та схеми електропостачання, становить для радіальних схем 6 і 10 кВ відповідно 8 і 2,7, для магістральних - 15 і 5 ;

L - довжина лінії до першого трансформатора, км;

F - переріз проводки, мм² ;

2) якщо число ЦТП $N \geq 3$ і проектується магістральна схема живлення, то $K_p = K_1 / 30$ (3.21)

3. Визначити загальну розрахункову потужність БК на заключному етапі:

$$Q_{БК} = Q_1 + Q_2. \quad (3.22)$$

Компенсація реактивної потужності у мережі напругою понад 1 кВ.

Оптимальні потужності компенсуючих пристроїв (КП), що встановлюються в мережах енергосистем та агропромислових підприємств, мають бути взаємопов'язані та затверджені у договорах на постачання електроенергії.

Максимальне сумарне реактивне навантаження підприємства, що приймається для визначення потужності КП, визначається таким чином:

$$Q_{max1} = K_n \cdot Q_{max}, \text{кВАр} \quad (3.22)$$

де K_n - коефіцієнт, що враховує розбіжність за часом максимальних активного навантаження енергосистеми та реактивної потужності агропромислового підприємства.

Значення коефіцієнта для всіх об'єднаних енергосистем приймаються залежно від галузі агропромисловості, $K_n = 0,85$.

ЛЕКЦІЯ № 4. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ, ЇЇ ПОКАЗНИКИ(РЕЗЕРВУВАННЯ, АВР, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ВІД К. З.

ТА ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ, ПЕРЕВІРКА ВИБРАНОВОГО ОБЛАДНАННЯ ЗА УМОВАМИ ДИНАМІЧНОЇ ТА ТЕРМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ).

1. Мета аналізу тривалих режимів проекрованої мережі
2. Основні етапи розрахунку та аналізу режимів
3. Основні напрямками підвищення надійності проектованих систем електропостачання (СЕП).
4. Функціональні ознаки САУ ТП
5. Категорії режимів, за якими розділяють пристрої автоматики.
6. Проектування автоматичного включення резерву (АВР)
7. Проектування автоматичного повторного включення (АПВ)
8. Вибір та перевірка високовольтної комутаційної апаратури при проектуванні.

ЛІТЕРАТУРА

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Гончар М. І., Попадченко С. А., Котляр О. А. Електропостачання сільського господарства. І частина: Навчальний посібник. /За ред.. проф. Свергуна Ю. Ф. – Х.: Видавництво «Лідер», 2013. – 244 с.
3. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК: навчальний посібник/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлев, В.О. Мунтян, В.В. Козирський, І. П. Радько, Ю.М. Куценко – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.
4. Кабышев А. В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие/А. В. Кабышев. –Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
5. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011- 448 с.
6. Попадченко С. А. Методичний посібник до виконання комплексного курсового тестового завдання з дисципліни «Основи електропостачання» – Х.: ХНТУСГ імені Петра Василенка, 2017. – 64 с.
7. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. Притака, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.

Метою аналізу тривалих режимів проекрованої мережі є визначення необхідних засобів підтримки нормативної якості електроенергії в тривалих режимах.

При цьому під забезпеченням нормативної якості електроенергії розуміється дотримання допустимих, обумовлених ДСТУ EN 50160:2014 або зазначених у договорах, рівнів напруги у вузлах мережі.

Розрахунки нормальних і післяаварійних режимів розподільчої електричної мережі, що встановилися, виконуються з метою виявлення рівнів напруг в мережі і на шинах споживачів, аналізу їх допустимості та вибору при необхідності засобів регулювання напруги з метою введення режимів у допустиму область за рівнями напруг. Як тривалі нормальні режими зазвичай розглядаються максимальний і мінімальний режими, як післяаварійні — найважливіші ремонтні режими роботи мережі, що проектується.

Розрахунки режимів, що встановилися, слід виконувати з використанням сучасних програмних комплексів.

Основними етапами розрахунку та аналізу режимів є наступні:

- складання схем заміщення та розрахунки їх параметрів для найбільш економічних варіантів мережі;
- розрахунки нормальних і післяаварійних режимів, що встановилися;
- аналіз рівнів напруг у вузлах мережі та вибір засобів регулювання напруг у вузлах мережі на шинах споживачів;
- результати розрахунків нормальних і післяаварійних режимів наносяться на схему мережі із зазначенням всіх параметрів режимів (векторів напруг вузлів мережі, потоків потужностей на початку і кінці кожної ділянки мережі, втрат потужності на кожній ділянці мережі та генерації ліній електропередачі).

Відповідно до завдання проектування діапазони допустимих відхилень напруг від необхідних напруг U на шинах нижчої напруги підстанцій за ДСТУ EN 50160:2014 становлять $\pm 10\%$ у нормальних і $\pm 10\%$ у післяаварійних режимах.

При розрахунках режимів необхідно забезпечувати номінальні напруги на шинах генераторів. Відхилення напруги на шинах генераторів може виникнути при порушенні діапазонів видачі генераторами реактивної потужності, обумовлених обмеженнями струмів статора і ротора.

Для забезпечення номінальної напруги на шинах генераторів можна використовувати централізоване регулювання напруги у мережі за допомогою автотрансформатора або, при необхідності, зміною напруги в базисному вузлі при дотриманні діапазонів регулювання, зазначених у завданні проектування. Крім того, можна застосувати зміну коефіцієнта трансформації на генераторних трансформаторах, що підвищують, забезпечених пристроями без збудження (ПБЗ).

При цьому слід враховувати, що потрібно змінювати коефіцієнти трансформації одночасно на всіх трансформаторах і при розрахунках абсолютно всіх режимів, що встановилися, оскільки пристрій ПБЗ не дозволяє виконувати регулювання коефіцієнтів трансформації в добовому діапазоні без відключення навантаження.

Перевірку якості електроенергії на шинах споживачів переважно починати з аналізу параметрів тривалих режимів, що встановилися, найбільш економічного варіанту.

Якщо в найбільш економічному варіанті вдається забезпечити допустимі рівні напруги на шинах споживачів без встановлення додаткових засобів регулювання напруги, то тривалі режими наступного по економічності варіанта можна не розраховувати. І тут найбільш економічний варіант є раціональним.

Якщо не вдається забезпечити допустимі рівні напруги на шинах споживачів без встановлення додаткових засобів регулювання напруги, то їх слід вибрати і повторно виконати техніко-економічне зіставлення двох найбільш економічних варіантів. Для цього потрібно попередньо оцінити якість електроенергії другого за економічністю варіанта і, отже, виконати для нього розрахунки та аналіз тривалих режимів, що встановилися.

Основними напрямками підвищення надійності проєктованих систем електропостачання (СЕР) є:

1. Використання перевантажувальної здатності проєктованого електроустаткування. Для забезпечення надійного живлення електроприймачів при проєктуванні та експлуатації систем цехового електропостачання необхідно враховувати режими короткочасних перевантажень електрообладнання на період від кількох годин до кількох діб. Ці режими мають місце внаслідок пошкодження або відключення електроустаткування (ліній, трансформаторів, секцій шин та ін.) і повинні передбачатися на стадіях проєктування, тоді в умовах експлуатації надійність живлення буде значно підвищена. Необхідність перевантаження

електрообладнання виникає не тільки в післяаварійних ситуаціях, а й для забезпечення можливого збільшення електричного навантаження підприємства і зокрема окремих цехів. В середньому для повітряних ліній допускають навантаження на 30–35%; для силових трансформаторів перевантаження може становити 30-40% і більше, залежно від її тривалості.

2. Застосування раціонального резервування у цехових мережах за рахунок використання різних незалежних джерел живлення за допомогою перемичок, подвійних "наскрізних" магістралей. У цехах з безперервним процесом виробництва застосовують магістральні схеми із взаємним резервуванням живлення окремих магістралей, коли можна вивести в ремонт один із трансформаторів, використовуючи перевантажувальну здатність інших, або забезпечити живлення кількох магістралей від одного трансформатора. Резервування можна здійснити також за рахунок окремої або паралельної роботи ліній та трансформаторів.

3. Застосування нового, сучасного та модернізація діючого електрообладнання, а також його раціональне компонування на підстанціях, у цехах, відділеннях та підприємстві в цілому. Правильний технічно та економічно обґрунтований вибір електрообладнання та схем електропостачання здійснюється при реконструкції СЕП.

4. Використання радіальних схем живлення порівняно з магістральні мають більш високу надійність, але вартість їх вище вартості магістральних схем. Радіальні схеми застосовують для потужних електроприймачів (компресорів, насосів), а також у тих випадках, коли середовище приміщень не дозволяє прокласти шинопроводи у вибухонебезпечних, пожежонебезпечних та з хімічно активним середовищем приміщеннях.

5. Проектування СЕП з автоматикою та телемеханікою дозволяє підвищити як надійність, так і безпеку систем електропостачання, уникнути помилкових дій оперативного персоналу. Для систем електропостачання, що живлять електроприймачі, критичні на час дії пристроїв автоматичного включення резерву (АВР), можна рекомендувати швидкодіючі АВР, що забезпечують стійкість синхронного навантаження.

6. Проектування можливості самозапуску електродвигунів відповідальних механізмів підвищує стійкість та надійність електропостачання цих ЕП при короткочасних зниженнях або зникненні напруги на джерелі живлення. Самозапуск цих електродвигунів необхідний забезпечення стійкості технологічних процесів безперервних виробництв при аварійних ситуаціях у системі електропостачання, викликаних к. з., відключенням вимикача в колі живлення вузла навантаження та ін. Двигуни, що беруть участь у самозапуску, при короткочасних перервах живлення від мережі не відключаються.

У режимі самозапуску залишкова напруга на шинах, від яких живляться електродвигуни, має бути такою, щоб обертовий момент електродвигунів був більшим за статичний момент опору механізмів. Тому в режимі самозапуску залишають працювати лише двигуни відповідальних механізмів.

Електродвигуни, самозапуск яких неприпустимий за технікою безпеки, відключаються захистом мінімальної напруги.

7. Підвищення надійності функціонування захисту та автоматики здійснюється за рахунок проектування: простих схем (зниження насичення мереж автоматичною комутаційною апаратурою, оскільки самі апарати можуть стати джерелом аварій), резервних захистів, мікропроцесорних пристроїв та систем.

Досвід експлуатації мікропроцесорних пристроїв різного призначення показує такі переваги перед традиційними пристроями: значно менші трудовитрати на техобслуговування;

найкращі показники надійності; найкращі параметри спрацьовування вимірювальних органів захисту та автоматики; менше споживання по ланцюгах постійного та змінного оперативного струму; - підвищена надійність функціонування; менші трудовитрати на налагодження та техобслуговування за рахунок високої апаратної надійності та автоматичного контролю та діагностики; менші габарити та ін.

Висока надійність мікропроцесорних пристроїв та систем захисту та автоматики забезпечується на підставі: резервування апаратних засобів, функцій захисту та програмного забезпечення; застосування відмовостійких структур; безперервної діагностики апаратних засобів та програмного забезпечення; зберігання інформації, констант та програм в енергонезалежній пам'яті; аналізу роботи захисту та автоматики, можливого завдяки отриманню даних про місце к. з., характер пошкодження та параметри аварійного режиму.

8. Підвищення статичної та динамічної стійкості в СЕП шляхом: використання у проектах швидкодіючих пристроїв захисту та автоматики; застосування засобів підвищення якості електроенергії (раціональним пофазним розподілом однофазних навантажень, застосуванням симетруючих пристроїв, збільшення кількості фаз випрямлення, роздільного живлення приймачів електроенергії з нелінійною та лінійною вольт-амперною характеристикою від різних секцій шин підстанцій; застосування фільтрів вищих гармонік); використання, де можливо, замість асинхронних двигунів – синхронних.

9. Застосування спеціального захисту КРП 6-10 кВ. Досвід експлуатації КРУ показує, що практично будь-яке двофазне к. з. усередині шафи переростає у трифазне і навіть може призвести до пошкодження сусідніх шаф. Вирішенням проблеми попередження вибухів та пожежі шаф КРП є оснащення їх швидкодіючими дуговими захистами на мікроелектронній та мікропроцесорній елементній базі.

10. Доцільне компонування електроустановок, їх розміщення в цехах підприємств, обґрунтоване прокладання провідників. Так, для забезпечення надійної роботи електроустановок необхідно виконувати прокладання провідників таким чином, щоб пошкодження в колах одного агрегату не викликало зупинки інших, що працюють незалежно. Тому в одній трубі або коробі, одному замкнутому каналі будівельної конструкції або одному лотку забороняється прокладати кола різних технологічних агрегатів, не пов'язаних одним технологічним процесом. З цих міркувань забороняється спільна прокладка кіл, що взаєморезервуються, кіл аварійного і робочого освітлення.

Кабелі в неметалевій оболонці можна застосовувати в приміщеннях всіх видів і зовнішніх установках у металевих гнучких рукавах, сталевих трубах (за винятком сирих та особливо сирих приміщень) та в неметалевих трубах і коробах, у замкнутих каналах будівельних конструкцій.

11. Облік технологічної специфіки роботи електроустановок. Наприклад, робота основного технологічного обладнання великих насосних і компресорних станцій забезпечується електроприводом з установками примусової вентиляції, маслопостачання, охолодження та ін. Взаємодія та надійність кожного елемента цих систем визначає загальний рівень надійності проектного об'єкта.

Функціональні ознаки САУ ТП

Автоматичні системи, що розробляються, за функціональними ознаками можна розділити на:

- системи автоматичного контролю;
- системи сигналізації, автоматичного захисту та блокування;
- системи автоматичного регулювання.

Системи автоматичного контролю забезпечують отримання інформації про стан об'єкта та режим його роботи.

Контролю підлягають величини, необхідні реалізації пуску, налагодження і ведення технологічного процесу. Такі системи та пристрої є розімкненими з одностороннім напрямом впливів від керованого об'єкта до контрольно-вимірювальних приладів. Вибір контрольованих параметрів вибирається так, щоб при мінімальному числі вони давали найбільш повне уявлення про контрольований процес.

Автоматичні пристрої та схеми сигналізації призначені для автоматичного оповіщення обслуговуючого персоналу про настання деяких подій в об'єкті поданням світлових та звукових сигналів.

Розрізняють контрольну сигналізацію (КС), що інформує про стан об'єкта та положення робочого органу в даний момент і технологічну сигналізацію, що оповіщає оператора про відхилення параметрів процесу та виникнення передаварійного та аварійного режимів.

Пристрої та схеми автоматичного захисту служать для запобігання аваріям на виробництві та реагують на порушення нормального режиму роботи установки відключенням керуючого впливу.

Пристрої та схеми автоматичного блокування запобігають неправильній послідовності включень-вимкнень машин та апаратів. Ці пристрої набувають великого значення при розробці комплексної автоматизації об'єктів та при створенні автоматизованих потокових ліній.

Системи програмного управління здійснюють автоматичне управління технологічними процесами за заздалегідь заданою програмою, що є функцією часу. Їх застосовують для управління об'єктами періодичної дії або при автоматизації добре вивчених процесів, де впливи, що обурюють, можуть бути враховані і компенсовані.

Системи автоматичного регулювання (САР) забезпечують підтримання постійного значення параметрів процесу (стабілізуючі), або зміна їх за заздалегідь заданим чи невідомим законом (програмні, відстежуючі, адаптивні системи). У САР інформація про стан параметрів за допомогою датчиків надходить у керуючий пристрій і потім виконавчі органи, через які автоматична система впливає на об'єкт, змінюючи керовані параметри в необхідному напрямку.

При проектуванні САР керовані (регульовані) величини зазвичай відомі. Однак, часто, необхідно проводити дослідження статичних та динамічних характеристик об'єкта, що дозволяє вибрати канали, якими регулюючі впливи вносяться найбільш ефективно.

У випадку проектування САР включає такі етапи:

- вивчення об'єкта автоматизації та визначення раціональних показників його роботи (стану параметрів, характеристики збурень, регулюючі дії та ін.);
- вибір принципу регулювання (за результатами аналізу властивостей об'єкта управління, збурень, вимог до точності);
- визначення математичних моделей основних незмінних елементів САР (об'єкта управління, чутливого елемента, що регулює орган);
- вибір та розрахунок регулятора;
- оцінка якості регулювання при вибраних параметрах налаштування регулятора;
- рекомендації щодо технічної реалізації регулятора (для регуляторів, що не випускаються серійно).

В енергетичних системах і зокрема в сільських мережах 6...35 кВ застосовуються пристрої автоматики, які 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 отримують інформацію і здійснюють дію, яка управляє, в межах одного об'єкту, на якому вони встановлені.

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.

Вимоги до виконання АВР.

Пристрої АВР повинні забезпечити можливість його дії при зникненні напруги на шинах елемента живлення. Для забезпечення дії АВР при знеструмленні елемента 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.

Автоматичне включення резерву на підстанції

На підстанціях розподільних систем 6...35 кВ в більшості випадків застосовується окрема робота трансформаторів з одностороннім живленням споживачів.

Окрема робота трансформаторів знижує величину струмів к. з., але одночасно збільшує вірогідність порушення електропостачання споживачів. Усунення недоліку схем окремого 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.

Розрахунок параметрів спрацьовування АВР

Мінімальні реле напруги або реле часу пускового органу АВР вибирається з умови його спрацьовування:

$$U_{c.p.} = (0,25 \dots 0,4) U_{н} \quad (4.1)$$

Пусковий орган не повинен спрацьовувати при зниженні напруги, яка викликана струмами короткого замикання, з умови:

$$U_{c.p.} = \frac{U_{зст.к.з.}}{k_{зст.} \cdot k_{т.н.}}, \quad (4.2)$$

де $U_{зст.к.з.}$ - залишкова напруга на шинах секції при к. з., В;

$k_{зст.}$ - коефіцієнт запасу, $k_{зст.} = 1,2 \dots 1,3$;

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

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

$$U_{c.p.} = \frac{U_{роб.мін}}{k_{зст.} \cdot k_{нов.} \cdot k_{т.н.}}, \quad (4.3)$$

де $k_{зст.}$ - коефіцієнт запасу, $k_{зст.} = 1,1 \dots 1,2$;

$k_{нов.}$ - коефіцієнт повернення, $k_{нов.} = 0,8$.

Час спрацьовування пускового органу мінімальної напруги пристрою АВР ($t_{c.p.}$) вибирається за наступними умовами:

– відстроювання від часу спрацьовування захисту, в зоні дії якого пошкодження можуть викликати зниження напруги нижче прийнятого за умовою:

$$t_{c.p. АВР} \geq t_1 + \Delta t \quad (4.4)$$

$$t_{c.p. АВР} \geq t_2 + \Delta t \quad (4.5)$$

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

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

Δt - ступінь селективності, приймається рівною 0,6 с при використанні реле часу з шкалою до 9 с і рівній 1,5...2 с зі шкалою до 20 с. Для мікропроцесорних захистів ступінь селективності приймається 0,2...0,5 с.

– за умовою узгодження дії пристрою АВР з іншими пристроями автоматики вузла:

$$t_{c.p.ABP1} \geq (t_{c.z.} + t_{1АПВ})_{ПЛ1} + t_{зам.} \quad (4.6)$$

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

$$t_{c.p.ABP1} \geq (t_{c.z.} + t_{1АПВ} + t'_{c.z.} + t_{2АПВ})_{ПЛ1} + t_{зам.} \quad (4.7)$$

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

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

$t_{1АПВ}$, $t_{2АПВ}$ - уставка за часом першого і другого циклів АПВ лінії ПЛ1 і ПЛ2, с;

$t_{зам.}$ - 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:

$$t_{c.p.ABP2} \geq t_{c.p.ABP1} + t_{зам.} \quad (4.8)$$

де $t_{зам.}$ - час, який залежить від типів вимикачів і реле часу в схемах АВР1 і АВР2, с.

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;

Функції АВР:

- 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.

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 живлен-

- 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.

Розрахунок параметрів спрацьовування АВР мережі

Напруга спрацьовування мінімальних реле напруги вибирається за умовою 4.1. 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 (4.1...4.8), а також додаткова умова очікування спрацьовування пристроїв автоматики ділення мінімальної напруги, що діють перед спрацьовуванням АВР:

$$t_{c.p.ABP2} \geq t_{c.p.AДН} + \Delta t, \quad (4.9)$$

де $t_{c.p.AДН}$ - час спрацьовування реле часу автоматики ділення мінімальної напруги. Приймається $t_{c.p.AДН} = 0,6$ с при використанні реле часу з шкалою до 9 с; $t_{c.p.AДН} = 1,5 \dots 2$ с - зі шкалою до 20 с.

З умов (4.1...4.9) 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.

У разі живлення споживачів від двох незалежних джерел, коли шини низької напруги секціоновані, перемикач з однієї секції шин на іншу здійснюється за допомогою секційного вимикача, оснащеного пристроєм АВР.

Усі електроспоживачі живляться від одного робочого вводу. На резервному вводі від сусідньої підстанції встановлюється пристрій АВР.

Схема АВР не повинна працювати до вимкнення вимикача робочого джерела для запобігання включення робочого вводу на коротке замикання.

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 ліквідує 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.

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.

Розрахунок параметрів спрацьовування пристроїв АПВ

Визначення часу спрацьовування пристрою АПВ одноразової дії виконується за умовами:

$$t_{АПВ1} = t_{з.н.} + t_{зсп.}, \quad (4.10)$$

де $t_{з.н.}$ - час готовності приводу, с;

$t_{зсп.}$ - час запасу спрацьовування пристрою захисту; $t_{зсп.} = 0,3 \dots 0,4$ с.

$$t_{АПВ1} = t_{\phi.} + t_{зсп.}, \quad (4.11)$$

де t_{δ} - час деіонізації середовища в місці к. з., с.

З умови (4.10) і (6.11) вибирається більше значення. Досвід експлуатації показує, що найбільш раціональним часом спрацьовування є $t_{АПВ1} = 2 \dots 3$ с.

Пристрій АПВ не повинен спрацьовувати на короткі замикання, які не усунулися. Час спрацьовування при цьому вибирається з умови:

$$t_{АПВ2} \geq t_{АПВ1} + t_{в.в.} + t_{р.з.макс} + t_{від.в.} + t_{зст.} \quad (4.12)$$

де $t_{в.в.}$; $t_{від.в.}$ - час вмикання і вимкнення вимикача, с;

$t_{р.з.макс}$ - максимальний час спрацьовування релейного захисту, с;

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

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

Вибір високовольтної комутаційної апаратури при проектуванні.

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.

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.

Загальні критерії вибору та перевірки апаратів

1. За напругою

$$U_{ан} \geq U_{н}$$

(за винятком трансформатора U , запобіжника, розрядників, для яких $U_a = U_{нмер}$). До всіх напруг без винятку, до лінійної і фазної ізоляції.

Примітка: електричні апарати промисловість випускає на довгостроковий допустимий режим роботи $U_{адоп} = (1,1 \dots 1,15)U_H$, для кабелів $U_{адоп.каб} = 1,1 \cdot U_H$.

Примітка: $U_{ізол} > U_{пробноу}$ (напрузі випробування), $t_{випр} < t_{проб}$.

2. За струмом

$$I_a \geq I_{р\max}, \quad \text{при} \quad t_{роб} \leq 0,5 \text{ год.}$$

$$I_{р\max} = \frac{\pi}{2} \sqrt{cd^3 \gamma (Q_{\delta}^0 - Q_{нс}^0)}$$

де c - коефіцієнт тепловіддачі з поверхні струмопроводу, $Вт/м^2 \cdot ^\circ C$;

d - діаметр струмопроводу, м;

γ - питома провідність, $м/Ом \cdot мм^2$;

$Q_{\delta}^0, Q_{нс}^0$ - температури струмопроводу допустима і навколишнього середовища;

$Q_{тнс}^0$ - температура навколишня таблична.

Якщо температура навколишнього середовища $Q_{тнс}^0$ і температура допустима Q_{δ}^0 не співпадають з табличною, то вносяться поправки:

$$I_a \geq I_{p\max} \sqrt{\frac{Q_d^0 - Q_{mc}^0}{Q_d^0 - Q_{mnc}^0}}$$

3. Перевірка на термічну стійкість при протіканні аварійних струмів

$$[I_{к.з.\max}]^2 \cdot t_{станд} \geq [I_{роз}^{(3)}]^2 \cdot t_{п.з.}, \kappa A^2 \cdot c,$$

$$\text{або } I_{к.з.} \cdot t_{станд} > I_{к.з.п.\max}^{(3)} \cdot \kappa A c$$

1, 3, 5, 10 с – t металоємність буде більше, чим більше час.

4. Перевірка на електродинамічну стійкість

$$i_{\max ап} \geq i_y^{(3)} \text{ (розрах. величина)}, \kappa A$$

$$i_y = \kappa_y \sqrt{2} I_{\max}^{(3)}, \kappa A$$

Для шин, ізоляторів і інших подібних елементів

$$F_{\max} \geq \pm 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \text{ Н},$$

де a – відстань, м;

l – довжина прогону.

Примітка: для сільських електричних мереж можна рекомендувати i_y за такими формулами:

– при живленні від потужних систем 110 кВ і вище

$$i_y = 2,55 \cdot I'' \text{ , де } I'' \text{ - періодична складова струму при трифазному к. з. ;}$$

– при к. з. на шинах 35 кВ і 10 кВ РТП 35/10 кВ

$$i_y = 2,1 \cdot I'' \text{ , струм термічної стійкості } I_y = 1,2 \cdot I'' \text{ ;}$$

– при к. з. на шинах 10 і 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ

$$i_y = 1,41 I'' \text{ , } \kappa_y \approx 1.$$

Спеціальні критерії

5. Для комутаційних апаратів, вимикачів, роз'єднувачів

$$I_{вим.ап} \geq I_{\max}^{(3)} \text{ або } S_{вим.ап} \geq S_{\max}^{(3)}$$

$$\text{при } t_{вим} < t_{дон}, c \quad S^{(3)} = \sqrt{3} UI^{(3)}$$

6. Для трансформаторів струму, навантаження

$$S_{нав.д} > S_{розр} \text{ або } Z_{дон} > Z_{рез}$$

в класі точності для трансформаторів струму

0,5 – вимірювання; *3,0* – релейний захист.

Запитання для самостійної підготовки

1. Що називається надійністю електропостачання?
2. Чим визначається надійність електропостачання?
3. Чим характеризується безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність та збереження системи електропостачання?
4. Як поділяються залежно від тривалості режими навантаження електроприймачів?
5. У чому різниця між електроприймачами першої, другої та третьої категорії щодо забезпечення надійності?
6. Якими основними заходами забезпечується надійність електропостачання споживачів?
7. Яка особливість розробки проекту електропостачання підприємства із безперервним технологічним процесом?
8. У чому полягає необхідність спорудження власного джерела живлення для підприємства?
9. Від яких обставин залежить пропускна спроможність ліній та трансформаторів?
10. Які фактори впливають на безперебійність живлення електроприймачів при аварійному відключенні одного із незалежних джерел живлення?
11. Які основні напрями підвищення надійності проєктованих СЕП?

ЛЕКЦІЯ № 5. ПРИНЦИПИ ПРОЄКТУВАННЯ СХЕМ ЖИВЛЕННЯ ТА РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ ТА ПІДПРИЄМСТВ АПК.

1. Постановка задачі до вибору оптимального варіанту схеми мережі
2. Порядок складання варіантів схем мережі

1) Електрична мережа має забезпечити певну надійність електропостачання;

2) Мережа, що проєктується, має бути по можливості простою;

3) Негативні сторони застосування більш складних замкнутих схем при підвищенні надійності електропостачання;

4) Рішення що до вибору кількості номінальних напруг мережі.

3. Складання теоретично можливих варіантів схеми мережі та рекомендації що до порядку складання варіантів.

4. Електричні схеми підстанцій

5. Вибір найбільш конкурентоспроможних варіантів

6. Типові схеми первинних кіл комутації підстанцій

ЛІТЕРАТУРА

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.

2. Гончар М. І., Попадченко С. А., Котляр О. А. Електропостачання сільського господарства. І частина: Навчальний посібник. /За ред.. проф. Свергуна Ю. Ф. – Х.: Видавництво «Лідер», 2013. – 244 с.

3. Єрмолаєв С. О. Проектування систем електропостачання в АПК. Навчальний посібник/ С. О. Єрмолаєв, В. Ф. Яковлев, В. О. Мунтян, Ю. М. Куценко, Д. М. Коваль, С. В. Адамова - Мелітополь, ТДАТА, 2007. – 78 с.

4. Мартиненко І. І. Проектування систем електрифікації та автоматизації АПК: Підручник. / І. І. Мартиненко , В. П. Лисенко, Л. П. Тищенко , І. М. Болбот, П. В. Олійник Проектування систем електрифікації та автоматизації АПК: Підручник. – К., 2008. – 330 с.

5. Попадченко С. А. Методичний посібник до виконання комплексного курсового тестового завдання з дисципліни «Основи електропостачання» – Х.: ХНТУСГ імені Петра Василенка, 2017. – 64 с.

6. Сошинов А. Г. Основы технологии проектирования электроустановок систем электроснабжения: Монография / Сошинов А. Г., Плаунов С. А., Крайнев А. М.; и др. Под ред. А. Г. Сошинова / ВолгГТУ, Волгоград, 2006. – 112 с.

7. Хусаинов И. М. Проектирование сети для электроснабжения промышленного района: Учебное пособие / Хусаинов И.М. Сарат. гос. техн. ун-т. Саратов, 2004. 79 с.

1. Постановка задачі до вибору оптимального варіанту схеми мережі

Вибір оптимального варіанту схеми мережі має кілька послідовних етапів:

- 1) розробка можливих варіантів структури зв'язків джерел живлення з пунктами споживання, тобто варіанти конфігурації мережі.
- 2) виконання наближеної техніко-економічної оцінки кожного варіанта, і їх відбирається кілька (трохи більше двох-трьох) найбільш конкурентоспроможних.
- 3) вибір найбільш оптимального варіанту шляхом техніко-економічного порівняння.

2. Порядок складання варіантів схем мережі

При складанні варіантів конфігурації мережі слід виходити з таких міркувань.

1) Електрична мережа має забезпечити певну надійність електропостачання.

Згідно з ПУЕ, споживачі 1-ї та 2-ї категорії повинні забезпечуватися електроенергією не менше ніж від двох незалежних джерел живлення. При живленні споживачів району від шин розподільних пристроїв електростанцій або підстанцій енергосистеми незалежними джерелами можна вважати різні секції шин цих розподільних пристроїв, якщо вони мають живлення від різних генераторів або трансформаторів і електрично між собою не пов'язані або мають зв'язок, що автоматично відключається при порушенні нормальної роботи однієї з секцій.

Для живлення споживачів 1 категорії застосовують резервовані схеми з АВР(автоматичним включенням резерву).

Живлення споживачів 2-ї категорії здійснюється, як правило, теж за резервованими схемами, але включення резерву при цьому може бути ручним, тобто резервне джерело включається обслуговуючим персоналом.

Допускається також живлення споживачів 2-ї категорії також за нерезервованими схемами, але доцільність такого рішення має бути підтверджена порівнянням збитків від недовідпуску електроенергії у післяаварійному режимі при нерезервованій схемі з необхідним підвищенням витрат за створення резервованої схеми.

Живлення споживачів 3-ї категорії може здійснюватися за нерезервованою схемою.

Якщо одному пункті є споживачі різних категорій, при виборі конфігурації мережі слід з вищої категорії споживачів даного пункту.

Водночас, забезпечувати вищу надійність, ніж вимагають ПУЕ, не слід, оскільки додаткові капітальні вкладення важко обґрунтувати.

2) Мережа, що проектується, має бути по можливості простою.

У районних мережах застосовують три типи схем електропостачання:

- розімкнені нерезервовані мережі, радіальні та магістральні, що виконуються одноколовими лініями;
- розімкнені резервовані мережі, радіальні та магістральні, що виконуються двоколовими лініями;
- замкнуті резервовані мережі (у тому числі з двостороннім живленням), що виконуються одноколовими лініями.

Вибір конкретного типу схеми визначається взаємним розташуванням пунктів споживання та складом споживачів за категоріями.

Складання варіантів слід починати з найпростіших схем - радіальних та магістральних, вибираючи для них найкоротші траси. Для передачі електроенергії до пунктів, що розташовані в одному напрямку від джерела живлення, використовується одна траса.

Передача електроенергії лініями повинна здійснюватися тільки у напрямку загального потоку енергії від джерела живлення до споживачів.

Передача електроенергії у зворотному напрямку, навіть на окремих ділянках мережі, призведе до підвищення капіталовкладень, підвищення втрат потужності та енергії.

Крім того, слід враховувати, що радіальні та магістральні схеми дозволяють споруджувати підстанції споживачів без вимикачів на боці вищої напруги, тобто дешевші.

Але в той же час вони характеризуються найбільшою сумарною довжиною ліній (одноколові).

3) Негативні сторони застосування більш складних замкнутих схем при підвищенні надійності електропостачання

Як правило, застосування замкнутої схеми електропостачання економічно доцільно тільки в тому випадку, якщо сумарна довжина ліній замкнутої мережі виходить суттєво нижча, ніж сумарна довжина ліній розімкнутої мережі (в одноколовому обчисленні), тобто, якщо відбудеться економія капіталовкладення на будівництво ліній і потрібна менша витрата алюмінію .

Застосування замкнутої мережі, як правило, економічно недоцільне, якщо при об'єднанні ліній у замкнутий контур утворюється протяжна малозавантажена ділянка. Замкнуті схеми вимагають використання на підстанціях споживачів схем із вимикачами на боці вищої напруги, і це здорожує підстанції.

Крім того, якщо проста замкнута мережа охоплює 4...6 споживачів, то після аварійних режимів, що виникають при відключенні однієї з головних ділянок, в ній відбувається неприпустимо велика втрата напруги.

Втім, цей недолік легко усунути, якщо розчленувати кільце на два взаємопов'язані контури (тобто перейти до складнозамкнутої мережі) або перевести мережу на вищу номінальну напругу.

Тому застосування замкнутої мережі або відмова від її застосування завжди потребують економічного обґрунтування.

4) Рішення що до вибору кількості номінальних напруг мережі

Зовсім необов'язково передбачати для всієї мережі одну й ту саму номінальну напругу. Окремі ділянки, зазвичай найвіддаленіші і малозавантажені, можуть мати нижчу номінальну напругу, ніж решта мережі. Однак при ухваленні такого рішення слід мати на увазі, що для з'єднання ділянок з різними номінальними напругами будуть потрібні триобмоткові трансформатори, причому на більшу потужність, які дорожчі, ніж двообмоткові.

3. Складання теоретично можливих варіантів схеми мережі

Загальна кількість всіх теоретично можливих варіантів схеми мережі може бути дуже великою. Щоб не створювати зайвої роботи, не слід прагнути розглянути їх усі.

Але з іншого боку, розглянути потрібно стільки варіантів, щоб насправді найкращий варіант з великою мірою ймовірності потрапив би до їх числа.

Рекомендується наступний порядок складання варіантів.

1) Складається найпростіший варіант радіально-магістральної мережі, де всі лінії прокладаються дво- або одноколові лінії по найкоротших трас.

2) Отриманий варіант аналізується з погляду його можливих недоліків (велика довжина ліній, велика кількість вимикачів, дорогі підстанції і т. д.), і складаються наступні варіанти, у яких ці недоліки тією чи іншою мірою усуваються.

При цьому схема мережі може залишатися як суто радіально-магістральною, так і ставати змішаною, тобто включати кільцеві ділянки.

3) Складається варіант кільцевої мережі, де всі чи більшість споживачів об'єднуються в кільце.

4) Цей варіант також аналізується, і всі наступні варіанти складаються з метою усунення його недоліків.

При цьому також не виключено, що можуть з'явитися якісь радіально-магістральні ділянки.

Усі кроки зі складання варіантів необхідно відобразити в пояснювальній записці.

Слід пам'ятати! У кожному наступному варіанті повинні усуватися якісь недоліки попередніх варіантів.

Не потрібно складати нові варіанти просто так, для кількості.

4. Електричні схеми підстанцій

При проектуванні необхідно систематизувати отримані знання по грамотному вибору електричних схем підстанцій.

Тому нижче дуже коротко описані схеми підстанцій споживачів, що найчастіше використовуються, і дано рекомендації щодо їх використання.

Це потрібно з двох причин.

По-перше, підстанції є невід'ємною частиною будь-якої електричної мережі.

По-друге, вартість розподільних пристроїв високої напруги підстанцій споживачів дуже залежить від наявності в них вимикачів.

Тому для вибору доцільного варіанту мережі необхідно хоча б у загальних рисах уявляти, на яких підстанціях знадобиться встановлення високовольтних вимикачів, і в якій кількості, і які підстанції можуть збиратися за спрощеними схемами, тобто без вимикачів.

Розглянемо спрощену методику вибору схем підстанцій та визначення числа вимикачів.

Зокрема, приймається по одному вимикачу на кожному фідері, що відходить від джерела живлення (підстанція енергосистеми).

Крім того, передбачається установка вимикачів на деяких підстанціях споживачів.

Схема електричних з'єднань підстанцій споживачів за вищої напруги визначається категорією споживачів, і навіть місцем і роллю підстанції в електричній мережі. При цьому природно, з метою здешевлення мережі, прагнуть застосувати найпростішу схему.

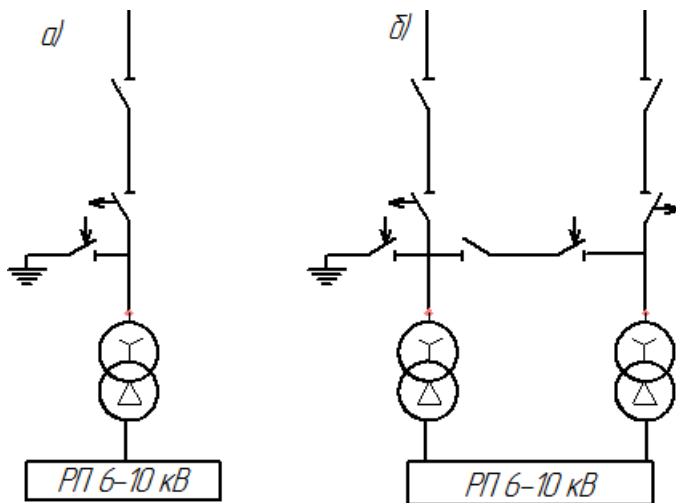


Рисунок 5. 1 - Тупикові підстанції

В рамках даного проекту допускається здійснювати вибір схем підстанцій із існуючих типових схем без детального техніко-економічного обґрунтування.

Якщо підстанція тупикова (тобто знаходиться в кінці радіальної або магістральної лінії), то застосовуються спрощені схеми підстанцій з відокремлювачами та короткозамикачами, без вимикачів, на стороні вищої напруги (рис.5. 1).

Кількість трансформаторів на підстанціях вибирається залежно від необхідної надійності електропостачання.

Якщо всі споживачі підстанції належать до 3-ї категорії, то підстанція по одноколовій лінії, і на ній встановлюється «блок із віддільником» та один трансформатор (рис. 5.1, а).

А якщо серед споживачів є споживачі 1-ї та 2-ї категорії, то живлення проводиться по двоколовій лінії, встановлюються «два блоки з віддільниками та автоматичною перемичкою з боку трансформаторів» та два трансформатори (рис.5.1, б).

Оскільки аварійність повітряних ліній вище, ніж аварійність трансформаторів, то за такої схеми підстанції при пошкодженні одного з кіл ПЛ обидва трансформатори за допомогою перемички можуть бути підключені до кола, що залишилося в роботі.

Інші підстанції, підключені до радіально-магістральної лінії, є прохідними. Для прохідних підстанцій з двоколовими лініями знайшла застосування схема «два блоки з відокремлювачами та автоматичною перемичкою з боку трансформаторів», показана на рис. 5.2, а. Вона дозволяє при пошкодженні на одному з ділянок одного кола зберегти на всіх інших ділянках нормальний режим.

Якщо в радіально-магістральній мережі прохідна підстанція отримує живлення по двоколовій лінії, а далі йде одноколова, то може бути застосовано спрощену схему, представлену на рис. 5. 2 б. Така схема дозволяє зберегти живлення одноколової лінії при пошкодженні будь-якого кола із кіл двоколової лінії.

У магістральних лініях із двостороннім живленням, а також у кільцевих лініях при пошкодженні будь-якої ділянки, він має вимикатися з двох сторін. Таку функцію виконує підстанція у вигляді «містка з вимикачем у перемицці та відокремлювачами в колах трансформаторів», представлена на рис. 5. 3. Перемичка із роз'єднувачів дозволяє при виведенні в ремонт вимикача зберегти кільце в замкненому стані.

Якщо від підстанції, що живиться по кільцевій мережі або по лінії з двостороннім живленням, відгалужується третя лінія, одно - або двоколова, то застосовуються складніші схеми: «подвійний місток» та «потрійний місток». Вони зображені на рис. 5. 4.

При числі приєднань на стороні високої напруги більш ніж чотири-рьох підстанція стає вузловою, і вимоги до надійності суттєво підвищуються. Тому схема підстанції стає складнішою.

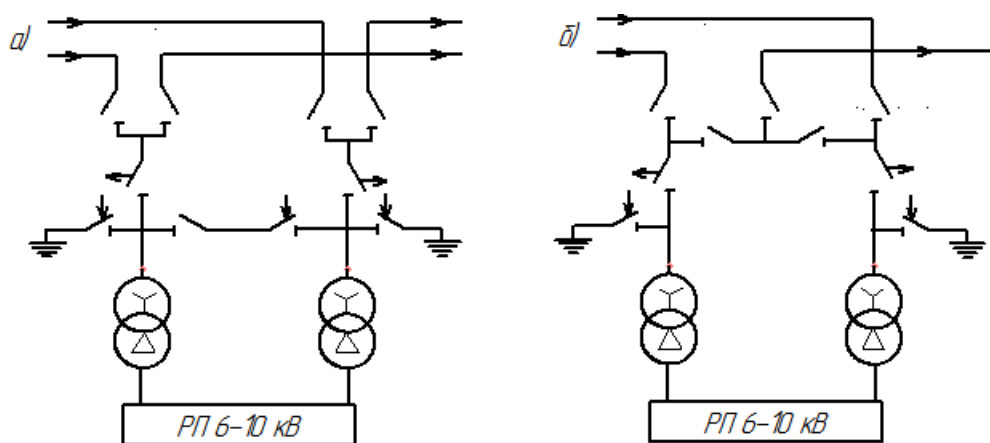


Рисунок 5.2 - Прхідні підстанції

Одна з можливих схем, що використовуються на вузлових підстанціях, показано на рис. 5. 5. Вона має робочу систему шин, секціоновану вимикачем, та обхідну, з вимикачами у всіх приєднаннях.

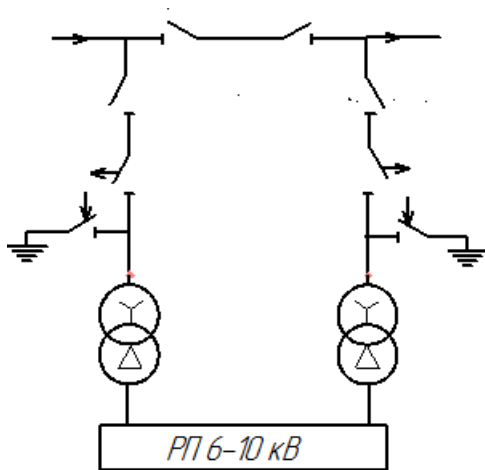


Рисунок 5.3 - Прохідні підстанції кільцевої лінії

5. Вибір найбільш конкурентоспроможних варіантів

Усі складені варіанти поділяються на три групи: радіально-магістральні схеми, кільцеві (в основному) схеми та змішані. Для кожної підстанції відповідно визначається схема електричних з'єднань. Потім усередині кожної групи з будь-яким критерієм, які потребують великих трудовитрат, вибирається найбільш конкурентний варіант.

Як такі критерії можна використовувати, наприклад, загальну довжину ліній «в одноколовому обчисленні» та загальна кількість вимикачів.

По-перше, ці критерії легко обчислюються, а по-друге, відображають найдорожчі елементи мережі.

Термін «в одноколовому обчисленні» означає, що при підсумовуванні довжин ПЛ враховується різниця у вартості одно-і двоколових ліній.

Довжина одноколових ПЛ входить у суму, як вона є, а довжина двоколових множиться на відповідний коефіцієнт, що відображає їхню велику вартість. Перерізи проводів при цьому взагалі не враховуються.

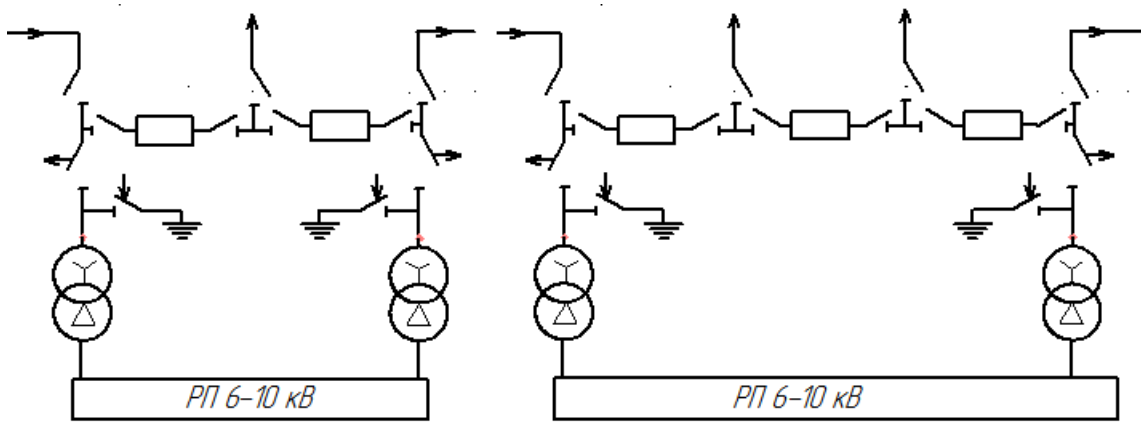


Рисунок 5.4 - Відгалужувальні підстанції кільцевої лінії

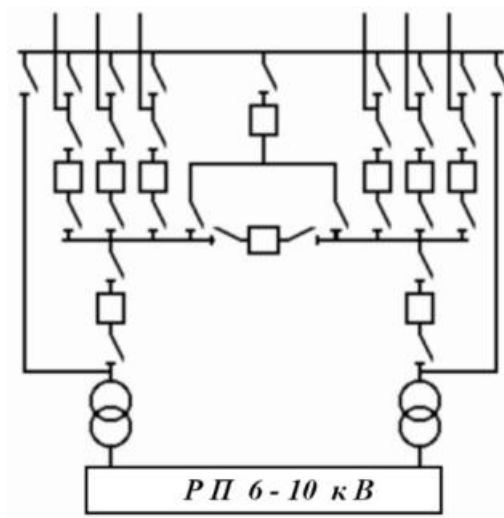


Рисунок 5.5 - Вузлова підстанція

Розрахунок необхідної кількості підстанцій на території підприємства та вибору місця їх розташування

Завдання з проектування повинно мати такі дані:

- найменування об'єкта, його призначення, мету проекту та підстави для проектування;
- перелік технологічного обладнання, агрегатів, потокових ліній тощо;
- характеристику приміщень, в яких розташоване обладнання;
- перелік потрібного електрообладнання (електроприводи, електронагрівні та електротехнологічні установки, електроосвітлення);

- перелік процесів, за якими розроблятимуться системи автоматичного керування, регулювання, контролю, сигналізації, захисту та блокування;
- техніко-економічне обґрунтування (ТЕО), яке містить обґрунтування технічної можливості та економічної доцільності реалізації проекту і будівництва об'єкта в даному місці й у певні терміни;
- стадійність проектування;
- орієнтований рівень капітальних витрат на електрифікацію та автоматизацію виробництва;
- розробники проекту;
- виконавці проекту.

До технічного завдання додаються схеми водо -, тепло -, вітро-, електропостачання із зазначенням витрат, тиску, температури, вологості, запиленості, напруги; вимоги до надійності систем електрифікації та автоматизації та ін.

Завдання на проектування доповнюють:

- технологічними кресленнями;
- технічною документацією (паспортними даними та основними характеристиками об'єкта);
- іншими матеріалами, що додатково характеризують об'єкт електрифікації та автоматизації.

На ефективність застосування автоматизації мають значний вплив специфічні умови сільськогосподарського виробництва, які потрібно брати до уваги під час розробки проектів електрифікації та автоматизації.

Головні з них такі:

- наявність біологічних об'єктів (тварин, птиці, рослин тощо), для яких велике значення має безперебійність постачання електроенергії, а також обов'язковість точного дотримання параметрів навколишнього середовища;
- машини та електрообладнання працюють у дуже різноманітних умовах навколишнього середовища (різке коливання температури і вологості в різні пори року, підвищений вміст у повітрі аміаку, вуглекислоти, сірководню, пилу тощо);
- розосередженість електронавантаження по господарству, що спричиняє будівництво протяжних електромереж, збільшення кількості трансформаторних підстанцій;
- сезонність технологічних процесів призводить до малої кількості годин використання електрообладнання.

6. 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;

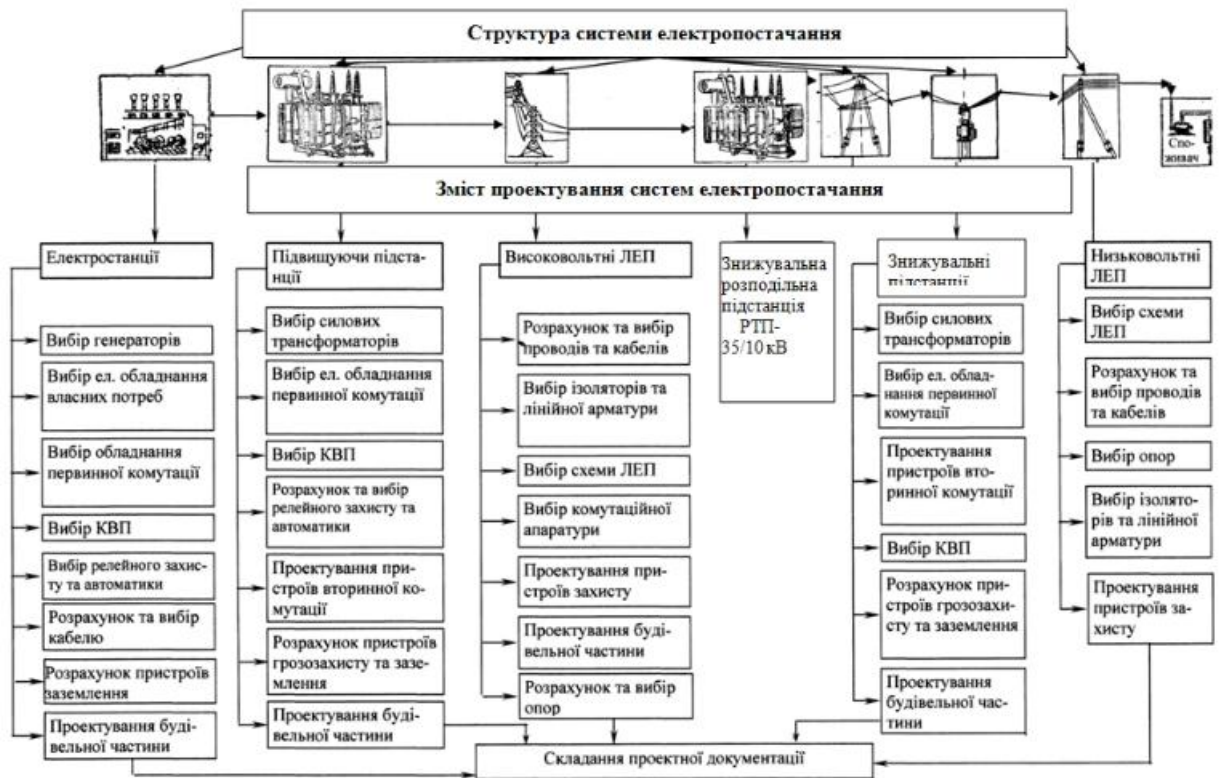
- схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з його значенням для ділянки мережі, що розглядається;
- схема повинна бути (по можливості) простою, наочною, економічною і забезпечувати за рахунок засобів 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 високочастотного зв'язку; необхідність виконання пристроїв для плавлення ожеледі на проводах і тросах ПЛІ;
- 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.



Закони України та технічні нормативні документи, які використовуються при проектуванні.

Закон України від 16.10.1997 № 575/97- ВР «Про електроенергетику»

Закон України від 18.03.2004 № 1621-IV «Про державні цільові програми»

Закон України від 17.05.2001 № 2408-III «Про стандартизацію»

Закон України від 01.12.2005 № 3164-IV «Про стандарти, технічні регламенти та процедури оцінки відповідності»

Постанова Кабінету Міністрів України від 31 січня 2007 року № 106 «Про затвердження Порядку розроблення та виконання державних цільових програм» Енергетичної стратегії України на період до 2030 року, схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. № 145-р.

Державна цільова економічна програма енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлювальних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010 – 2015 роки, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 01.03.2010 № 243.

ДСТУ ISO 9001 – 2009 (ISO 9001:2008) Системи управління якістю. Вимоги, затверджений наказом Держспоживстандарт України від 22 червня 2009 року №225

ДСТУ 1.0 – 2003 Національна стандартизація. Основні положення, затверджений наказом Держспоживстандарт України від 24 лютого 2003 року №32

ДСТУ 1.2 – 2003 Національна стандартизація. Порядок розроблення національних нормативних документів, затверджений наказом Держспоживстандарт України від 24 лютого 2003 року №32

ДСТУ 1.3:2004 Національна стандартизація. Правила розроблення, побудови, викладання, оформлення, погодження, прийняття та позначення технічних умов, затверджений наказом Держспоживстандарт України від 30 квітня 2004 року №86

ДСТУ 1.5:2003 Національна стандартизація. Правила побудови викладання, оформлення та вимоги до змісту нормативних документів, затверджений наказом Держспоживстандарт України від 16 травня 2003 року №85

ДСТУ EN 50160:2014 Надано чинності: наказ Міністерства розвитку України від 20 травня 2014 року № 573 з 2014-10-01. Національний стандарт відповідає EN 50160:2010 Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks (Характеристики напруги електроживлення в електричних мережах загальної призначенності) і внесений з дозволу CEN, rue de Stassart 36, B-1050 Brussels. Усі права щодо використання європейських стандартів у будь-якій формі й будь-яким способом залишаються за CEN

ДСТУ 45.005 – 98 Норми електричні на елементарні кабельні ділянки та кабельні секції аналогових і цифрових систем передачі, прийнятий протоколом Міждержавною радою по стандартизації, метрології і сертифікації від 12 квітня 1996 №9

ГНД 34.20.567 – 2003 Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження частоти в енергосистемах, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 01 грудня 2003 року №714, зареєстрований в Міністерстві юстиції України 18 грудня 2003 року за №1177/8498

ГКД 341.004.003 – 94 Нормы технологического проектирования энергетических систем и электрических сетей 35 кВ и выше (Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище), затверджений наказом Міненерго України від 10 жовтня 1994 року

ГКД 34.20.507 – 2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 13 червня 2003 року №296

ГКД 34.35.108 – 2004 Керівні вказівки з протиаварійної автоматики енергосистем. Інструкція, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 18 лютого 2004 року №95

ГКД 34.35.604 – 96 Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій і підстанцій 110-750 кВ. Правила, затверджений наказом Міненерго України від 13 жовтня 1995 року

ГКД 34.48.151 – 2003 Проектування, будівництво та експлуатація волоконно-оптичних ліній зв'язку по повітряних лініях електропередавання. Інструкція, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 13 червня 2003 року №300

Р 45-010 – 2002 Рекомендації з підвищення оптичних кабелів на опорах повітряних ліній зв'язку, ЛЕП, контактної мережі залізниць. Загальні положення, затверджено наказом Державного комітету зв'язку та інформації України від 27 квітня 2003 року №162

СОУ-Н ЕЕ 05.838:2006 Норми часу на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж. Пристрої релейного захисту та автоматики. Том 9, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 18 грудня 2006 року №492

СОУ-Н ЕЕ 05.839:2007 Норми часу на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж. Пристрої релейного захисту і автоматики типових схем приєднань. Том 10, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 28 квітня 2007 року №220

СОУ-Н ЕЕ 11.315:2007 (МВУ031/08 – 2007) Кількість електричної енергії електрична потужність. Типова методика виконання вимірювань, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 12 квітня 2007 року №189

СОУ-Н ЕЕ 20.178 – 2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 14 травня 2008 року №262

СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 15 лютого 2007 року №89

СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007 Технічне обслуговування мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій і підстанцій від 0,4 кВ до 750 кВ. Правила, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 30 жовтня 2007 року №514

Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ : Мінрегіон, 2016. 79 с.

Галузеві будівельні норми України. Електротехнічні пристрої. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2012. 139 с.

ДНАОП 0.00-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. Київ : Укрархбудінформ, 2001, 117 с.

ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ : Мінрегіонбуд України, 2010. 104 с.

Руководство по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей из сшитого полиэтилена на напряжение от 6 до 35 кВ. Харків : вид-во ЗАТ «Південкабель», 2007. 104 с.

ЛЕКЦІЯ № 6. ПРОЕКТУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

- 1. Основні пошкодження силових трансформаторів**
- 2. Призначення та основні типи захистів трансформаторів**
- 3. Струмова відсічка трансформаторів.**
- 4. Максимальний струмовий захист.**
- 5. Диференційний струмовий захист.**
- 6. Газовий захист**

ЛІТЕРАТУРА

- 1. Андреев В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах: Учебное пособие для студентов по направлению инженерной подготовки 650900 «Электротехника» специальности 100400 «Электроснабжение».**
- 2. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК: навчальний посібник/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлєв, В.О. Мунтян, В.В. Козирський, І. П. Радько, Ю.М. Куценко – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.**
- 3. Тельманова Е.Д. Автоматизация управления системами электроснабжения: электрон. учеб. /Е.Д.Тельманова. Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО «Рос. гос. проф.-пед. ун-т», 2009. с.**
- 4. Сошинов А. Г. Основы технологии проектирования электроустановок систем электроснабжения: Монография / Сошинов А. Г., Плаунов С. А., Крайнев А. М.; и др. Под ред. А. Г. Сошинова / ВолгГТУ, Волгоград, 2006. – 112 с.**

Розрізняють такі види пошкоджень трансформаторів:

- міжфазні замикання всередині бака та на виводах; виткове замикання в обмотці однієї фази;

- однофазне замикання на землю в мережах з глухозаземленою нейтраллю;
- збільшення струму в обмотках при коротких зовнішніх замиканнях;
- збільшення струму в обмотках під час перевантаження трансформаторів;
- зниження рівня олії в баку трансформатора або нагрівання олії.

Для захисту трансформаторів використовують чотири основні релейні захисти:

- 1) струмову відсічку (СВ) – є різновидом максимального струмового захисту;
- 2) максимальний струмовий захист (МСЗ);
- 3) диференційний струмовий захист (ДСЗ);
- 4) газовий захист – застосовується тільки для оливо наповнених трансформаторів.

Для захисту трансформаторів малої та середньої потужності від внутрішніх пошкоджень використовується **струмова відсічка(СВ)**, яка встановлюється із боку живлення.

Захист від зовнішніх коротких замикань з боку живлення здійснюється максимальним струмовим захистом **МСЗ**.

Для захисту трансформаторів великої потужності (понад 1000 кВА) від навантажень використовується **МСЗ**.

Захист від міжфазних та виткових коротких замикань на виводах та всередині трансформатора великої потужності виконує диференційний струмовий захист **ДСЗ**, який необхідно відбудувати від зовнішніх коротких замикань.

2. Призначення та основні типи захистів трансформаторів

2. 1. Струмова відсічка трансформатора

На відміну від МСЗ, зона захисту СВ обмежена, оскільки вона відбудовується тільки від струмів короткого замикання при пошкодженнях на виводах трансформатора з боку джерела живлення.

До зони захисту входять виводи трансформатора з боку живлення, вся первинна обмотка та частина вторинної обмотки (рис. 6. 1).

Струмова відсічка встановлюється з боку живлення трансформатора, виконується за допомогою реле РТ-40, РТ-80.

Струм спрацювання відсічки **відбудовується від максимального струму короткого замикання** при пошкодженні за трансформатором:

$$I_{c.в.} = k_n \cdot I_{к.макс.}^{(3)}, \quad (6.1)$$

де $I_{c.в.}$ - струм спрацювання відсічки, А;

k_n - коефіцієнт надійності (визначається із таблиці 6.1);

$I_{к.макс.}^{(3)}$ - 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.

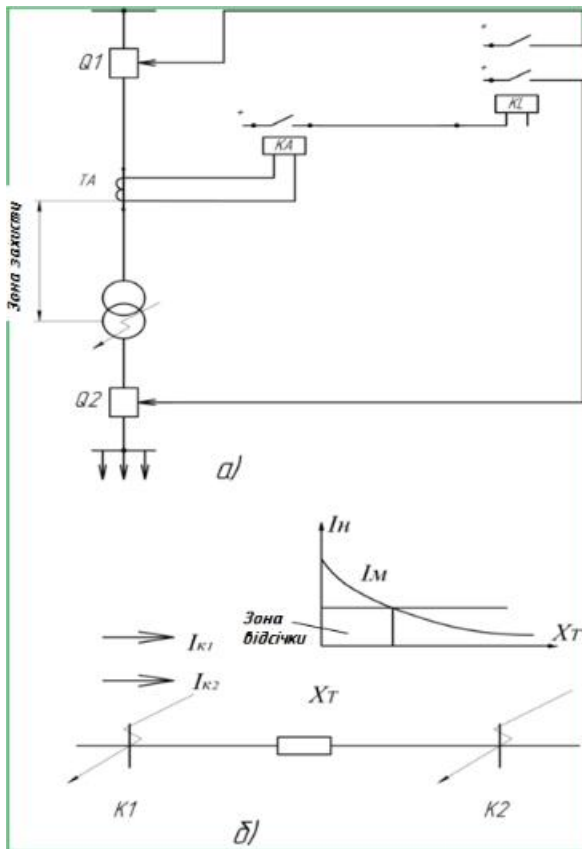


Рисунок 6. 1 - Схема струмової відсічки трансформатора:

а) однолінійна схема захисту; б) принцип дії .

При розрахунках струмової відсічки лінії, від якої отримують живлення декілька трансформаторів, необхідно забезпечити умови відстроювання від кидків струмів намагнічування за виразом:

$$I_{c.с.} = k_{сид} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n S_{н.т.}}{\sqrt{3}U_{н.}}, \quad (6.2)$$

де $k_{сид}$ - коефіцієнт відстроювання (вибирається із таблиці 6.1);

$S_{н.т.}$ - номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$U_{н.}$ - номінальна напруга мережі живлення, у місці підключення трансформатора, кВ.

Струм спрацьовування реле відсічки визначається за виразом:

$$I_{c.р.с.} = k_{сид} \cdot \frac{I_{c.с.} \cdot k_{сх}^{(3)}}{k_{тс}}, \quad (6.3)$$

де $I_{c.с.}$ – найбільше із значень, отриманих за виразами (6.1) і (6.2).

При використанні індукційних реле (РТ80...РТ90) додатково визначається кратність струму спрацьовування відсічки відносно струму уставки індукційного елемента за виразом:

$$k_{сидс} = \frac{I_{c.р.с.}}{I_y}, \quad (6.4)$$

де I_y – струм уставки індукційного елемента, А.

Чутливість відсічки визначається за струмом короткого замикання в місці установки захисту за виразом:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мах.}^{(3)}}{I_{c.с.}} = \frac{I_{к.мах.}^{(3)} \cdot k_{сх.мах.}}{I_y \cdot k_{тс}}, \quad (6.5)$$

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» для мереж 6-35 кВ або схема «повної зірки» для мереж 0,38; 110 кВ з коефіцієнтом $k_{сх.мак} = 1$, яка не залежить від виду к. з.

У відповідності з правилами улаштування електроустановок чутли-

вість додаткових захистів повітряних ліній повинна бути $k_{ч} \geq 1,2$, з ефективністю дії не менше 15...20% довжини лінії.

Таблиця 6.1 – Коефіцієнти надійності струмових відсічок ліній і

трансформаторів

Серія реле (тип пристрою)	$k_{н}$		$k_{відс}$
	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 АВВ, ALSTON, SIEMENS, GE	1,2	1,2	1,2

2.2. Максимальний струмовий захист

Максимальний струмовий захист МСЗ має діяти за струмів, що перевищують максимальні значення, і струмах короткого замикання. Водночас цей захист має бути не чутливим до перевантажень.

Виконується МСЗ за двома принципами:

1) з часом спрацювання, що залежить від величини струму

2) з постійною незалежною уставкою часу спрацювання.

Схема з часом спрацювання, незалежним від величини струму, виконується на основі реле струму РТ-40 і реле часу (рис. 6. 2).

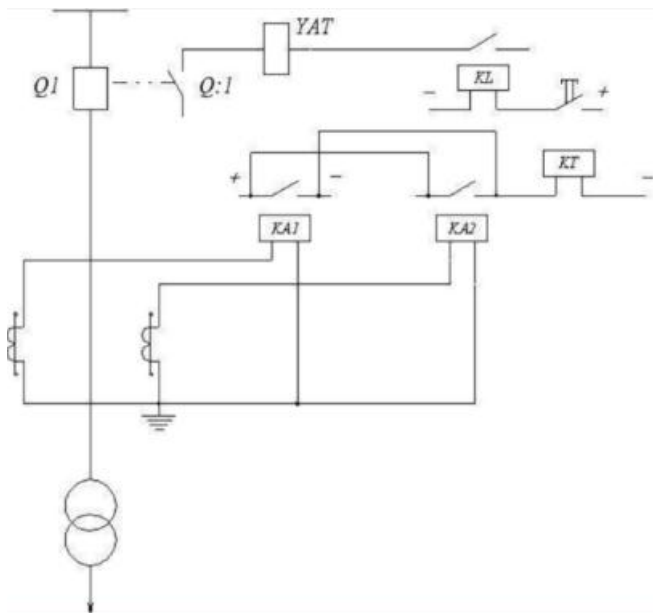


Рисунок 6. 2 - Схема МСЗ силового трансформатора із незалежною уставкою часу спрацювання.

У колі живлення електромагніту відключення YAT є блок контакт вимикача $Q:1$, який розриває коло живлення електромагніту при відключенні вимикача, оскільки він не призначений для тривалого протікання струму.

МСЗ з часом спрацювання, що залежить від величини струму, виконується на основі реле струму індукційного типу РТ-80.

Розрахунок максимального струмового захисту (МСЗ)

Струм спрацювання захисту вибирається з наступних умов:

– з умови відстроювання від максимального струму навантаження з урахуванням можливих кидків струму самозапуску електродвигунів і струмів намагнічування трансформаторів:

$$I_{c.з} = \frac{k_n \cdot k_{c.зм}}{k_n} \cdot I_{роб.макс}, \quad (6.6)$$

де k_n - коефіцієнт надійності налаштування, (береться із таблиці 6.2);

k_n - коефіцієнт повернення реле (береться із таблиці 6.2);

$k_{с.зат}$ - коефіцієнт самозапуску (береться із таблиці 6.2);

$I_{роб.мах}$ - максимальний робочий струм лінії, А.

– з умови узгодження по селективності з швидкодіючими захистами для ліній, які мають пристрої секціонування:

$$I_{с.з_n} \geq k_{н.уз} [I_{с.з_{n-1}} + (I'_{р.мах_n} - I'_{р.мах_{(n-1)}})], \quad (6.7)$$

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 6.2);

$I_{с.з_{n-1}}$ - найбільший із струмів спрацьовування попереднього захисту, А.

Селективна дія МСЗ лінії 10 кВ і запобіжників ТП 10/0,4 кВ забезпечується, якщо виконується умова

$$I_{с.з} \geq 1,4 \cdot I_{пл(5)}, \quad (6.8)$$

де $I_{пл(5)}$ - струм, при якому плавка вставка запобіжника (найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ) згоряє за 5 секунд [3.4].

Таблиця 6.2 - Коефіцієнти для розрахунку максимального струмового захисту

Серія (тип) реле	k_n	k_n	$k_{с.зат}$	$k_{н.уз}$
РТВ	1,2...1,4	0,65	1,2...1,3	1,5
РТ-40	1,1...1,2	0,8...0,85	1,2...1,3	1,4
РТ-80, РТ-90	1,1...1,2	0,8...0,85	1,2...1,3	1,3
РСТ11...РСТ14	1,15	0,9	1,5...2	1,15
РС40М	1,15	0,85	1,5...2	1,2
РС-80М	1,3	0,85...0,95	1,5...2	1,2
УЗА-10	1,15...1,2	0,9...0,92	1,5...2	1,15
УЗА-АТ	1,3	0,85...0,95	1,5...2	1,2
РЗЛ-01	1,15	0,9	1,5...2	1,15
МРЗС-05	1,15	0,9	1,5...2	1,15

АЛ-1	1,15	0,9	1,5...2	1,15
Мікропроцесорні пристрої фірм ABB, ALSTON, SIEMENS, GE	1,2	0,92...0,95	1,5...2	1,1

Струм спрацювання реле $I_{c.p.}$ в симетричному режимі визначається за формулами для трифазного к. з. при заміні $I_{\kappa}^{(3)}$ на струм спрацювання $I_{c.з.}$, який приведений до напруги сторони, де встановлені трансформатори струму в залежності від схеми включення (рисунк 6.2).

Струм спрацювання реле МСЗ визначається за виразом:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}^{(m)} \cdot k_{cx}^{(m)}}{k_{m.c}}, \quad (6.9)$$

де $I_{c.з.}^{(m)}$ - найбільший струм спрацьовування захисту при даному режимі або виду к. з., з отриманих за виразами (6.6, 6.7, 6.8), 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.

2.3. Диференційний захист трансформатора

Для виконання диференційного захисту з двох сторін силового трансформатора встановлюються трансформатори струму, визначаючи зону захисту, до якої входять виводи трансформатора та його обмотки (рис. 6. 3).

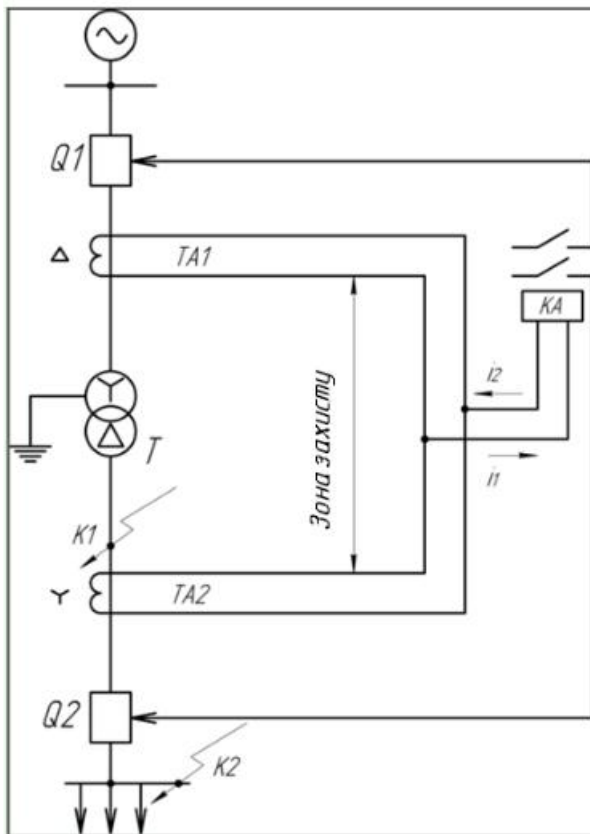


Рисунок 6. 3 - Диференційний захист трансформатора.

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, дворелейними.

Розрахунок диференційного захисту виконується в наступній послідовності:

– розраховуються первинні струми трансформатора для високої і низької напруги за виразом:

$$I_{1н.і} = \frac{S_{н}}{\sqrt{3}U_{1н.і}} \quad (6.10)$$

– розраховуються вторинні струми трансформатора за виразом:

$$I_{2н.і} = \frac{\sqrt{3}I_{1н.і}}{k_{м.с.}} \quad (6.11)$$

Особливістю диференційного захисту трансформаторів є те, що при з'єднанні обмоток трансформатора за схемою «зірка – трикутник» ми отримуємо одинадцять груп з'єднання, тобто зсув між ЕРС і струмами первинної та вторинної обмоток становить 330 градусів.

В результаті під дію різниці ЕРС ΔE з'являється зрівняльний струм, який протікатиме через диференційне реле навіть у нормальному режимі, що і призведе до спрацьовування захисту.

Для компенсації зсуву струмів по фазі обмотки трансформаторів струму з боку «зірки» з'єднуються «трикутником», а з боку «трикутника» - «зіркою». Таке з'єднання обмоток трансформатора струму забезпечує компенсацію між первинними та вторинними струмами силового трансформатора як при симетричному, так і при несиметричному навантаженні.

При короткому замиканні поза зоною захисту (точка $K2$) через реле KA протікає різниця вторинних струмів, що дорівнює нулю. Захист не спрацьовує.

При короткому замиканні у зоні захисту (точка $K1$) через реле KA протікає сума вторинних струмів і диференціальний захист спрацьовує.

Для того, щоб диференційний захист силового трансформатора можна було відбудувати від кидків струму, що намагнічує, схеми захисту виконуються на основі диференційного реле струму типу РНТ і ДЗТ, які не чутливі до аперіодичної складової струму короткого замикання та до несиметричних струмів намагнічування трансформаторів.

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 прямуванням 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 ВF-80), яке працює на неелектричному принципі і встановлюється в розріз трубопроводу від корпусу трансформатора до розширювача.

Газовий захист абсолютно селективний і не реагує на uszkodження поза баком трансформатора.

Газовий захист трансформатора виконується двоступінчатим:

- 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 прямуванні 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 FІАММ. Батареї, які встановлюються у шафі, не обслуговуються, мають ударотривкий корпус, який вироблений із пластмаси АВS, 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 у бік розширювача. Контактори перемикача РПН знаходяться у відділеному від бака трансформатора відсіку. Оскільки при переключенні контакторів дуга горить в маслі, то масло поступово руйнується з виділенням газу й інших компонентів. Бак РПН з'єднується з окремим відсіком розширювача і в сполучній трубі встановлюється спеціальне реле, наприклад, типа URF-25.

1. 4. Розрахунок релейного захисту трансформатора підстанції.

За умовою технічного завдання необхідно виконати розрахунок максимального струмового захисту та диференціального струмового захисту двообмоткового трансформатора потужністю 63 МВА та напругою 110/10 кВ. Джерелом живлення є енергосистема потуж-

ністю 3000 МВА з опором $x_{c*} = 0,35$ у.о. Трансформатор пов'язаний з енергосистемою повітряною лінією завдовжки 8 км. Лінія виконана дротом, переріз якого відповідає опору $R_{ПЛ} = 0,118$ Ом/км.

Визначаємо максимальний тривалий струм у первинній та вторинній обмотці трансформатора:

$$I_{max\ BH} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463,44 \text{ А};$$

$$I_{max\ НН} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5098,3 \text{ А}.$$

Складаємо розрахункову схему (рис. 6. 4)

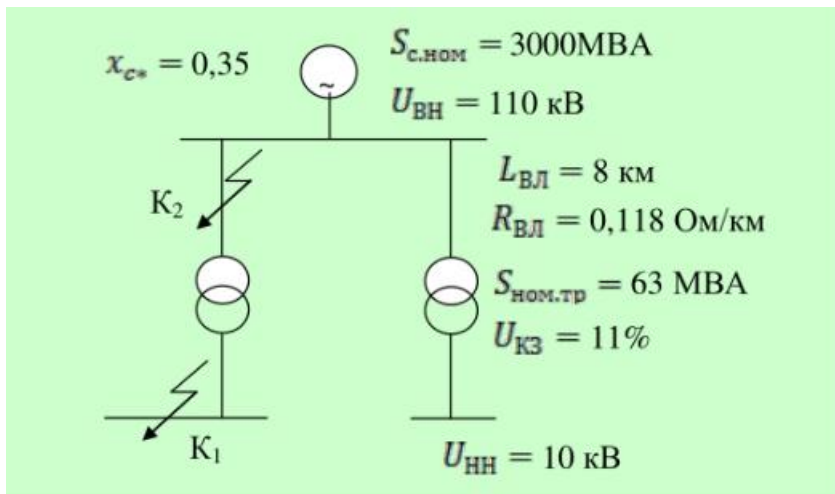


Рисунок 6. 4 – Розрахункова схема.

Встановлюємо на розрахунковій схемі точки короткого замикання $K1$ і $K2$. Складаємо схему заміщення для кожної точки (рис. 36).

Визначаємо індуктивний опір всіх елементів кола, через які протікає струм короткого замикання.

Опір повітряної лінії довжиною 8 км становить:

$$x_{ПЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\phi}}{U_{ном}^2} = 0,444 \cdot 8 \cdot \frac{3000}{110^2} = 0,881$$

де $x_0 = 0,444$ – питомий індуктивний опір (1 км довжини лінії) провода АС-240/32 ($R_{ПЛ} = 0,118$ Ом/км), $x_{ПЛ} = x_0 \cdot l$ – індуктивний опір всієї ПЛ

Опір трансформатора визначається за формулою:

$$x_{TP} = \frac{U_{к.з.}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр.}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{3000}{63} = 5,2$$

де $U_{к.з.}$ - напруга короткому замиканню трансформатора типу

ТДН-16000/110 (за каталогом).

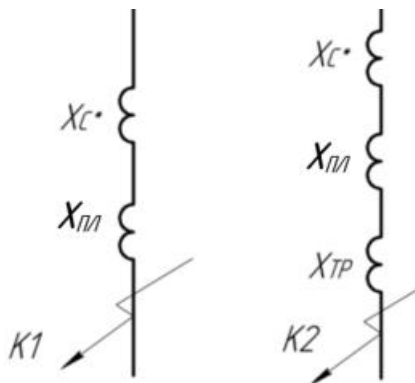


Рисунок 6.5 - Схеми замощення для точок K1 і K2.

Результуючі опори для кожної точки визначаються наступним чином:

$$x_{рез1} = x_{c*} + x_{TP} = 0,35 + 0,881 = 1,23;$$

$$x_{рез2} = x_{c*} + x_{ПЛ} + x_{TP} = 0,35 + 0,881 + 5,2 = 6,43$$

За базисну напругу U_{δ} приймаємо середньо номінальну напругу того ступеня системи електропостачання, де знаходиться точка короткого замикання:

$$U_{\delta 1} = 115 \text{ кВ}; U_{\delta 2} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Визначаємо базисний струм на стороні високої та низької напруги:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 15,06 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 165,2 \text{ кА}.$$

У системі необмеженої потужності періодична складова струму в перехідному режимі короткого замикання залишається практично незмінною.

Системою необмеженої потужності вважається енергосистема, в якій за будь-яких аварійних режимів напруга на шинах енергосистеми залишається практично незмінною.

Знаходимо періодичну складову струму короткого замикання:

$$I_1'' = \frac{I_{\sigma 1}}{x_{\text{рез}1}} = \frac{15,06}{1,23} = 12,2 \text{ кА};$$

$$I_2'' = \frac{I_{\sigma 2}}{x_{\text{рез}2}} = \frac{165,2}{6,43} = 25,7 \text{ кА}.$$

Визначаємо ударний струм короткого замикання:

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta 1} \cdot I_1'' = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 12,2 = 27,5 \text{ кА},$$

$$i_{y\delta 2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta 2} \cdot I_2'' = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 25,7 = 49,3 \text{ кА},$$

де $k_{y\delta 1}$ і $k_{y\delta 2}$ – ударні коефіцієнти з довідкових даних.

Знаходимо тепловий імпульс струму короткого замикання:

$$B_{\kappa 1} = I_1''^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a),$$

де $t_{\text{відкл}}$ - час, що складається з часу відключення вимикача і часу спрацьовування релейного захисту;

T_a - час згасання аперіодичної складової струму короткого замикання. Визначається за довідковими даними. Розмір T_a залежить від місця знаходження точки короткого замикання у схемі електропостачання.

Якщо точка короткого замикання знаходиться за повітряною лінією напругою 110 кВ, $T_{a1} = 0,02$ с. При розташуванні точки короткого замикання на розподільчій мережі напругою 6 кВ під час згасання аперіодичної складової $T_{a2} = 0,01$ с.

$$B_{к1} = I_1''^2 \cdot (t_{сидкл} + T_{a1}) = 12,2^2 \cdot (1,32 + 0,02) = 199,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к2} = I_2''^2 \cdot (t_{сидкл} + T_{a2}) = 25,7^2 \cdot (1,32 + 0,01) = 885 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вибираємо трансформатори струму напругою 110 кВ та 6 кВ за чотирма параметрами:

$$U_{уст}, I_{max \text{ БН}}, i_{уд} \text{ та } B_{к}.$$

Тип трансформатора ТФЗМ 110Б-11У1. Обґрунтування вибору зведено до таблиці 6. 1.

Таблиця 6. 1

Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} = 110$ кВ;	$U_{ном} = 110$ кВ;
$I_{max \text{ БН}} = 463,44$ А;	$I_{ном} = 600$ А / 5 А;
$i_{уд1} = 27,5$ кА;	$i_{дин} = 126$ кА;
$B_{к1} = 199,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Тип трансформатора ТШВ - 15. Обґрунтування вибору також зведено до таблиці 6. 2.:

Таблиця 6. 2

Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} = 10$ кВ;	$U_{ном} = 10$ кВ;
$I_{max \text{ БН}} = 5098,3$ А;	$I_{ном} = 6000$ А / 5 А;
$i_{уд1} = 49,3$ кА;	$i_{дин} = 100$ кА;
$B_{к1} = 885 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Визначаємо струм спрацьовування максимального струмового захисту на стороні високої та низької напруги трансформатора:

$$I_{спрВН} = \frac{k_{зсп} \cdot k_{н} \cdot k_{сх} \cdot I_{max\ ВН.}}{k_{В} \cdot k_{ТСВН}};$$

$$I_{спрНН} = \frac{k_{зсп} \cdot k_{н} \cdot k_{сх} \cdot I_{max\ НН.}}{k_{В} \cdot k_{ТСНН}};$$

де $k_{зсп}$ - коефіцієнт самозапуску двигуна, що враховує кидок струму при пуск двигунів.

Так як до лінії не підключені двигуни, то $k_{зсп} = 1$;

$k_{н}$ – коефіцієнт надійності відбудови захисту, що приймається рівним 1,5;

$k_{сх}$ - коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму. Обмотки трансформаторів струму на високій та низькій стороні з'єднані за схемами повної та неповної зірки відповідно, тому $k_{сх} = 1$ і в тому і в іншому випадку;

$k_{В}$ - коефіцієнт повернення реле, приймаємо рівним 0,85;

$k_{ТС}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$I_{спрВН} = \frac{k_{зсп} \cdot k_{н} \cdot k_{сх} \cdot I_{max\ ВН.}}{k_{В} \cdot k_{ТСВН}} = \frac{1 \cdot 1,5 \cdot 1 \cdot 463,4}{0,85 \cdot 129} = 6,82 \text{ A};$$

$$I_{спрНН} = \frac{k_{зсп} \cdot k_{н} \cdot k_{сх} \cdot I_{max\ НН.}}{k_{В} \cdot k_{ТСНН}} = \frac{1 \cdot 1,5 \cdot 1 \cdot 5098,3}{0,85 \cdot 600} = 7,4 \text{ A}.$$

Розрахунок диференціального струмового захисту трансформатора починаємо з визначення струму силового трансформатора на стороні високої та низької напруги:

$$I_{ВН} = \frac{S_{ном.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 316,6 \text{ A};$$

$$I_{НН} = \frac{S_{ном.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5517,6 \text{ A}.$$

Визначаємо вторинний струм у плечах диференціального струмового захисту:

$$I_{2BH} = \frac{I_{BH} \cdot k_{cx}}{k_{ТСBH}} = \frac{316,6 \cdot \sqrt{3}}{120} = 4,6 \text{ А};$$

$$I_{2HH} = \frac{I_{HH} \cdot k_{cx}}{k_{ТСHH}} = \frac{5517,6 \cdot 1}{1200} = 4,6 \text{ А}.$$

Визначаємо струм небалансу:

$$I_{нб} = k_a \cdot k_{одн} \cdot f \cdot I_{к.з.мах},$$

де k_a – коефіцієнт, що враховує вплив аперіодичної складової струму короткого замикання. Так як ми вибираємо для ДСЗ диференціальні реле типу РНТ-565 в основі яких трансформатори, що швидко насичуються, то приймаємо $k_a = 1$.

$k_{одн}$ - коефіцієнт однотипності умов роботи трансформаторів струму. Якщо трансформатори струму обтікаються близькими за значенням струмами, то $k_{одн} = 0,5$, в інших випадках – 1.

f – похибка трансформатора струму, що задовольняє десятивідсоткову кратність, та відповідно дорівнює 0,1.

$I_{к.з.мах}$ – найбільший трифазний струм короткого замикання при зовнішньому (наскрізному) короткому замиканні.

Вибираємо найбільший струм серед розрахованих періодичних складових струму короткого замикання та визначаємо струм небалансу:

$$I_{нб} = k_a \cdot k_{одн} \cdot f \cdot I_{к.з.мах} = 1 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 25700 = 1285 \text{ А}.$$

Визначаємо **струм спрацьовування реле** за умовою відбудови від струму небалансу з коефіцієнтом надійності 1,3 та без урахування коефіцієнта повернення реле:

$$I_{спр.р} = k_{зат} \cdot k_n \cdot k_{cx} \cdot I_{нб} \cdot \frac{1}{k_{ТС}}.$$

Коефіцієнт схеми та трансформації струму вибирається за умовою вибору струму короткого замикання максимуму. На якій стороні вибирається струм, на тій стороні і вибирається коефіцієнт.

$$I_{спр.р} = k_{зат} \cdot k_n \cdot k_{cx} \cdot I_{нб} \cdot \frac{1}{k_{ТС}} = 1 \cdot 1,3 \cdot 1285 \cdot 1285 \cdot \frac{1}{1200} = 1,4 \text{ А}.$$

Визначаємо число витків основної (диференціальної) обмотки

трансформатора БНТ реле РНТ-565:

$$W_{1\text{розр}} = \frac{F}{I_{\text{спр.р}}} = \frac{100}{1,4} = 71,4 = 71 \text{ виток}$$

Знаходимо число витків вторинної обмотки трансформатора, що швидко насичується :

$$W_{2\text{розр}} = \frac{W_{1\text{розр}} \cdot I_{2\text{ВН}}}{I_{2\text{НН}}} = \frac{71,4 \cdot 4,6}{4,6} = 71,4 = 71 \text{ виток}$$

Визначаємо уточнений струм небалансу:

$$I'_{\text{нб.розр}} = \frac{(W_{1\text{розр}} - W_1) \cdot I_{\text{к.з.мах}}}{W_{1\text{розр}}} = \frac{(71,4 - 71) \cdot 1285}{71,4} = 7,2 \text{ А.}$$

Сумарний струм небалансу:

$$I_{\text{нб.}\Sigma} = I_{\text{нб.}} + I'_{\text{нб.розр}} = 1285 + 7,2 = 1292,2 \text{ А.}$$

Визначаємо уточнений струм спрацювання реле:

$$I'_{\text{спр.р}} = \frac{k_{\text{зм}} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{ск}} \cdot I_{\text{нб}\Sigma}}{k_{\text{ТС}}} = \frac{1 \cdot 1,5 \cdot 1 \cdot 1292,2}{1200} = 1,6 \text{ А.}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості:

$$I_{\text{к.з.мін}} = I_{\text{к.з.мах}} - 0,03 \cdot I_{\text{к.з.мах}} = 25700 - 771 = 24929 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мін}}}{I'_{\text{спр.р}} \cdot k_{\text{ТС}}} = \frac{24929}{1,6 \cdot 1200} = 13 > 1,5$$

ЛЕКЦІЯ № 7. ПРОЕКТУВАННЯ ПРИСТРОЇВ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ І ЗАЗЕМЛЕННЯ. СИСТЕМИ ОБЛІКУ, КОНТРОЛЮ, УПРАВЛІННЯ СИСТЕМАМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.

1. Способи захисту підстанцій від прямих ударів блискавки.
2. Місця установки блискавковідводів.
3. Визначення числа ударів блискавки.
4. Визначення радіусу зовнішньої зони захисту.
5. Види і типи заземлювачів, улаштування заземлювачів.
6. Вихідні умови розрахунку заземлюючих пристроїв.
7. Розрахунок заземлюючих пристроїв

ЛІТЕРАТУРА

1. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990 – 495 с.
2. Важов В. Ф. Техника высоких напряжений: учебное пособие / В. Ф. Важов [и др.]; Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск : Изд-во ТПУ, 2009. — 232 с.: ил. — Библиография в конце глав.
3. Кабышев А. В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие / А. В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
4. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин – К.: Аграрна освіта, 2011- 448 с.
5. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. Притака, Б. В. Мозирський. – Київ: Урожай, 1995 р. - 333 с.

1. **Блискавка (Lightning)** являє собою електричний розряд довжиною кілька кілометрів, що розвивається між грозовою хмарою і землею або якою-небудь наземною спорудою.

Якщо напруженість електричного поля перевищить електричну міцність повітря 25...30 кВ/м, то створюються умови для утворення блискавки.

*Для захисту об'єктів невеликої протяжності (будівлі, відкриті підстанції) застосовують стрижневі блискавковідводи (**lightning rods**).*

Стрижневий блискавковідвід представляє собою високу дерев'яну або сталю щоглу, що вертикально закріплюється в землі. Вгорі щогли закріплюють блискавкоприймач, який представляє собою сталю стержень, трубу або кутову сталь площею перерізу не менше

100 мм². Він повинен бути вище щогли не менше ніж на 15 см і не більше ніж на 2 м. Блискавкоприймач з'єднують зі струмовідводом, в якості якого застосовують сталевий дріт діаметром не менше 6 мм.

Протяжні об'єкти (ЛЕП, великі підстанції) **доцільніше захищати від прямих ударів блискавки (ПУБ) заземленими сталевими тросами (steel rope), що натягнуті над об'єктом який захищається.**

Лінії напругою до 35 кВ включно захищати від прямих ударів блискавки економічно не-доцільно.

За ПУЕ [1]: **ВРП-35-500 кВ повинні бути захищені від прямих ударів блискавки (ПУБ).**

Відкриті підстанції захищаються від прямих ударів блискавки **стрижневими блискавковідводами.**

Можливі два способи захисту підстанцій.

1. Установка блискавковідводів на конструкціях та під'єднання їх до спільного заземлювального пристрою підстанції (рис.7.1, а).
2. Установка окремо розташованих блискавковідводів зі своїми відокремленими заземленнями. (рис.7.1,б).

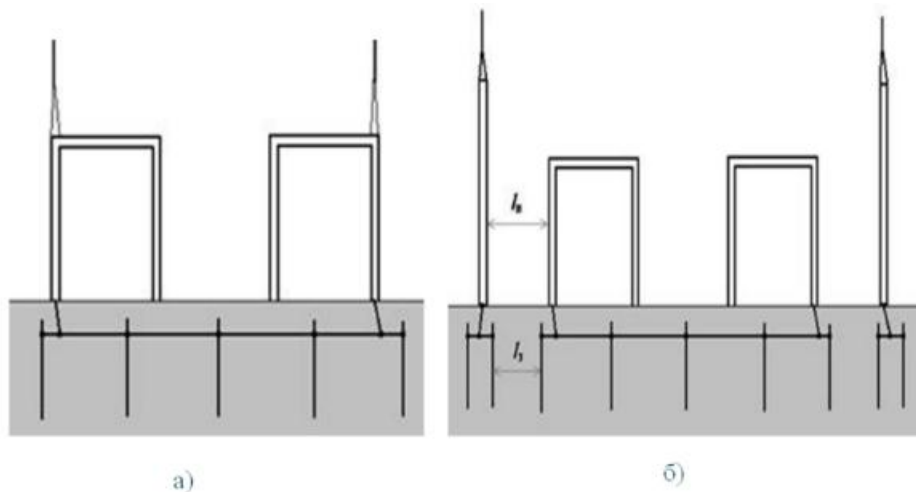


Рисунок 7. 1 – Установка блискавковідводів:

- а) на конструкціях та під'єднаннях їх до спільного заземлювального пристрою підстанції;
- б) окремо розташованих зі своїми окремими заземленнями.

Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу висотою до 60 м показана на рис. 7.2.

Умови установки блискавковідводів на конструкціях за ПУЕ [1]:

– захист від прямих ударів блискавки ВРП 220 кВ і вище необхідно виконувати блискавковідводами, що встановлюються на конструкціях.

$\rho \leq 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. $\rho \leq 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, – захист ВРП 110 кВ можна виконувати на конструкціях при еквівалентному питомому опорі ґрунту в грозовий сезон

– захист ВРП 35 кВ - при

Розміри зони захисту визначаються співвідношенням:

$$\frac{r_x}{h_a} = \frac{1,6 \cdot P}{1 + h_x}, \quad (7.1)$$

де $P=1$ при $h \leq 30 \text{ м}$; $P = 5,5\sqrt{h}$ при висоті $h > 30 \text{ м}$.

Оптимальну надійність, тобто висоту блискавковідводу, визначають на основі співставлення вартості блискавковідводу з можливим збитком від ураження блискавкою, з урахуванням при цьому недовідпуску електроенергії за час ліквідації пошкоджень.

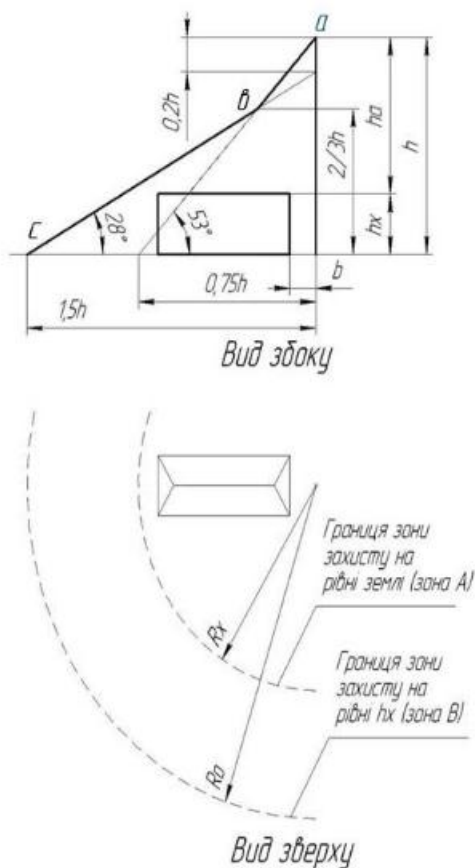


Рисунок 7. 2. – Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу

висотою до 60 м:

h – висота блискавковідводу; h_x – висота точки на границі зони, що захищається; $h_a = h - h_x$ – активна висота блискавковідводу; r_x – радіус захисту на висоті h_x .

Очікуване число ударів блискавки на рік в одиничний найбільш високий об’єкт, в тому числі стрижневий блискавковідвід висотою h (м):

$$N = n \cdot T \cdot \pi \cdot R^2 \cdot 10^{-6}, \quad (7.2)$$

де $n = 0,06$ – число ударів блискавки в землю площею 1 км^2 за 1 час грози, $1 \text{ (км}^2 \cdot \text{ч)}$;

T – середня інтенсивність грозової діяльності для даної місцевості;

$R = 3,5 \cdot h$ – еквівалентний радіус кола, що описує площу, з якої блискавковідвід «збирає» блискавки, м.

Число ударів блискавки в групу найбільш високих споруд (в тому числі блискавковідводів):

$$N = n \cdot T \cdot S \cdot 10^{-6}, \quad (7.3)$$

де S – площа, яка обмежена дугами кола, що описані радіусом R навколо кожного блискавковідводу, а для споруди довжиною l (м), шириною m (м) і висотою h (м):

$$S = (l + 7h')(m + 7h'). \quad (7.4)$$

Якщо одиночний стрижневий блискавковідвід не забезпечує охоплення всієї зони захисту або висота блискавковідводу необхідна надвисока, число блискавковідводів слід збільшити.

Для захисту ВРП застосовуються багаторазові блискавковідводи, розташовані у вершинах квадратів або в шаховому порядку.

У результаті загальна зона захисту ВРП складається з ряду зон захисту трьох або чотирьох блискавковідводів. Останні при однакових висотах блискавковідводів визначаються згідно рис.7.3.

Радіус зовнішньої зони захисту (крива $mx\theta$) збігається з зоною захисту одиночного блискавковідводу і визначається за формулою:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a \cdot h_m \cdot K_h}{h_m + h_x}, \quad (7.5)$$

де r_x - радіус зони захисту;

$h_m, h_x, h_a = h_m - h_x$ - висота відповідно блискавковідводу і захищеного

об'єкту, активна висота блискавковідводу;

K_h - поправочний коефіцієнт для високих блискавковідводів;

$$K_h = 1 \text{ при } h_m = 30 \text{ м; } K_h = \sqrt{30 / h_m} \text{ при } 30 \leq h_m \leq 100 \text{ м.}$$

У загальному випадку слід визначити радіус захисної зони відповідно на висоті розташування струмоведучих частин електричних апаратів, збірних шин і проводів шафи. Висота розташування збірних шин і проводів шафи визначається висотою шинних і шафових порталів ВРП.

Побудова зон захисту блискавковідводів починають з проводів верхнього ярусу (шафи). Зони захисту для проводів нижнього ярусу (збірних шин і апаратів) будують в тому випадку, якщо вони не вписуються в зону захисту проводів верхнього ярусу.

Обрис верхньої межі (Klm на рис. 7.3) збігається з зоною захисту двократного блискавк-квідводу і має вигляд дуги кола, причому відстань

$$r_h = \frac{a}{7 \cdot K_h}, \quad (7.6)$$

де a - відстань між блискавквідводами, яка визначається із конструктивного креслення ВРП.

Зовнішня границя (PqS на рис. 7.3) утворюється двома відрізками прямих, причому відстань r_q , рівна половині найменшої ширини зони двократного блискавквідводу, визначається за формулою:

$$r_q \approx r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a \cdot K_h - a}{12,5 \cdot h_a \cdot K_h - a} \cdot \frac{12,5}{7}. \quad (7.7)$$

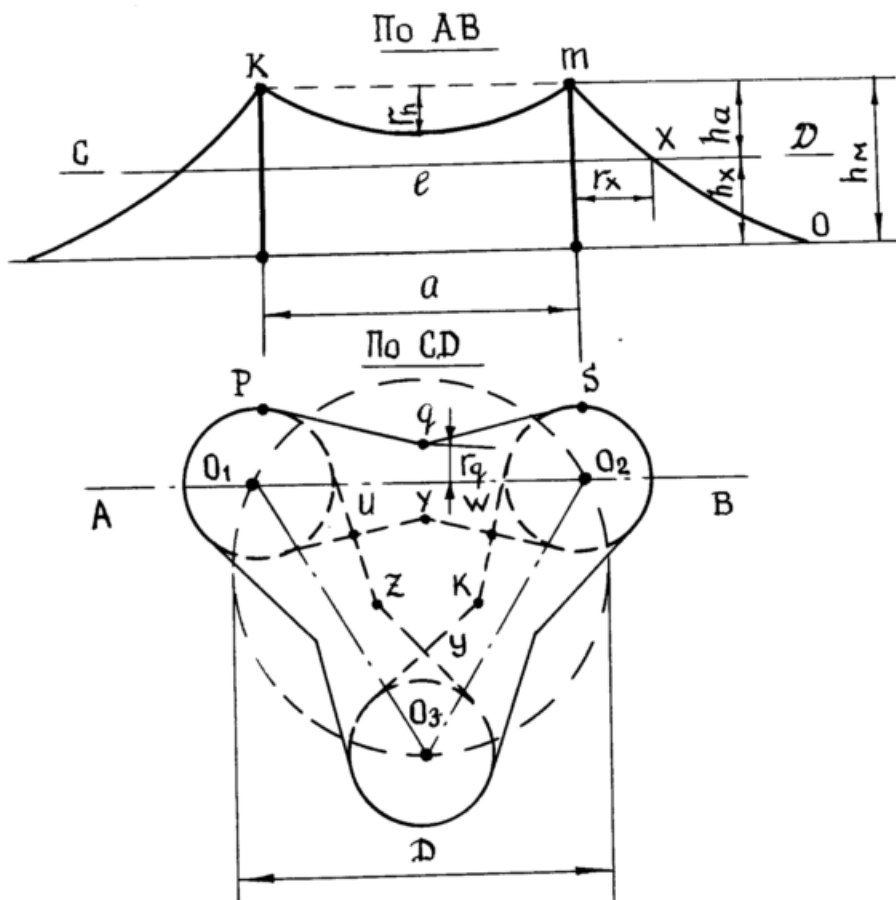


Рисунок 7.3. - Зона захисту багатократного блискавквідводу.

Внутрішній багатокутник UVWKYZ, який утворився, також захищений достатньо надійно, якщо діаметр кола:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot K_h. \quad (7.8)$$

Приклад побудови зони захисту ВРП 110 кВ від прямого удару блискавки показано на рис. 7. 4.

На рисунку зображені тільки портали ВРП. Так як питомий опір ґрунту меншу 2000 Ом·м, то стрижневі блискавковідводи встановлюються на конструкціях порталів ВРП. Місця установки блискавковідводів вибираємо так, як це показано на рис. 7. 1.

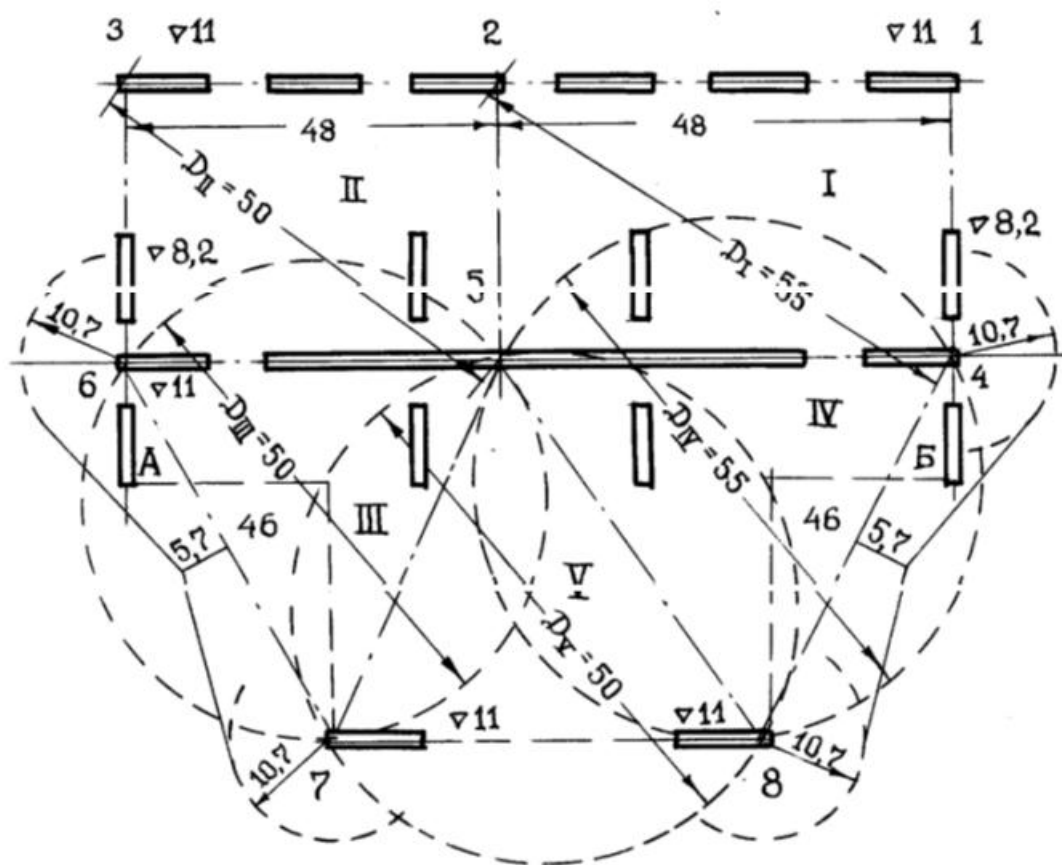


Рисунок 7. 4. – До приклада розрахунку.

Основою для цього служить приблизний розрахунок розміщення мінімального числа стрижневих блискавковідводів з $h_a = 5-10$ м.

Розбиваємо майданчик ВРП на сектори I-IV і визначаємо умови захисту

кожного сектору.

Мінімальна активна висота блискавковідводів для захисту прямокутного сектору II:

$$h_a = \frac{D}{8} = \frac{55}{8} = 6,9 \text{ м}$$

для захисту прямокутного сектору I:

$$h_a = \frac{50}{8} = 6,25 \text{ м}$$

для захисту трикутного сектору IV:

$$h_a = \frac{55}{8} = 6,9 \text{ м.}$$

Приймаємо для всіх блискавковідводів висоту $h_a = 7 \text{ м}$.

Як видно з рис. 7. 4, шинні портали А і Б, що мають висоту 8,2 м, знаходяться за межами трикутних секторів III і IV.

Перевіряємо захищеність цих порталів, здійснюючи побудову захисних зон для подвійних стрижневих блискавковідводів 4-8 і 6-7.

Повна їх висота $h_m = 11 + 7 = 18 \text{ м}$ (блискавковідводи встановлені на шафових порталах ВРП висотою 11 м). Активна висота цих блискавковідводів по відношенню до шинних порталів ВРП становить $h_a = 18 - 8,27 = 9,8 \text{ м}$. Якщо відомо h_a , будуємо захисну зону блискавковідводів на висоті 8,2 м:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot 9,8}{1 + \frac{8,2}{18}} = 10,7 \text{ м.}$$

Знаходимо наближено r_q за формулою:

$$r_q = 10,7 \cdot \frac{7 \cdot 9,8 - 46}{12,5 \cdot 9,8 - 46} \cdot \frac{12,5}{7} = 5,7$$

Побудова, виконана за рис. 2.8, показує, що портали І і 5 входять в захисну зону блискавковідводів, встановлених на шафових порталах ВРП. Тому їх установка на шинних порталах не потребується.

5. Види і типи заземлювачів, улаштування заземлювачів.

Заземлюючий пристрій (Earthing connection) - це сукупність заземлювача і заземлюючих провідників.

Заземлювач (Earthing) - сукупність електродів, з'єднаних між собою, що знаходяться в безпосередньому зіткненні з землею.

Заземлюючі провідники з'єднують частини електроустановок, що заземлюються із заземлювачами.

Розрізняють заземлювачі:

штучні - призначені виключно для цілей заземлення;

природні - металеві предмети, що перебувають у землі для інших цілей.

Типи приладів заземлення за розташуванням:

виносне і контурне.

У виносному заземлювальному пристрої заземлювач винесено за межі майданчика, на якому розміщено заземлююче електроустаткування.

Такий тип заземлюючого пристрою застосовують тільки при малих значеннях струму замикання на землю.

У контурному заземлювальному пристрої поодинокі вертикальні заземлювачі розташовують по контуру (периметру) майданчика, на якому знаходиться заземлююче обладнання (див. рис. 7. 5), або заземлювачі розміщують по всьому майданчику по можливості рівномірно.

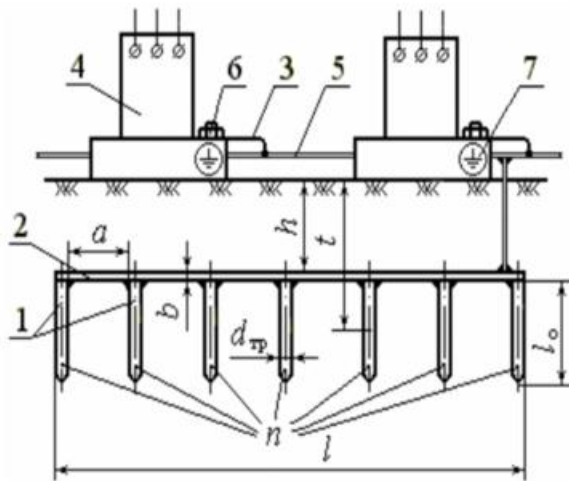


Рисунок 7. 5 - Улаштування захисного заземлення:

1- одиничний або група заземлювачів; 2 - з'єднувальна смуга;
 3- заземлюючий провідник; 4 - заземлювальна установка; 5 - магістраль заземлення з заземлювачем; 6 - болт (гвинт, шпилька); 7 - знак заземлення.

При виносному заземленні (див. рис. 7. 6) заземлювачі розташовуються на деякій відстані від обладнання, що заземлюється. Вони можуть бути винесені за межі виробничого майданчика, або зосереджені в деякій її частині.

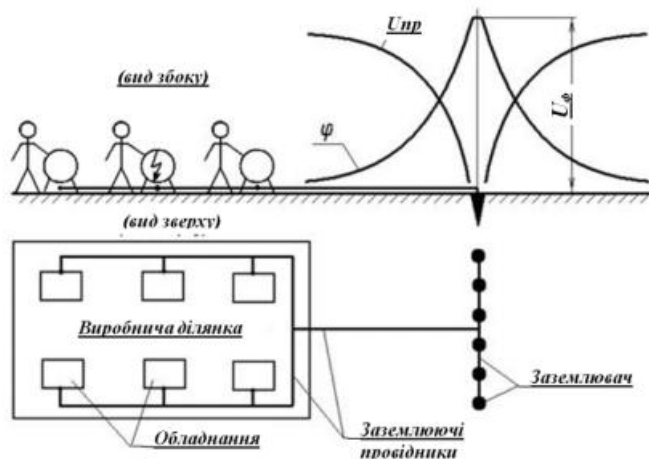


Рисунок 7. 6. – Функціональна схема виносного заземлення

Перевагою виносного заземлення є можливість вибору місця розміщення електродів з найменшим питомим опором ґрунту (сирий, глинистий, в низинах і т. д.), особливо якщо з яких-небудь причин неможливо його розмістити на майданчику, що захищається (скелястий, піщаний ґрунт і т. п.).

Недолік виносного заземлення полягає в високій напрузі дотику

($\alpha \rightarrow 1$). До того ж через велику довжину заземлюючих провідників зростає опір заземлення. Тому воно застосовується при порівняно малих струмах замикання на землю (зокрема в електроустановках до 1000 В) і захищає тільки за рахунок малого опору заземлення.

При **контурному заземленні** (див. рис. 7. 7) заземлювачі розташовуються по контуру (периметру) майданчика, на якому знаходиться заземлююче обладнання або всередині його (по можливості рівномірно). Контурне заземлення називається ще **розподіленим**.

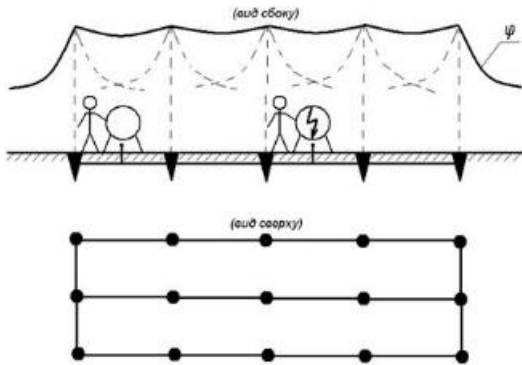


Рисунок 7. 7. – Функціональна схема контурного заземлення.

На рис. 7. 7. пунктирними лініями показані графіки розподілу потенціалів на поверхні ґрунту окремо взятих електродів. У реальності їх поля розтікання накладаються одне на одне (жирна суцільна лінія). Кожна точка поверхні має значний потенціал. Однак різниця потенціалів між будь-якими точками всередині даного майданчика незначна.

Таким чином відбулося «вирівнювання» потенціалу. У цих умовах коефіцієнти кроку і напруги набагато менше одиниці ($\alpha \ll 1; \beta \ll 1$).

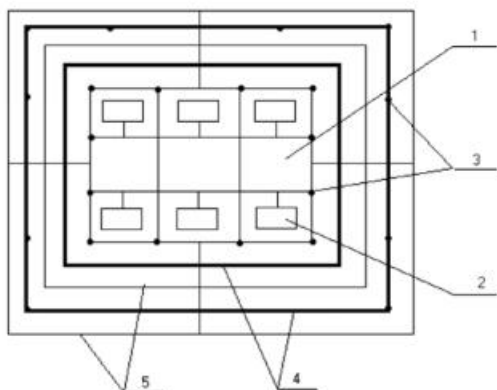


Рисунок 7. 8. - Контурне заземлення підстанції:

1 - територія підстанції $U > 1000$ В; 2 - заземлене електрообладнання;

3 - вертикальні електроди заземлювачі; 4 - з'єднувальні смуги;

5 - додаткові смуги.

Для штучних заземлювачів застосовують вертикальні і горизонтальні електроди.

В якості вертикальних електродів використовують сталеві труби діаметром 50 ... 60 мм з товщиною стінки не менше 3,5 мм, кутову сталь з товщиною стінки не менше 4 мм або пруткову сталь діаметром не менше 10 мм.

Для зв'язку вертикальних електродів і в якості самостійного горизонтального електрода застосовують смугову сталь перерізом не менше 4×12 мм або сталь круглого перерізу діаметром не менше 10 мм. З'єднання електродів виконують за допомогою зварювання. Допускаються різьбові з'єднання.

Залягання електродів в ґрунті повинно бути нижче глибини промерзання (довідкова величина). Після установки і зварювання електродів в траншеї вона засипається і ретельно трамбується.

В якості природних заземлювачів можуть використовуватися прокладені в землі водопровідні та інші металеві труби (крім трубопроводів з горючими газами і рідинами), обсадні труби артезіанських колодязів, свердловин, арматура залізобетонних опор і т. п.

При проектуванні заземлювачів необхідно, щоб напруга кроку в аварійному режимі виробничих електроустановок не перевищувало 20 В, а для побутових електроустановок не перевищувало 12 В (див. ДСТУ).

В залежності від призначення заземлення електроустановок підрозділяються на захисне, робоче і грозозахисне.

Зазвичай для виконання всіх трьох типів заземлення використовується один заземлювальний пристрій.

Природні заземлювачі мають, як правило, малий опір розтікання струму, і тому використання їх для цілей заземлення дає велику економію.

Недоліками природних заземлювачів є доступність їх не електротехнічному персоналу і можливість порушення безперервності з'єднання заземлювачів великої довжини.

Розрахунок заземлюючих пристроїв

Метою розрахунку є вибір конструктивних параметрів штучного заземлювача, при яких заземлювальний пристрій задовольняє вимогам електробезпеки.

Порядок розрахунку заземлюючих пристроїв.

1) уточнення вихідних даних (форма і розмір заземлюючих електродів, тип заземлювача, передбачувана глибина закладення в землю, питомий опір ґрунту, дані про природних заземлювачах, розрахунковий струм замикання на землю);

2) обчислення допустимого опору заземлюючого пристрою за ПУЕ

($R_{доп}$);

3) розрахунок необхідного опору штучного заземлювача, складання схеми (проекту) заземлюючого пристрою, тобто розміщення на плані прийнятих для спорудження електродів заземлювача і заземлювальних провідників;

4) порівняння отриманого розрахункового опору з $R_{доп}$ за ПУЕ, якщо необхідно, уточнення розмірів заземлювача

5) розрахунок потенціалу заземлюючого пристрою і порівняння з допустимим.

Якщо є природні заземлювачі, але їх опір не задовольняє ПУЕ, то необхідно створювати штучне опір заземлюючого пристрою.

Тоді загальний опір заземлюючого пристрою, з урахуванням природних і штучних заземлювачів можна розрахувати за формулою:

$$R_{з.} = \frac{U_{np. доп.}}{I_{з.} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} \quad R_{з.у.} = \frac{R_{г.} \cdot R_{ш.}}{R_{г.} + R_{ш.}}$$

- і він повинен бути порівняний з $R_{з. доп.}$ за ПУЕ.

Допустимі за ПУЕ опори заземлюючих пристроїв:

1) для електроустановок до 1000В

- 10 Ом при повній сумарній потужності трансформаторів і генераторів, що живлять дану мережу не більше 100 кВА;

- 4 Ом у всіх інших випадках.

2) для електроустановок вище 1000В

- 0,5 Ом при ефективно заземленій нейтралі;

$\frac{125}{I_{з.}}$

- $I_{з.}$, але ≤ 10 Ом при ізольованій нейтралі і за умови, що заземлювач використовується тільки для електроустановки напругою понад 1000 В;

125

- I_3 , але ≤ 4 або 10 Ом згідно норм при ізольованій нейтралі та умові, що заземлювач використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В і вище 1000В.

250, 125 – допустимі напруги на заземлювачі.

I_3 – струм замикання на землю, А.

Опір вертикально забитого у ґрунт одного електрода зі сталеві труби:

$$R_{ел} = \frac{\rho}{2\pi \cdot l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{h_{сп} + l}{h_{сп} - l} \right)$$

де ρ - питомий опір ґрунту, Ом;

l – довжина електрода, м;

$h_{сп}$ - середня довжина заглиблення електродів, м.

$$h_{сп} = \frac{h + l}{2}$$

де $h=0,8$ м – відстань від верхньої частини електрода до поверхні землі;

d – зовнішній діаметр труби, м.

Необхідна кількість вертикально забитих електродів:

$$n = \frac{R_{ел}}{\eta \cdot R_{дон}}$$

де $\eta = 0,66$ – коефіцієнт використання заземлювачів.

Окрім опору електродів необхідно враховувати і опір з'єднуючої смуги.

Горизонтальні заземлювачі прокладаємо по краю території, що зайнята заземлюючим пристроєм, так, щоб вони у сукупності утворювали замкнутий контур.

Оскільки контур заземлюючого пристрою розміщується в межах зовнішнього огорожен-ня електроустановки, то у входів і виїздів на її територію слід вирівнювати потенціал шляхом встановлення двох вертикальних заземлювачів і зовнішнього горизонтального за-землювача навпроти входів і виїздів.

Вертикальні заземлювачі повинні бути довжиною 3,5 м, а відстань між ними повинна бути рівна ширині входу або виїзду (п. 1.7.5 ПУЕ).

Опір з'єднуючої смуги:

$$R_n = \frac{\rho}{2\pi \cdot l_n} \cdot \ln \frac{2l_n}{b_n h}$$

де l_n - довжина смуги, м;

b_n - ширина смуги, м;

h - глибина закладення смуги, м.

Загальний опір заземлюючого пристрою:

$$R_z = \frac{R_{ел}}{n \cdot \eta} \cdot \frac{R_n}{\frac{R_{ел}}{n \cdot \eta} + R_n}$$

$$R_{зон} > R_z$$

Таким чином, в довіднику пропонується розрахувати опір розтікання окремо для горизонтальних електродів (сітки) і вертикальних електродів, застосувавши відповідні коефіцієнти. Результуючий опір заземлюючого пристрою розраховується з передумови, що дану конфігурацію системи електродів можна розглядати, як паралельне з'єднання провідників.

Порядок розрахунку захисного заземлення

Розрахунок захисного заземлення має на меті визначити основні параметри заземлення - число, розміри і розміщення одиночних заземлювачів і заземлюючих провідників, при яких напруги дотику і кроку в період замикання фази на заземлений корпус не перевищують допустимих значень.

Спосіб розрахунку заснований на застосуванні коефіцієнтів використання провідності заземлювача, тому його називають способом коефіцієнтів використання.

Розрахунок може бути виконаний як по допустимому опору розтікання струму заземлювача, так і по допустимій напрузі доторкнення (кроку).

В даний час розрахунок заземлювачів виконується **в більшості випадків по допустимому опору заземлювача.**

Розрахунок параметрів заземлювача.

На основі схеми заземлення та наявних даних про питомий опір ґрунту обчислюється розрахунковий опір R_z цього заземлювача в наступному порядку:

1. За схемою заземлювача визначається сумарна довжина горизонтального електрода l_r і кількість вертикальних електродів n .

2. Для заземлювачів, розташованих нижче рівня землі ($H = 0,7$ м), за формулою (1) визначається розрахункове значення питомого опору ґрунту ρ для вертикального і горизонтального заземлювачів відповідно:

$$\rho = \rho_{\varphi} \cdot \kappa_n \quad (1)$$

де ρ_{φ} - питомий електричний опір ґрунту (Табл.5 Додатку);

κ_n - підвищуючі коефіцієнти, що враховують зміни опору ґрунту в залежності від кліматичних зон, для вертикального і горизонтального заземлювачів відповідно (Табл.6 Додатку).

3. За формулою (2) обчислюється *розрахунковий опір одиночного вертикального заземлювача R_v (стрижня або труби діаметром d), заглибленого в землю, верхній край якого знаходиться на поверхні землі* (Рис. 4а.):

$$R_v = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l} \cdot \ln \frac{4l}{d} \quad (2)$$

Якщо вертикальний заземлювач має форму куточка з шириною полки b , то слід вважати $d = 0,95 b$.

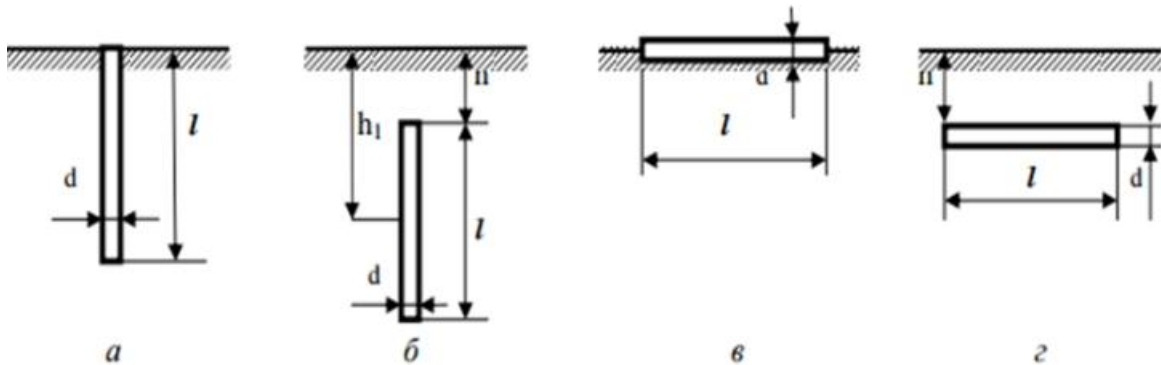


Рисунок 5. – Розміщення заземлювачів:

а)стрижневий вертикальний у поверхні землі; б)стрижневий вертикальний, заглиблений в землю; в)стрижневий горизонтальний у поверхні землі; г)стрижневий горизонтальний заглиблений в землю.

4. Для стрижнів або труб діаметром d , заглиблених в землю на $h = 0,7$ м (рис.4б), опір одиночного вертикального заземлювача R_v визначається за формулою (3):

$$R_g = 0,366 \frac{\rho}{l} \cdot \left(1n \frac{2l}{d} + 0,51 \cdot 1n \frac{4h_1 + 1}{4h_1 - 1} \right) , \text{ Ом} \quad (3)$$

Для куточка з шириною полиці b слід вважати $d = 0,95 b$

Розрахункове значення опору горизонтального електроду R_g , розташованого на поверхні землі (Рис.4в) і має форму стрижня, або труби, визначається за формулою (4):

$$R_g = 0,183 \frac{\rho}{l_g} \ln \frac{2l_g}{d} , \text{ Ом} \quad (4)$$

Для горизонтально розташованого електроду у вигляді стрижня або труби, заглибленого в землю на $h = 0.7$ м (Рис.4г), опір R_2 визначається за формулою (5):

$$R_g = 0,366 \frac{\rho}{l_g} \ln \frac{l_g^2}{d \cdot h} , \text{ Ом} \quad (5)$$

Для смуги шириною b слід вважати $d = 0,5 b$.

За Табл. 2 і Табл.3 Додатків знаходяться коефіцієнти використання для

вертикальних η_e і горизонтальних η_g електродів і за формулою (6)

обчислюється **розрахунковий опір заземлювача R_z :**

$$R_z = \frac{R_g R_e}{R_g \cdot \eta_g + R_e \cdot \eta_e \cdot n} , \text{ Ом} \quad (6)$$

де n - кількість вертикальних електродів.

Якщо розрахунковий опір заземлювача R_z збігається або менше

допустимого значення R_d , це свідчить про те, що всі основні параметри прийнятого нами заземлювача (форма, розміри, розміщення електродів в землі і відносно один одного) обрані правильно і, отже, напруги дотику і кроку знаходяться в допустимих межах.

Таблиця 5. 1 – Питомий опір ґрунту.

Ґрунт	ρ , Ом-м	Ґрунт	ρ , Ом-м
-------	---------------	-------	---------------

Пісок	400-1000	Горф	20
Супісь	150—400	Чорнозем	10-50
Суглинок	40-150	Вапняк	1000—2000
Глина	8-70	Скелястий	2000
Садова земля	40	Ґрунт	2000-4000

Таблиця 5. 2 - Коефіцієнти використання вертикальних заземлювачів η_v

Число заземлювачів n	Відношення відстаней між заземлювачами до їх довжини a/l					
	1	2	3	1	2	3
	електроди розміщені в ряд			електроди розміщені по контуру		
2	0,85	0,91	0,94	-	-	-
4	0,73	0,83	0,89	0,69	0,78	0,85
6	0,65	0,77	0,85	0,61	0,73	0,8
10	0,59	0,74	0,81	0,56	0,68	0,76
20	0,48	0,67	0,76	0,47	0,63	0,71
40	-	-	-	0,41	0,58	0,66
60	-	-	-	0,39	0,55	0,64
100	-	-	-	0,36	0,52	0,62

Таблиця 5. 3 - Коефіцієнти використання горизонтальних заземлювачів η_r

Число заземлювачів n	Відношення відстаней між заземлювачами до їх довжини a/l					
	1	2	3	1	2	3
	електроди розміщені в ряд			електроди розміщені по контуру		
2	0,85	0,91	0,94	-	-	-
4	0,73	0,83	0,89	0,69	0,78	0,85
6	0,65	0,77	0,85	0,61	0,73	0,8
10	0,59	0,74	0,81	0,56	0,68	0,76
20	0,48	0,67	0,76	0,47	0,63	0,71
40	-	-	-	0,41	0,58	0,66
60	-	-	-	0,39	0,55	0,64
100	-	-	-	0,36	0,52	0,62

Таблиця 5. 4 - Значення підвищуючого коефіцієнта K_p для заземлювачів,

розміщених нижче рівня землі ($h = 0,7\text{м}$)

Кліматична зона	Значення K_p	
	для горизонтальних заземлювачів	для вертикальних заземлювачів
I	4,5-7,0	1,8-2,0
II	3,5-4,5	1,6-1,8
III	2,5-4,0	1,4-1,6
IV	1,5-2,0	1,2-1,4

Питання для самоперевірки

1. Глибина забивання заземлювачів.
2. Формула визначення опору вертикальних заземлювачів.
3. Криві для визначення коефіцієнта використання заземлювачів.
4. Визначення кількості вертикальних заземлювачів.
5. Визначення розрахункового значення питомого опору ґрунту ρ для вертикального і горизонтального заземлювачів розташованих нижче рівня землі.

ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ АПК

Курс лекцій

ПОПАДЧЕНКО Світлана Анатоліївна

САВЧЕНКО Олександр Анатолійович

Формат 60x84/16. Гарнітура Times New Roman
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.

Ум. друк. арк. _.

Наклад ___ пр.

ДБТУ

61002, м. Харків, вул. Алчевських, 44