

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

УДК 631.371:621.31

ПОГОДЖЕНО
Директор ННІ енергетики,
автоматики і енергозбереження

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувача кафедри
електротехніки, електромеханіки
та електротехнологій

проф..д.т.н. _____ Каплун В.В. доц..к.т.н. _____ Окушко О.В.
(підпис) (підпис)
« ____ » _____ 2024 р. « ____ » _____ 2024 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

**на тему: «РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЙ ТА АПАРАТНОГО
ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ
ТРАНСФОРМАТОРІВ»**

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

Гарант освітньої програми

к.т.н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

Усенко С.М.
(ПІБ)

Керівник магістерської роботи

к.т.н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

Наливайко В.А.
(ПІБ)

Виконав

_____ (підпис)

Грипа В.В.
(ПІБ)

КИЇВ – 2024
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувача кафедри
електротехніки, електромеханіки та
електротехнологій к.т.н доцент Окушко О.В.
(ступінь, звання) (підпис) (ПІБ)
«___» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Грипі Володимиру Володимировичу

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Орієнтація освітньої програми _____
Тема магістерської роботи «Розробка технологій та апаратного забезпечення для проведення діагностування силових трансформаторів»
затверджена наказом ректора НУБіП України від 26.09.2024 № 1666 «С»
Термін подання завершеної роботи на кафедру 15.11.2024
Вихідні дані до магістерської роботи: «Правила улаштування електроустановок»; «Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів»; «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів»;
Перелік питань, що підлягають дослідженню
1. Провести аналіз конструкції та особливості складових силових трансформаторів..
2. Діагностування та випробування силових трансформаторів.
3. Обґрунтувати та перевірка стану силового трансформатора та проведення ремонтних робіт..
4. Розробка питань електропостачання та економії енергетичних ресурсів і енергоносіїв.
5. Розробити заходи з охорони.

Дата видачі завдання 27.09.2024

Керівник магістерської роботи	_____	Наливайко В.А.
	(підпис)	(ПІБ)
Завдання прийняв до виконання	_____	Грипа.В.В.
	(підпис)	(ПІБ)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: 85 с., 13 рис., 12 табл., 11 джерел

Актуальність роботи: У сучасних умовах ринкової економіки одним із ключових завдань для забезпечення ефективної роботи підприємств та організацій є оптимізація використання енергетичних ресурсів. Серед елементів електричних мереж особливе місце займають силові трансформатори, які відіграють вирішальну роль у підтримці стабільності енергосистеми.

Вихід із ладу трансформатора ставить під загрозу роботу підстанцій і впливає на надійність усєї енергетичної інфраструктури. Тому якісне технічне обслуговування трансформаторів є одним із основних заходів для забезпечення їхньої тривалої та надійної роботи.

Мета роботи: Підвищення експлуатаційної надійності силових трансформаторів.

Завдання роботи:

- Виконати аналіз існуючих методів неруйнівного контролю стану силових трансформаторів;
- Розробити методи та апаратні засоби для моніторингу стану трансформаторів під час їхньої роботи;
- Адаптувати систему неруйнівного контролю для потреб електротехнічних служб;
- Обґрунтувати методи та засоби виявлення виткових замикань;
- Виконати розрахунки електричних мереж і визначити необхідну потужність джерел живлення для сервісних центрів.

Предметом дослідження є ремонтні роботи та післяремонтні випробування силових трансформаторів.

Об'єктом дослідження є силовий масляний та сухий трансформатори.

Методи дослідження. Для досягнення поставленої мети в процесі дослідження, крім абстрактно-логічного та розрахункового, використовувалися наступні методи: при розробці теоретичних положень – методи математичного моделювання; при розробці системи моніторингу – розрахунково-конструкторський та ін.

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень	5
ВСТУП	6
РОЗДІД 1	8
КОНСТРУКЦІЇ ТА ОСОБЛИВОСТІ СКЛАДОВИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	8
РОЗДІЛ 2.....	16
ДІАГНОСТУВАННЯ ТА ВИПРОБУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	16
2.1 Методи контролю та діагностики трансформатора.....	16
2.2 Зовнішній огляд.....	17
2.3 Вимірювання опору ізоляції.....	18
2.4.Комплексне діагностичне випробовування силових трансформаторів.....	23
2.5 . Випробування міцності ізоляції трансформатора з підвищеною напругою промислової частоти.	26
2.6. Вимірювання опору обмоток постійному струму.	28
2.7. Перевірка коефіцієнта трансформації.....	30
2.8. Перевірка групи з'єднань обмоток трифазних трансформаторів.....	31
2.9. Вимірювання струму й втрат холостого ходу.....	32
2.10. Метод акустичної локалізації часткових розрядів.....	33
2.11 Характеристики вібрацій.....	36
2.12 Тепловізійний контроль.....	36
2.13 Аналіз факторів, що впливають на виникнення виткових замикань у трансформаторах 6–10/0,4 кВ.	39
2.13 Аналіз факторів, що вказують на розвиток виткових замикань в обмотках трансформаторів 6-10/0,4 кв.....	44
РОЗДІЛ 3	50
ПЕРЕВІРКА СТАНУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТА ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТНИХ РОБІТ.....	50
3.1 Моніторинг стану трансформатора.....	50
3.2 Проведення ремонтних робіт.....	54
3.3 Огляд активної частини та складання трансформатора.....	56
3.4 Роботи на елементах активної частини силового трансформатора	57
3.5 Капітальний ремонт зі зміною обмоток трансформаторів напругою 6-110 кВ.....	59

РОЗДІЛ 4	66
РОЗРОБКА ПИТАНЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ЕКОНОМІЇ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ І ЕНЕРГОНОСІЇВ	66
4.1 Підрахунок електричних навантажень сервісного центру з проведення поточних та капітальних ремонтів силових трансформаторів.	66
4.2 Розрахунок потужності та вибір споживчої трансформаторної підстанції. Розрахунок зовнішньої електричної мережі напругою 0,38 Кв.	68
РОЗДІЛ 5	75
ОХОРОНА ПРАЦІ	75
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	83

Перелік умовних позначень

- СТ-Силовий трансформатор
- ВН-обмотка вищої напруги
- НН-обмотка нижчої напруги
- ЧР-частковий розряд
- РПН-регулювання напруги під навантаженням
- ТК-тепловізійний контроль
- ЦДП- центральний диспетчерський пункт
- МНІ-метод низьковольтного імпульсу
- ПТО-пункт технічного обслуговування

ВСТУП

Щороку промислові та сільськогосподарські підприємства стають дедалі енергоємнішими, що підвищує актуальність автоматизації, електрифікації, а також модернізації електромереж як на нових об'єктах, так і на діючих підприємствах. Ключовим елементом у структурі електричних мереж є силові трансформатори. Їхня несправність може вивести з ладу підстанцію, що одразу позначається на стабільності всієї енергосистеми. Таким чином, однією з основних умов забезпечення безперебійної роботи трансформаторів і продовження їхнього експлуатаційного ресурсу є ефективне технічне обслуговування в процесі їхньої роботи. У наш час планово-попереджувальні ремонти іноді є малоефективними і тому перехід до нової стратегії вимагає розробки нових технологій діагностування із застосуванням комп'ютерних технологій обробки та аналізу даних.

Мета роботи полягає в удосконаленні існуючих та розробці нових технологій для проведення поточних ремонтів і післяремонтних випробувань силових трансформаторів. Це дозволить об'єктивно оцінювати технічний стан усіх систем трансформатора, адже існуючі методи не завжди забезпечують точну діагностику через обмеження алгоритмів, що використовуються для оцінки параметрів. Переважно фокусується увага на граничних значеннях діагностичних параметрів, а отже, точність оцінки стану в умовах експлуатації мереж знижується. Серед головних завдань також виділяється зменшення витрат, пов'язаних із можливими поломками, через своєчасне виявлення дефектів, що виникають під час експлуатації.

Предмет дослідження: Процеси проведення ремонтних робіт та післяремонтних випробувань силових трансформаторів.

Об'єкт дослідження: Силові трансформатори масляного та сухого типів.

Структура магістерської роботи :

Перший розділ містить огляд науково-технічної літератури, де проаналізовано структуру та основні типи силових трансформаторів.

Другий розділ присвячений діагностуванню та випробуванням силових трансформаторів, у якому розглянуто такі питання:

- Метод акустичної локалізації точкових розрядів;
- Вимірювання опору обмоток за допомогою постійного струму;
- Тепловізійний контроль стану силових трансформаторів;
- Оцінка коефіцієнта технічного стану трансформатора;
- Аналіз вібраційних характеристик;
- Перевірка групи з'єднання обмоток у трифазних трансформаторах.

У третьому розділі розглянуто питання моніторингу стану силових трансформаторів, а також особливості проведення ремонтних і післяремонтних випробувань.

Четвертий розділ присвячено розробці рішень для забезпечення електропостачання та оптимізації використання енергоресурсів і енергоносіїв.

Результати досліджень опубліковані в праці:ГрипаВ.В,Наливайко В.А. Дослідження ефективності термографічного аналізу асинхронних електродвигунів.. Тези доповідей 77- тої науково-практичної конференції студентів «Енергозабезпечення, електротехнології, електротехніка та інтелектуальні управляючі системи в АПК, м. Київ, 25 квітня 2024 р. С. 55.

РОЗДІД 1

КОНСТРУКЦІЇ ТА ОСОБЛИВОСТІ СКЛАДОВИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Трансформатор є пристроєм для зміни змінної напруги, що працює на основі електромагнітної індукції. Основні компоненти трансформатора включають первинну і вторинну обмотки, а також магнітний сердечник. Його основні функції: перетворення напруги, зміна імпедансу, регулювання рівня напруги та перетворення струму.

Силовий трансформатор — це пристрій, що застосовується між генератором та розподільною мережею і зазвичай має потужність від 500 кВА і вище. Енергосистема підприємств, де використовуються такі трансформатори, складається з численних точок генерації, зв'язків та розподільчих вузлів як всередині системи, так і з сусідніми системами. Силові трансформатори забезпечують необхідний перехід між рівнями напруги у кожному з цих вузлів.

Силові трансформатори поділяються на такі типи:

1. Трансформатори загального призначення — пристрої, які працюють у стандартній мережі без специфічних вимог до умов експлуатації, характеру навантаження або режимів роботи.
2. Однофазні та трифазні трансформатори — трансформатори, у магнітній системі яких створюється відповідно однофазне або трифазне магнітне поле.
3. Підвищуючі трансформатори — пристрої, де первинна обмотка має нижчу напругу порівняно з вторинною.
4. Трансформатори з регулюванням під навантаженням — трансформатори, що дозволяють регулювати напругу обмоток без відключення навантаження або обмотки від мережі.
5. Трансформатори з перемиканням без збудження — трансформатори, які забезпечують регулювання напруги шляхом відключення обмоток від мережі під час перемикання.

Силові трансформатори класифікуються за потужністю на такі категорії:

1. Трансформатори малої потужності — від 500 до 7500 кВА.
2. Трансформатори середньої потужності — від 7500 до 100 МВА.
3. Великі силові трансформатори — від 100 МВА і більше.

Номінальна потужність трансформатора визначається на основі «звичайних» умов експлуатації, які регулюються стандартами. Проте в деяких випадках реальні умови можуть значно відрізнятися від стандартних, що впливає на бажану продуктивність. До незвичних умов експлуатації можна віднести:

1. високі температури навколишнього середовища (понад 40°C);
2. низькі температури (нижче -20°C);
3. висоти, що перевищують 1000 м над рівнем моря;
4. сейсмічні умови;
5. навантаження з повним гармонійним спотворенням, що перевищує 0,05 за одиницю.

Трансформатори сухого типу призначені переважно для використання в приміщеннях, тоді як масляні трансформатори зазвичай використовуються зовні.

Силовий трансформатор є складним пристроєм, що складається з безлічі конструктивних елементів.

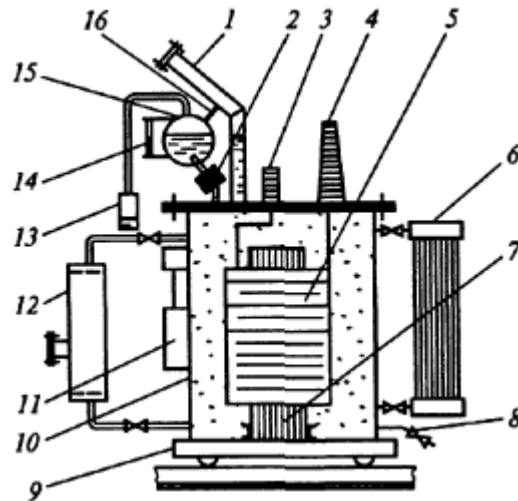


Рис.1. - Конструктивна схема масляного трансформатора

1-вихлопна туба;2-газове реле;3-ввід НН ;4-ввід ВН ;5- обмотка вищої і нижчої напруги; 6-радіатори системи охолодження;7-магнітопровід;8- кран для зливу масла; 9-візок з катками;10-бак; 11- прилад для регулювання навантаження; 12-термосифонний фільтр; 13- осушувач повітря; 14-показник рівня масла; 15- розширювач; 16-з'єднувальна трубка.

Магнітопровід виконує роль механічної та конструктивної основи силового трансформатора. Він виготовляється з окремих ізольованих сталевих листів, які забезпечують локалізацію основного магнітного поля трансформатора.

Обмотка трансформатора складається з витків, в яких накопичуються електрорушійні сили. Це дозволяє досягати необхідного рівня напруги — вищого, середнього або нижчого. Обмотка трансформатора може бути:

1. Концентровані обмотки високої (ВН) та низької напруги (НН) мають циліндричну форму і розташовуються одна всередині іншої (рис. 1.2, а). Ця конфігурація зазвичай є типовою для основних елементів силових трансформаторів.
2. Чергувані обмотки високої (ВН) і низької напруги (НН) виконані у формі однакових циліндрів, які розташовуються один над одним на стержні (рис.

1.2, б). Ця конфігурація зазвичай застосовується в сухих трансформаторах, оскільки вона забезпечує ефективніше охолодження обмоток.

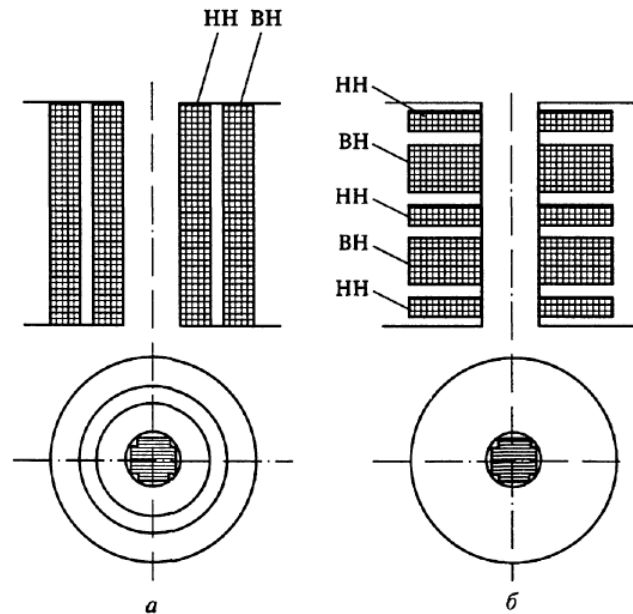


Рис.1.2 - Обмотка трансформатора: а-концентрична,б-чергувальна.

Ізоляція є надзвичайно важливим аспектом у функціонуванні трансформаторів. У масляних трансформаторах для ізоляції застосовують масло разом з діелектриками, такими як гетинакс, папір та електрокартон. Водночас сухі трансформатори використовують кремнійорганічні матеріали — сучасні ізоляційні матеріали, що відрізняються високою термостійкістю.

Бак трансформатора є резервуаром, в якому розміщена активна частина з рідким діелектриком. Основні елементи бака включають кришку, що слугує для встановлення введів, вихлопної труби, а також для кріплення термометрів і інших компонентів. Стінки бака, як правило, використовуються для кріплення радіаторів, які забезпечують охолодження пристрою, а також його дно.

Для контролю коливань рівня масла в трансформаторі застосовують розширювач, який з'єднується з баком. Оскільки бак заповнений маслом, його нагрів або охолодження викликає певні зміни рівня рідини. Щоб усунути цю проблему, використовується осушувач повітря — пристрій, що з одного боку підключений до атмосферного повітря, а з іншого — до внутрішнього об'єму

розширювача трансформатора. Осушувач видаляє вологу з повітря, що надходить у бак або розширювач. Схему осушувача повітря можна побачити на рис. 1.3.

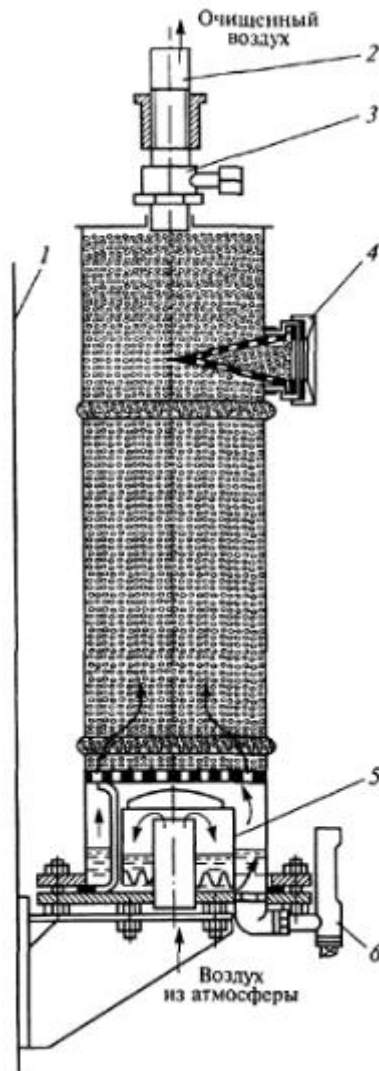


Рис.1.3 - Осушувач повітря

1-стінка бака; 2- труба для з'єднання осушувача повітря;3- з'єднувальна гайка; 4-оглядове вікно патрона;5-масляний затвор; 6- вказівник рівня масла в затворі.

Фільтри поділяються на два основні типи:

1. Адсорбційні фільтри — забезпечують примусову циркуляцію масла через фільтраційні елементи. Їх основна мета полягає у безперервній регенерації трансформаторного масла під час експлуатації.

2. Термосифонні фільтри — у цих системах циркуляція масла відбувається виключно завдяки різниці щільностей між охолодженим і нагрітим маслом.

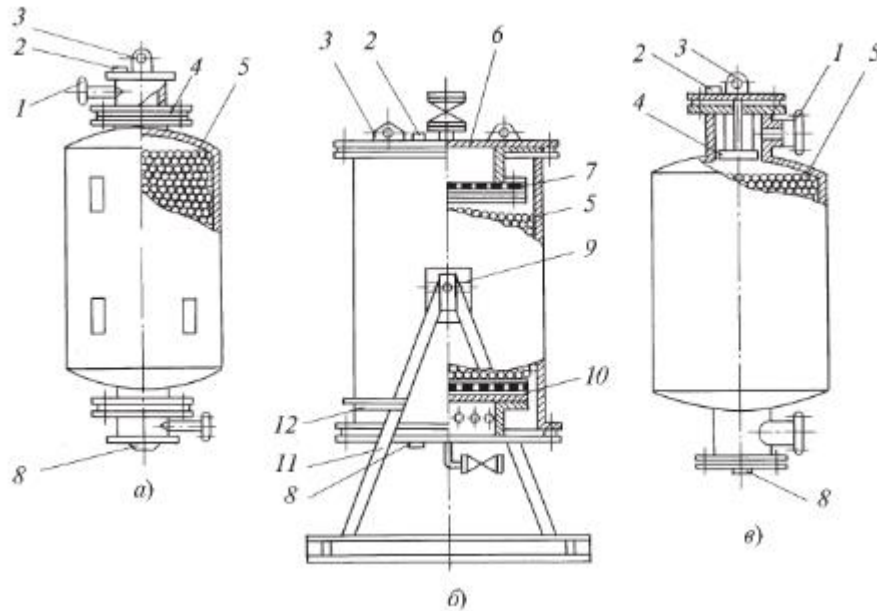


Рис.1.4 - Фільтр безперервної регенерації масла:

а- для трансформаторів з системою охолодження типу ДЦ(адсорбційний фільтр);
 б- для трансформаторів з системою охолодження типу Ц(адсорбційний фільтр);
 в-для трансформаторів з системою охолодження типу М і Д(термосифонний фільтр);
 1-патрубок;2-пробка для спуску повітря;3- прилад для підйому;4-захисна сітка;5-корпус;6-кришка;7-захисний прилад;8-зливна пробка;9-піввісь;10-розширюючий прилад ;11-рама;12-фіксуєчий упор.

Фільтр наповнюється силікагелем, який під час проходження масла через нього ефективно вбирає вологу та кислоти, що виникають під час експлуатації. Якщо ці небажані речовини накопичуються на обмотках трансформатора, це може спричинити їх старіння, а також негативно вплинути на якість самого масла.

Визначення кількості адсорбента та абсорбера залежить від обсягу масла в трансформаторі:

1. Для трансформаторів з обсягом масла до 30 тонн необхідно використовувати 1% від маси масла, якщо насипна маса адсорбента становить 0,5 кг/дм³.

2. Для трансформаторів, де обсяг масла перевищує 30 тонн, потрібно 0,6% від маси масла при такій же насипній масі адсорбента.

Вимірювальні трансформатори струму складаються з кільцевого магнітопроводу, виготовленого з електротехнічної сталі, на якому намотана вторинна обмотка. Первинна обмотка формується струмопровідним кабелем, що проходить через ввідну трубу для класів напруги від 110 до 330 кВ, а також через струмопровідну трубу для вводів 500-750 кВ.

Вбудовані трансформатори струму встановлюються у перехідних фланцях для вводів напругою 110-750 кВ, причому по два трансформатори на один ввід (див. рис. 1.67). Один трансформатор призначений для підключення до вимірювальних блоків і забезпечення максимального захисту, а інший — для реалізації диференціальних та інших видів захисту. Для силових трансформаторів з номінальною напругою 110-500 кВ зазвичай використовуються трансформатори струму типу ТВТ-110, як зазначено у табл. 1.5.

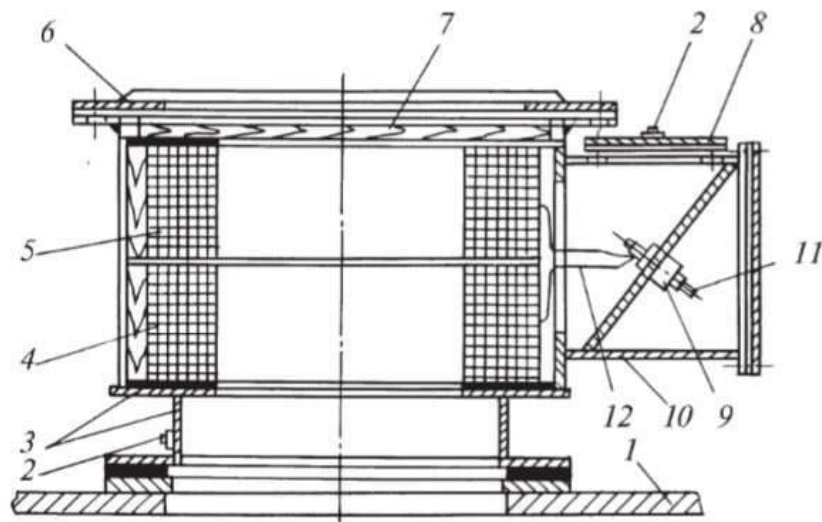


Рис. 1.5 - Установка трансформаторів струму в перехідному фланці високовольтної вводу силового трансформатора: 1 - кришка бака трансформатора; 2 - пробка для випуску повітря; 3 - перехідний фланець; 4 - обмотка диференціального захисту; 5 - обмотка для вимірювання струму; 6 - фланець для установки втулки; 7 - дерев'яний брусок, встановлений під час

транспортування; 8 - верхня пробка на розподільній коробці; 9 - композитний ізолятор; 10 - клемна коробка; 11 - контактний штифт; 12 - крани від трансформаторів струму.

Найбільш поширеними типами трансформаторів для зазначених цілей є:

- **ТВ** — трансформатор передачі,
- **Т** — трансформатор розподілу,
- **Д** — трансформатор для диференціальних цілей.

Цифра в позначенні трансформатора вказує на його номінальне значення. Щоб спростити процес монтажу, вторинні обмотки трансформаторів струму розташовують у перехідних фланцях. Вони закріплені на магнітопроводі роздільними ділянками, між якими укріплюються дерев'яні клинці.

РОЗДІЛ 2.

ДІАГНОСТУВАННЯ ТА ВИПРОБУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1 Методи контролю та діагностики трансформатора.

Правильна організація технічного огляду стану трансформатора, зокрема його активної частини, є ключовою для забезпечення безвідмовної роботи протягом усього терміну експлуатації. Зазвичай більшість випробувань і вимірювань проводиться при вимкненому трансформаторі. Однак останнім часом значна увага приділяється системам постійного моніторингу, які використовують новітні технічні засоби для оцінки стану трансформаторів під час роботи під напругою.

У процесі діагностики застосовуються різноманітні методи, серед яких візуальні, механічні, фізичні та хімічні, а також їх комбінації. Для практичних цілей зазвичай обирають найпростіші методи контролю, а більш складні техніки використовують лише для точнішої перевірки, визначення місця та характеру дефекту. Оцінка стану трансформатора є складним завданням, яке вимагає комплексного підходу.

Більшість робіт, пов'язаних з перевіркою стану трансформаторів, здійснюється під час їх експлуатації, що буде детально розглянуто нижче. Порядок цих перевірок регламентується численними директивними та методичними документами. Режими та періодичність перевірок трансформаторів встановлюються відповідно до правил технічної експлуатації електростанцій і мереж (ПТЕС).

Діагностика стану трансформаторів під час експлуатації поділяється на чотири основні групи заходів.

1. Перша група включає моніторинг показань вимірювальних приладів, таких як амперметри, вольтметри, ватметри, теплові сигналізатори, манометри та інші сигнальні прилади, а також зовнішній огляд трансформаторів.

2. **Друга група** охоплює роботи, що не потребують відключення трансформатора. Найважливішими з них є аналіз проб масла для перевірки електричних властивостей, а також хімічний і хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі. У цю групу також входять вимірювання вібрацій різних частин трансформатора, оцінка рівня часткових розрядів (ЧР) за допомогою спеціальних пристроїв, відбір газів у разі спрацювання сигналу газового реле та тепловізійні обстеження.

3. **Третя група** складається з робіт, що виконуються на відключеному трансформаторі. Це включає випробування та оцінку стану ізоляції, обмоток, магнітної системи, високовольтних вводів, комутаційних і допоміжних пристроїв. Сюди входять також усі види профілактичних оглядів, перевірка електронасосів та інші ревізії.

4. **Четверта група** охоплює роботи на відремонтованому трансформаторі. Вона передбачає детальний аналіз стану окремих компонентів для визначення обсягу ремонтних робіт, а також контрольні заходи, які здійснюються під час виготовлення та складання трансформаторів. Однак рішення про необхідність ремонту приймається на основі результатів діагностичних операцій з перших трьох груп.

2.2 Зовнішній огляд.

При проведенні огляду трансформатора ключову роль відіграє наявність обслуговуючого персоналу. Якщо є постійний черговий персонал, зовнішній огляд можна виконувати щодня, без відключення трансформатора. У випадку відсутності чергових, перевірка повинна проводитися не рідше ніж раз на шість місяців.

Серед інших важливих аспектів варто також враховувати умови експлуатації, стан самого трансформатора та особливості його конструкції. Від цих факторів залежить частота оглядів, що може варіюватися.

Під час проведення зовнішнього огляду трансформатора важливо перевірити кілька ключових аспектів:

- Ізоляцію та масленаповнені вводи.

- Стан радіаторів.
- Кабелі, звертаючи увагу на відсутність перегріву в контактних з'єднаннях.
- Наявність підтікання масла.
- Відповідність рівня масла та його кольору.
- Маслоохолоджувальні та масло збірні пристрої.
- Заземлення бака.
- Газове реле, щоб упевнитися в його герметичності та відсутності повітря всередині.
- Загальне заземлення системи.
- Стан термосифонного фільтра і осушувача повітря; якщо силікагель у фільтрах змінює колір, його слід замінити.
- Загальний огляд приміщення, де встановлено трансформатор.

2.3 Вимірювання опору ізоляції.

Перевірку опору ізоляції трансформатора можна здійснювати лише через 12 годин після заливки маслом. Для цього важливо, щоб температура не опускалася нижче 10 °С. Досягти цього можна, попередньо нагрівши трансформатор до температури, що перевищує необхідну для дослідження на 10 °С. Температуру ізоляції слід виміряти перед початком випробувань, причому допустиме відхилення від необхідного значення не повинно перевищувати 5 °С.

Для визначення температури ізоляції під час нагрівання трансформатора беруть за основу температуру обмотки високої напруги (ВН) фази В, яка визначається за опором обмотки постійному струмі. Вимірювання опору слід проводити приблизно через пів години після відключення зовнішнього джерела нагрівання або через годину після завершення підігріву обмотки струмом.

Температура верхніх шарів масла визначається як температура ізоляції, яка не піддавалася впливу нагрівання.

Температуру обмотки ϑ_x розраховують за методом вимірювання опору постійному струму за формулою:

$$\vartheta_x = \frac{R_x - R_0}{R_0} \cdot (235 + \vartheta_0) + \vartheta_0, \quad (2.1)$$

де: R_x – виміряна величина опору обмотки постійному струму при температурі ϑ_x ;

R_0 – опір обмотки, що був виміряний на заводі при температурі ϑ_0 .

Під час проведення вимірювань важливо уникати вологи і підтримувати чистоту поверхонь ввідів. Якщо дотримання цих умов неможливе, слід використовувати екрани. Для вимірювання опору ізоляції застосовується мегомметр з номінальною напругою 2500 В. Схему та порядок вимірювань можна знайти в таблиці 2.1. З метою безпеки заземлення обмоток повинно виконуватись щонайменше за дві хвилини перед кожним вимірюванням, а всі обмотки необхідно заземлити не менше ніж на п'ять хвилин перед початком вимірювань.

Для проведення вимірювань використовуються мегаомметри типу Ф4102/2. Підготовка до замірів виконується за такою послідовністю:

1. Увімкніть прилад, натиснувши кнопку «ВКЛ.», попередньо підключивши мегомметр до джерела живлення. Перед початком вимірювань важливо почекати, поки пристрій прогріється для забезпечення його коректної роботи.

2) Увімкніть кнопку «2500 В» для калібрування приладу. Якщо виводи «rx» і «—» мегомметра розімкнуті, оберніть ручку «Уст. ∞» так, щоб стрілка показувала на відмітку «∞». У випадку, якщо виводи замкнуті, використайте ручку «Уст. 0» для встановлення стрілки на нульову відмітку.

3) Мегаомметр відключають від мережі, повертаючи кнопку «ВКЛ.» у вихідне положення. Потім до виводів «rx» і «—» підключають гнучкі проводи з опором ізоляції, що перевищує 100 МОм.

4) Виводи трансформатора від'єднують від загальної електроустановки, після чого складають схему для вимірювання опору ізоляції згідно з даними, наведеними в табл. 4.1.

5) Провід від виводу "гх" мегаомметра підключають до вводу обмотки, для якої необхідно виміряти опір ізоляції. Інший провід, що виходить з виводу "—", приєднують до заземлення бака трансформатора.

6) Для початку необхідно увімкнути живлення мегомметра, натиснувши кнопку "ВКЛ." Після цього слід дати приладу прогрітися. Потім, утримуючи кнопку "ИЗМЕР." протягом 60 секунд, після 15 і 60 секунд вимірюють і записують значення опору ізоляції, позначені як R15 і R60.

7) Після завершення всіх вимірювань потрібно повернути кнопку вимикача "ВКЛ" у вихідне положення. Наступним кроком є від'єднання мегомметра від вводів трансформатора.

8) Температура не повинна відрізнятись від тієї, що була зафіксована під час заводських вимірювань, більш ніж на ± 10 °С. Отримані значення опору під час вимірювань слід коригувати до температури, яка використовувалася під час заводських випробувань. Для цього застосовують коефіцієнт K_1 , зазначений у таблиці 2.2.

Опір R60, виміряний при температурі, яка є близькою або рівною до температури, використаної під час заводських випробувань, або коригований до цієї температури, має повністю відповідати вказівкам, наданим виробником трансформатора. У разі відсутності таких даних, опір повинен відповідати значенням, наведеним у таблиці 2.3.

Якщо температура ізоляції є нижчою за значення, встановлені під час заводських випробувань, виміряний опір ізоляції R_x потрібно порівняти з заводськими показниками, застосувавши наступну формулу:

$$R_x = R_{зав} K_1, \quad (2.2)$$

Якщо температура під час вимірювання вища, ніж та, що була зафіксована під час заводських випробувань, необхідно застосувати наступну формулу:

$$R_x = \frac{R_{зав}}{K_1}. \quad (2.3)$$

Наприклад, у заводському протоколі зазначено, що при $\vartheta = 61^\circ\text{C}$ $R_{\text{зав}} = 450 \text{ МОм}$. При випробуваннях $\vartheta = 21^\circ\text{C}$. Таким чином, різниця температур становить 40°C . Відповідно до табл.20 $K_1 = 5.1$, отже

$$R_{\text{зав}} = 450 \cdot 5.1 = 2300 \text{ МОм}$$

Якщо опір ізоляції зменшується більш ніж на 30% і виявляється значно нижчим за допустимі значення, необхідно застосувати коефіцієнт абсорбції.

$$K = \frac{R_{60}}{R_{15}}, \quad (2.4)$$

Значення опору ізоляції при температурі $10\text{--}30^\circ\text{C}$ повинно становити не менше 1,3. Випробування та вимірювання, що проводяться для визначення опору ізоляції пресованих кілець або ярмових балок, здійснюються з використанням мегомметра з напругою 1000 В або 2500 В.

У силових трансформаторах масляного типу такі вимірювання проводять тільки у випадку необхідності капітального ремонту. В сухих трансформаторах ці вимірювання виконуються як під час капітальних, так і поточних ремонтів, оскільки величина опору цієї ізоляції не підлягає нормуванню.

Таблиця 2.1

Схеми, що використовуються для вимірювання опору ізоляції силових трансформаторів

	Двохмоточні Трансформатори		Триобмоточні трансформатори	
Послідовність вимірювання	Обмотки, на яких проводять вимірювання	Частини трансформатора, що заземлюють	Обмотки, на яких проводять вимірювання	Частини трансформатора, що заземлюють
1	НН	Бак, ВН	НН	Бак, СН, ВН
2	ВН	Бак, НН	СН	Бак, НН, ВН

3	(ВН+НН)*	Бак	ВН	Бак, НН, СН
4	—	—	(ВН+СН)*	Бак, НН
5	—	—	(ВН+СН+НН)*	Бак

Таблиця 2.2

Параметри коефіцієнта K_1 , що використовується для перерахування значень опору ізоляції

Різниця температур $\vartheta_2 - \vartheta_1, ^\circ\text{C}$	Значення K_1	Різниця температур $\vartheta_2 - \vartheta_1, ^\circ\text{C}$	Значення K_1
1	1,03	10	1,5
2	1,08	15	1,84
3	1,13	20	2,27
4	1,17	31	3,4
5	1,22	40	5,1

Для розрахунку значення K_1 , яке використовується для визначення різниці температур, що не наведені в таблиці 2.2, потрібно множити коефіцієнти, зазначені в цій таблиці. Наприклад, щоб знайти K_1 для різниці температур у 8°C , можна взяти добуток значень K_1 для температур 3°C і 5°C .

$$K_{8^\circ} = K_{3^\circ} \cdot K_{5^\circ} = 1,13 \cdot 1,22 = 1,38 ; \quad (2.5)$$

Таблиця 2.3

Опор ізоляції R_{60} обмоток масляних силових трансформаторів

Потужність трансформатора кВА	Величина R_{60} , МОм, при темп. обм., $^\circ\text{C}$						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 включно	450	300	200	130	90	50	40
10000 і більше	900	600	400	260	180	120	80

Таблиця 2.4

Опір ізоляції R_{60} обмоток, що використовуються в сухих силових трансформаторах

Номинальна напруга трансформаторів, кВ	Опір ізоляції, МОм
до 1	100
Від 1 до 6	300
більше 6	500

2.4.Комплексне діагностичне випробовування силових трансформаторів.

Основні етапи комплексного діагностичного випробування силових трансформаторів:

I етап – Підготовчий.

На цьому етапі здійснюється підготовка експертного висновку, що включає аналіз відмов та типових несправностей трансформаторів з подібною конструкцією. Також проводиться збір і вивчення експлуатаційних даних, таких як режими роботи трансформаторів, рівні струмів короткого замикання та результати вимірювання електричних параметрів. Крім того, аналізуються динаміка змін у фізико-хімічних властивостях мастила, впусків, а також роботи контактора РПН.

II етап – Польові випробування.

На цьому етапі проводяться випробування в двох режимах: з номінальним навантаженням або в умовах, близьких до нього, а також на холостому ходу. Випробування на відключеному трансформаторі передбачають виконання традиційних електричних вимірювань, які включають визначення характеристик ізоляції обмоток та вводів, вимірювання втрат холостого ходу, опору короткого замикання, а також перевірку стійкості обмоток до постійного струму. Кількість і тип вимірювань залежать від узгодженої програми випробувань і допустимого часу роботи трансформатора в вимкненому стані.

У режимі навантаження та холостого ходу трансформатора виконуються наступні вимірювання та перевірки:

1. Локалізація часткових розрядів (ЧР), а також іскрових і дугових розрядів у баку, за допомогою акустичних пристроїв.
2. Тепловізійний огляд бака, впусків, охолоджувачів, термосифонних та адсорбційних фільтрів, масляних насосів і контактів апаратних клем.
3. Вібраційні випробування для оцінки стану затягування обмоток і магнітопроводу.

4. Загальний аналіз стану трансформатора, включаючи масляні насоси системи охолодження.
5. Випробування зразків масла з бака, масляних проходів і контактів регулятора під навантаженням (РПН) у хімічній лабораторії організації, яка проводить випробування.

III етап – Лабораторні випробування

На цьому етапі проводяться комплексні аналізи трансформаторного масла, що береться з резервуара, входів і контактів регулятора під навантаженням (РПН). Основні процедури включають: Хроматографічний аналіз – визначення вмісту газів, розчинених у маслі, з високою чутливістю.

Вимірювання вологості – аналіз рівня вологості трансформаторних олив, які беруть із ковшів та втулок. Аналіз старіння ізоляції – оцінка ступеня старіння твердої ізоляції за вмістом фурану в маслі, проведена методом високоефективної рідинної хроматографії.

Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат ($\tan \delta$) – оцінка провідності масла, взятого з бака.

Оцінка експлуатаційних характеристик трансформаторних олив – визначення природи механічних домішок та їх класу промислової чистоти.

Визначення вмісту антиоксидантних добавок – аналіз ароматичних вуглеводнів та продуктів старіння за допомогою інфрачервоної спектроскопії. Тестування фізичних параметрів – вимірювання напруги пробою, кислотного числа, температури спалаху та інших важливих характеристик. Ці аналізи дозволяють всебічно оцінити стан трансформаторного масла та його придатність для подальшої експлуатації.

IV етап – підготовка звіту.

На початковому етапі підготовки складається звіт, що підсумовує результати виконаної роботи. У документі відображаються зміни умов експлуатації трансформатора та наводяться висновки щодо його стану. Звіт містить такі елементи:

1. **Перелік дефектів** – опис усіх виявлених несправностей в конструкції.

2. **Додаткова інформація** – включає дані про режими роботи та значення ключових параметрів.

3. **Список проведених робіт** – детальний опис робіт, виконаних під час поточного ремонту, а також програма ремонту трансформаторів.

У останні роки інженери-дослідники активно використовують новітні технології та обладнання для проведення досліджень потужності, покладаючись на багаторічний досвід у галузі.

2.5. Випробування міцності ізоляції трансформатора з підвищеною напругою промислової частоти.

Для контролю електричної міцності ізоляції трансформатора проводяться вимірювання та випробування з використанням підвищеної напруги промислової частоти. У процесі вимірювань одну з обмоток замикають накоротко, в той час як виводи обмоток, що підлягають контролю, підключають до дослідницької установки. Важливо також заземлити всі інші обмотки, а також бак трансформатора. У випадку силових трансформаторів сухого типу заземлюють і магнітопровід. Тривалість таких випробувань становить одну хвилину.

Параметри, отримані під час випробувань на заводі-виробнику трансформатора, для ізоляційних випробувань при напрузі 35 кВ та промисловій частоті, наведені у таблиці 2.4.

Після завершення всіх необхідних ремонтних робіт трансформатор підлягає випробуванню за допомогою напруги промислової частоти, яка має відповідати або бути близькою до значення, зазначеного заводом-виробником. У випадку часткової заміни обмоток, напруга, отримана під час випробування, повинна становити 90% від показників заводських випробувань. Якщо ж ремонт виконується без заміни обмоток, то приймається 85% від заводського значення напруги.



Перед тим як розпочати вимірювання та випробування, необхідно перевірити справність випробувальної установки. У випадку, якщо випробування здійснюються за допомогою приладу АИД-70, потрібно дотримуватись наступних етапів:


- 1) Підготовка приладу до роботи. Спершу слід встановити джерело випробувальної напруги поруч з трансформатором, який підлягає тестуванню. Наступним кроком є розміщення пульта керування на відстані не менше 3 метрів від джерела напруги. Після цього потрібно підключити заземлюючий провідник до апарату, забезпечивши його з'єднання з заземлюючим контуром.

Завершальним етапом є встановлення клем заземлення та підключення кабелів джерела до пульта керування.

2) Перевірка надійності захисту випробувального апарату. Для виконання цього кроку слід заземлити високовольтний вивід джерела. За умови відсутності або несправності захисту проводити випробування категорично заборонено.

3) Налаштування регулятора випробувальної напруги на початкове положення. Спершу потрібно обертати ручку регулювання проти годинникової стрілки до упору. Далі, знявши задню шторку пульта керування, слід послабити гвинти на клеммах “3” і “4” регуляторної колодки. До цих клем під’єднується вольтметр класу точності не нижче 0,5 з межею вимірювання до 75В. Підключення виконується за допомогою спеціальних проводів із наконечниками.

4) Підключення пульта керування до мережі живлення. Пульт необхідно заземлити за допомогою мережевого кабелю, що йде в комплекті з апаратом. Перемикач переводять у положення “” – спеціальним ключем, що відповідає режиму змінної випробувальної напруги. У випадку правильного підключення загориться зелений індикатор. Щоб увімкнути змінну випробувальну напругу, слід натиснути кнопку “”. при цьому має засвітитися червона лампа. За допомогою регулятора напруги підвищують напругу до 33 В, контролюючи її значення за вольтметром. На рівні від 32 до 33 В має спрацювати захист. Рекомендовані значення випробувальної напруги промислової частоти, встановлені за результатами заводських випробувань, наведено в таблиці 2.5.

Після завершення випробувань регулятор слід повернути у вихідне положення, обертуючи його проти годинникової стрілки, щоб знизити напругу до мінімуму. Потім кнопкою “” вимикають випробувальну напругу, після чого апарат відключають від мережі живлення. Далі знімають вольтметр з гвинтових клем і надійно затягують їх. В останню чергу знімають заземлення з випробувальної установки.

Послідовність проведення випробувань має бути такою:

1. Спочатку перевіряють низьку напругу;
2. Далі переходять до випробування середньої напруги;

3. Завершують випробуванням високої напруги.

Випробування вважається успішним, якщо під час його проведення не відбулося пробою або часткових розрядів, різкого зниження напруги чи струму витоку, а також не з'явилися газ або дим.

У разі пробою ізоляції перевіряють, чи знизилася пробивна напруга, поступово підвищуючи випробувальну напругу. Зменшення пробивної напруги вказує на пробій масла. Також важливим показником є звук пробою: для масла характерний дзвінкий звук, а для твердої ізоляції — глухий.

Таблиця 2.5

Випробувальна напруга промислової частоти, яка застосовується на заводі для перевірки обмоток силових трансформаторів.

Обсяг випробування	Випробувальна напруга, кВ, при номінальній напрузі обмотки, що випробують, кВ				
	до 0,69	3	6	10	35
Трансформатори з нормальною ізоляцією й вводами на номінальну напругу	5	18	25	35	85
Трансформатори з полегшеною ізоляцією, у тому числі сухі	3	10	16	24	—

Для випробування ізоляції стяжних шпильок, ярмових балок та пресувальних кілець застосовують підвищену напругу, яку у заводських нормах визначають як виготовлювальну. Якщо ці дані відсутні, тестування силового трансформатора проводять напругою 1 кВ протягом однієї хвилини. Цей метод можна замінити перевіркою за допомогою мегомметра з номінальною напругою 2500 В, також протягом однієї хвилини. Для проведення такого випробування рекомендується використовувати метод вимірювання опору ізоляції.

2.6. Вимірювання опору обмоток постійному струму.

Для проведення вимірювань застосовують метод амперметра-вольтметра. Прилади, що використовуються, повинні мати клас точності 0,2–0,5. Межа

вимірювання амперметрів — до 30 А, а для вольтметрів — від 45 мВ до 3 В. Як джерело живлення використовують акумулятори з напругою не більше 15 В. Якщо потрібно підвищити точність, рекомендується використовувати цифровий мікроомметр або подібний прилад. Опір проводів при цьому не повинен перевищувати 0,5% від опору обмотки.

Після підключення батарей до обмоток струм досягає стабільного значення не одразу, а протягом 20–60 секунд, залежно від індуктивності. Однак під час випробувань його величина не повинна перевищувати 20% від номінального значення. Після стабілізації струму підключають вольтметр до схеми і відключають його перед розривом електричного кола.

На всіх відгалуженнях обмоток вимірюють лінійні опори між лінійними виводами. Контроль якості приєднання можна здійснити через вимірювання фазних опорів. Паралельно проводять вимірювання температури обмоток. Якщо температура відрізняється від значень, вказаних у паспорті, її коригують до необхідного рівня, тобто до температури, яка була під час заводських випробувань. Для розрахунку приведенного опору слід використовувати відповідні формули.

$$\text{При обмотці з міді — } R_2 = R_1 \frac{235 + \vartheta_2}{235 + \vartheta_1}; \quad (2.6)$$

$$\text{При обмотці з алюмінію — } R_2 = R_1 \frac{245 + \vartheta_2}{245 + \vartheta_1}, \quad (2.7)$$

де R_2 — опір, що приводять до температури ϑ_2 , Ом

R_1 — опір, виміряний при температурі ϑ_1 , Ом.

Якщо необхідно розрахувати фазовий опір обмотки:

$$\text{— для обмоток, з'єднаних у зірку — } R_\phi = \frac{R_{\text{вимір}}}{2}; \quad (2.8)$$

$$\text{— для обмоток, з'єднаних у трикутник — } R_\phi = \frac{3}{2} R_{\text{вимір}} \quad (2.9)$$

де $R_{\text{вимір}}$ — виміряний опір між лінійними виводами.

Результати випробувань не повинні відрізнятися більш ніж на 2% від значень, зазначених у паспорті або отриманих під час попередніх досліджень.

2.7. Перевірка коефіцієнта трансформації.

Для перевірки коефіцієнта трансформації використовують метод з двома вольтметрами. Цей метод передбачає підключення вольтметрів до вихідних обмоток трансформатора високої та низької напруги для вимірювання коефіцієнта трансформації. Вимірювання проводять для всіх фаз та на кожному відгалуженні обмоток силових трансформаторів. Клас точності вольтметрів має становити 0,5. Опір з'єднувальних проводів у вимірювальному колі повинен бути не менше ніж 0,001 від величини внутрішнього опору обмотки. Вимірювана напруга може бути будь-якою, але не повинна бути меншою за $0,02U_{ном}$.

Для трифазних силових трансформаторів застосовують симетричну напругу, вимірюючи як фазні, так і лінійні напруги. Якщо обмотки високої та низької напруги з'єднані однаково, то для розрахунку коефіцієнта трансформації слід використовувати наступну формулу:

$$n_T = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}. \quad (2.10)$$

Якщо обмотки з'єднані за схемою “зірка-трикутник” використовують формулу:

$$n_T = \sqrt{3} \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}, \quad (2.11)$$

а при з'єднанні обмоток за схемою “трикутник-зірка” - за формулою

$$n_T = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}. \quad (2.12)$$

Коефіцієнт трансформації визначають як середнє арифметичне трьох лінійних коефіцієнтів трансформації

$$n_T = \frac{n_{AB} + n_{BC} + n_{CA}}{3}. \quad (2.13)$$

Розрахований коефіцієнт трансформації не повинен мати відхилень, що перевищують 2% від значення, зафіксованого під час заводських випробувань.

2.8. Перевірка групи з'єднань обмоток трифазних трансформаторів.

Для перевірки з'єднань обмоток трифазних трансформаторів застосовується метод постійного струму. У цьому випадку джерелом живлення служать акумулятори з напругою від 2 до 12 В.

Для виконання вимірювань використовують вольтметр або гальванометр. Важливо, щоб отримані значення не виходили за межі 10% від номінальних величин.

Таблиця 2.6

Номінальні покази гальванометра при визначенні групи з'єднання обмоток трансформатора

Живлення підведене до виводів	Відхилення стрілки гальванометра, приєднаного до виводів					
	ab	bc	Ca	ab	bc	ca
	для групи 12			для групи 11		
AB	+	-	-	+	0	+
BC	-	+	-	-	+	0
CA	-	-	+	0	-	+

Під час проведення вимірювань вводи А, В та С підключаються до плюса джерела постійного струму по черзі, тоді як мінус підключається до ввідів В, С і А. До ввідів нижчої обмотки (а, б, с) приєднують плюсовий контакт гальванометра. Після замикання кола фіксується напрямок відхилення стрілки. На основі отриманих результатів складається таблиця відхилення напрямків стрілок. Далі ці дані порівнюються з номінальними значеннями, наведеними у таблиці. Показники приладів для з'єднання обмоток силових трансформаторів 11 та 12 груп можна знайти в таблиці 2.6.

2.9. Вимірювання струму й втрат холостого ходу.

Дослідження струму та втрат холостого ходу вимагають проведення випробувань до того, як на обмотки силового трансформатора буде подана постійна напруга.

Вимірювання слід виконувати при розімкнених вводах вищої напруги. Для цього на обмотку нижчої напруги потрібно подати симетричну напругу, яка повинна відповідати значенню номінальної напруги для цих обмоток.

Струм холостого ходу визначається шляхом обчислення середнього арифметичного значення трьох амперметрів, які підключені до кожної з фаз. Результат вимірювання холостого ходу виражається у відсотках і розраховується за відповідною формулою:

$$I_0 = \frac{I_a + I_b + I_c}{3I_{\text{HH н ом}}} \cdot 100\%, \quad (2.14)$$

Втрати холостого ходу визначаються на основі номінальних значень, використовуючи два ватметри, підключені до вводів ab і bc. Обмотки ватметрів з'єднуються послідовно з обмотками силового трансформатора. При цьому важливо, щоб напруга на обмотках була симетричною.

Щоб визначити втрати холостого ходу, слід використовувати знижену напругу, яка становить від 0,05 до 0,1 від номінального значення ($U_{\text{HHном}}$). Процес вимірювання складається з кількох етапів:

- Зафіксуйте величину напруги ($U_{\text{вимір}}$), яка подається в схему, а також загальну виміряну потужність втрат ($P_{\text{вимір}}$).
- Виміряйте втрати в приладах ($P_{\text{пр}}$), відключивши вимірювальну схему від вводів трансформатора.
- Застосуйте отримані дані для розрахунку втрат холостого ходу за допомогою відповідної формули.

$$P_{0 \text{ розр}} = P_{\text{вимір}} - P_{\text{пр}}; \quad (2.15)$$

- приводять отримане значення втрат до номінальної напруги за формулою

$$P_0 = P_{0\text{розр}} \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{вимір}}} \right)^n, \quad (2.16)$$

де n – показник ступеня, що залежить від марки стали (для гарячекатаної — $n = 1.8$; для холоднокатаної — $n = 1.9$).

Струм холостого ходу та втрати при холостому ході не підлягають нормуванню. Важливо, щоб результати випробувань не перевищували відхилення від заводських даних: для струму холостого ходу допустимий рівень різниці становить 30%, а для втрат потужності – 15%.

2.10. Метод акустичної локалізації часткових розрядів.

Всі види руйнування ізоляції, які можуть виникнути, починаються з часткових розрядів (ЧР). Основні цілі вимірювання часткових розрядів під час експлуатації включають:

1. Виявлення розрядів та іскор у маслі, що можна визначити за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі.
2. Оцінка стану обладнання, в якому спостерігаються симптоми зниження діелектричної міцності ізоляції, такі як вологість і забруднення.
3. Визначення необхідності ремонту після тривалої експлуатації.
4. Оцінка якості утеплення після проведення ремонту, реконструкції чи модернізації.
5. Аналіз стану обладнання, яке зазнало значних пошкоджень.
6. Оцінка стану обладнання, що є особливо критичним для безпеки та надійності.

Характеристики часткових розрядів (ЧР) включають значення «видимого» заряду, частоту їх повторення, середній струм, середню потужність та квадратний параметр. Методи діагностики під час експлуатації можуть суттєво відрізнитися

від тих, які використовуються для оцінки стану ізоляції на заводі, де основним контрольним показником є максимальне значення уявного заряду.

Важливо також визначити локалізацію часткових розрядів і оцінити їх ризик. ЧР можуть виникати в ізоляції активних частин трансформатора, ізоляції введів та комутаційних пристроїв. У випадку ізоляції активної частини потрібно розділити заряди, що виникають під робочою напругою в основній і поздовжній ізоляції, на розряди, викликані напругою, індукованою основним магнітним потоком або потоком витоку в замкнених колах. Слід також враховувати іскріння, яке може бути спричинене плаваючим потенціалом.

Досвід експлуатації трансформаторів свідчить, що більшість пошкоджень, викликаних частковими розрядами (ЧР), пов'язані з недоліками у ізоляції обмоток. У багатьох випадках трансформатор здатен продовжувати роботу навіть після виявлення джерела ЧР. Під час внутрішньозаводських випробувань нормальним критерієм ізоляції є відсутність часткових розрядів у межах 300-500 пКл.

Для руйнування матеріалу потрібна достатня енергія. Якщо енергія розряду перебуває в мікроджоулівому (мкДж) діапазоні, це може призвести до утворення газів, таких як водень, метан та ацетилен. В свою чергу, енергія розряду в діапазоні міліджоулів здатна пошкоджувати папір, викликаючи виділення ненасичених вуглеводнів.

Для виявлення часткових розрядів та вимірювання їх характеристик застосовують акустичний метод, який допомагає визначити геометричне розташування джерела сигналу. Цей підхід зазвичай використовують, коли симптоми ЧР виявляються на основі аналізу розчинених газів. Хоча акустичне виявлення є менш чутливим до джерел всередині теплоізоляційної конструкції, розташування основних ізоляційних бар'єрів значно впливає на поширення сигналу.

Ефективність акустичного методу значно підвищується, коли його комбінують з електричним методом та синхронізують сигнали часткових розрядів. Для реєстрації цих розрядів використовуються широкосмугові датчики з частотою від 30 до 150, а іноді й до 500 кГц, а також резонансні датчики з

частотою 125–150 кГц. Датчики встановлюються навколо резервуара на різних висотах, зазвичай в кількості від 8 до 24.

У певних випадках датчики встановлюються безпосередньо всередині бака трансформатора. Це дозволяє досягти чутливості до 100 пКл при рівні шуму до 10,0 пКл. Часто використовуються акустичні індикаторні пристрої типу AIR, які забезпечують чутливість не менше 10 поділок на мВ у частотному діапазоні від 40 до 500 кГц.

Імпульсний метод низької напруги призначений для постійного або періодичного контролю механічного стану обмоток трансформатора під час його експлуатації. Цей метод дозволяє виявити початкові зміщення елементів обмотки, не викликаючи при цьому діелектричних чи теплових проблем, оскільки він працює на низькій напрузі.

Навіть незначні механічні переміщення в обмотках трансформатора можуть призводити до істотних змін ємностей окремих елементів, таких як міжвиткова та міжвиткова ємності, а також ємності сусідніх концентратора або магнітопровода. У випадках значних деформацій може відбуватися зміна індуктивності деформованих елементів.

Це, у свою чергу, викликає зміни власної частоти, що можна спостерігати на осцилограмах імпульсних струмів і напруг.

Метод контролю механічного стану обмоток (МНІ) демонструє вищу чутливість у порівнянні з вимірюванням опору короткого замикання. Проте, серед недоліків методу слід зазначити, що висока повторюваність результатів вимірювань можлива лише за умови повної ідентичності всіх параметрів, таких як схема та порядок вимірювання, використовувані кабелі та роз'єми, а також їхнє розташування під час тестування. Кваліфікація персоналу також має важливе значення, оскільки від цього може залежати точність отриманих даних, а інтервал часу між вимірюваннями може становити роки.

2.11 Характеристики вібрацій.

Вібраційний контроль трансформаторного обладнання має на меті оцінку стану механічних систем та виявлення дефектів як зовнішніх пристроїв, так і внутрішніх компонентів. Серед зовнішніх проблем можуть бути резонансні вібрації трубопроводів і знос підшипників. Внутрішні дефекти можуть стосуватися обмоток, магнітопроводів і переміщень магнітних шунтів.

Коливання трансформаторів зазвичай мають полігармонічну природу і характеризуються частотами, кратними 100 Гц. Основним джерелом цих коливань є магнітопроводи, які зазнають деформацій внаслідок магнітострикції.

Електродвигуни, які живлять масляні насоси та вентилятори, також виступають незалежними джерелами вібрації, хоча їхня енергія значно нижча. Частота ударів, спричинених цими пристроями, безпосередньо залежить від швидкості обертання двигунів, що коливається в межах 720-1440 об/хв. Вібрації, які виникають від цих джерел, передаються на різні вузли та елементи трансформатора. При проведенні огляду спершу вимірюють рівень вібрації самого бака.

2.12 Тепловізійний контроль.

Другий метод діагностики, який використовується, — це тепловізійний контроль. Цей метод дозволяє виявляти дефекти трансформатора шляхом вимірювання температури його різних ділянок.

Під час роботи трансформатор піддається нагріванню, а підвищена температура окремих компонентів може свідчити про наявність дефектів.

Тепловізійні випробування мають на меті оцінити тепловий стан працюючих трансформаторів. Основні завдання цього методу включають:

- Перевірка ефективності роботи компонентів системи охолодження, таких як адсорбційні та термосифонні фільтри, а також запірні арматури, шляхом аналізу різниці температур на вході та виході.

- Виявлення дефектів, пов'язаних із наявністю «застійних» масляних зон або «теплових мішків», що можуть виникати через неправильне розташування труб у системі охолодження.
 - Виявлення повітряних «мішків» у верхній частині бака, на входах масляного бустера та охолоджувачів.
 - Температурна діагностика стану охолоджувачів, масляних насосів і вентиляторів.
 - Виявлення аномального нагріву, спричиненого циркулюючими струмами в з'єднаннях баків та болтових сполуках вводних коробок.
 - Ідентифікація локального нагріву бака та несправних з'єднань у місцях підключення до зовнішньої електричної мережі.
 - Оцінка температурного режиму високовольтних вводів і виявлення аномального нагріву корпусів шин.
 - Виявлення пошкоджених контактів у низьковольтному обладнанні.
 - Визначення рівня масла та оцінка його показників на придатність.
- Контрольні параметри, що використовуються для оцінки стану трансформаторного обладнання, включають:
- **Підвищення температури:** це різниця температур між об'єктом та навколишнім середовищем.
 - **Різниця температур:** визначається між заданими точками або зонами на об'єкті.
 - **Гradient температури:** відображає зміни температури в конкретній області.
 - **Надмірна температура:** це ситуація, коли температура об'єкта перевищує температуру аналогічних об'єктів за тих же умов експлуатації.
 - **Коефіцієнт дефектності (для стикового з'єднання):** це відношення виміряного підвищення температури в стиковому з'єднанні до температури, що перевищує температуру всієї ділянки шини на відстані не менше одного метра від стику.

Тепловізор — це пристрій, призначений для вимірювання температури. Сучасні тепловізори мають просту конструкцію, що складається з об'єктива, тепловізійної матриці та електронного блоку обробки сигналу. Інфрачервоне (теплове) випромінювання проходить через об'єктив, потрапляє на тепловізійну матрицю, а потім обробляється електронним блоком, що дозволяє відобразити його на екрані у вигляді видимого зображення. Сьогоднішні тепловізори є досить компактними, що робить їх зручними для використання.



Рис. 2.1 -Тепловізор. Зовнішній вигляд.

На рис.2.2,2.3 показані термограми, які отримані за допомогою тепловізора.

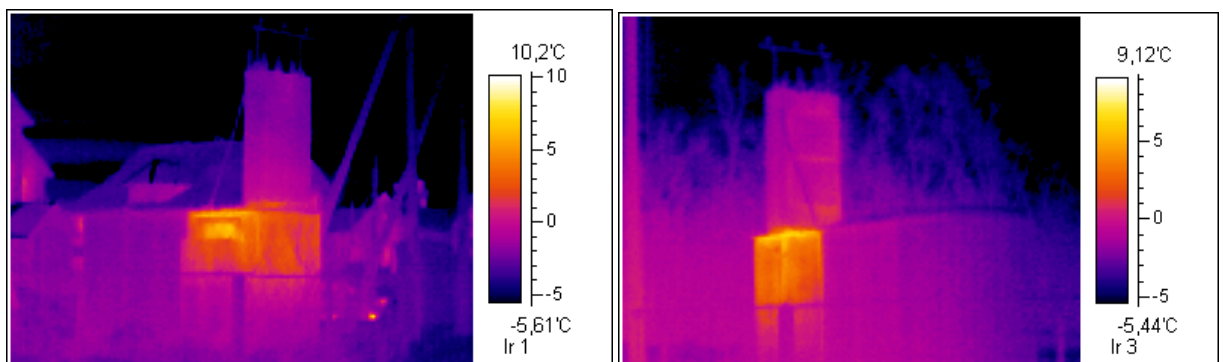


Рис.2.1, 2.2. - Термограми

Аналіз отриманих термограм.

По отриманих термограмах видно, що значних змін температури немає, а, отже, серйозні дефекти відсутні.

2.13 Аналіз факторів, що впливають на виникнення виткових замикань у трансформаторах 6–10/0,4 кВ.

У трансформаторах з напругою 6–10/0,4 кВ пошкодження виткової ізоляції на місцях короткого замикання класифікуються на міжвиткові, міжшарові та міжкатушкові замикання обмоток. Варто зазначити, що міжшарові та міжкатушкові замикання часто виникають внаслідок попередніх міжвиткових замикань.

Однією з причин, що призводять до виникнення виткових замикань, є заводські дефекти. До таких дефектів можна віднести недоліки обмотувального дроту, задирки на обмотках, а також недостатній підтиск витків. Крім того, дефекти, які можуть виникнути під час транспортування та монтажу трансформаторів, також сприяють появі виткових замикань.

Персонал, що обслуговує трансформатори з напругою 6-10/0,4 кВ, не завжди звертає увагу на важливі аспекти роботи обладнання, такі як допустиме зниження рівня масла чи підвищена вібрація. Часто виникають помилки з боку оперативного персоналу під час усунення аварій, наприклад, при повторному включенні на стійке коротке замикання. Також часто трапляються помилки при виконанні оперативних перемикань, що може призводити до серйозних наслідків.

Виткові замикання також можуть виникати внаслідок неналежного капітального ремонту трансформаторів. У актах дефектації трансформаторів з напругою 6-10/0,4 кВ, які пройшли капітальний ремонт і зазнали відмови через виткове замикання, вказуються такі дефекти, як нерівномірне укладання витків, використання ізоляційних матеріалів, що не відповідають вимогам, та попадання сторонніх предметів.

Ці фактори, включаючи заводські дефекти, погану організацію експлуатації та неякісний капітальний ремонт, можна об'єднати, оскільки вони всі пов'язані з низькою ефективністю служби експлуатації та виробництва.

Крім того, на ізоляцію обмоток трансформаторів впливають різноманітні перенапруження, як зовнішні (наприклад, грозові), так і внутрішні (комутаційні, дугові тощо).

Основним джерелом атмосферних перенапруг є удари блискавки. За статистикою, представлена ШЕС, грозові перенапруги спричиняють 5,5% відмов трансформаторів з напругою 6–10/0,4 кВ, які використовуються в сільських електромережах. Тривалість грозових імпульсів складає лише кілька мікросекунд.

Трансформатори 6-10/0,4 кВ, що функціонують у сільських мережах, особливо вразливі до атмосферних перенапружень. Це обумовлено великою протяжністю повітряних ліній живлення, зовнішнім розташуванням трансформаторних підстанцій та застарілим обладнанням для захисту від перенапружень.

Комутаційні перенапруги виникають у момент відключення трансформаторів, особливо якщо це відбувається через короткий проміжок часу після його включення. У цей момент через вимикач все ще протікає великий пусковий струм. Також комутаційні перенапруги можуть спостерігатися під час відключення загальмованих асинхронних електродвигунів, коли їх пусковий струм проходить через вимикач.

Дуга, яка утворюється під час однофазного замикання в мережах з напругою 6-10 кВ, може існувати досить довго. Цей перехідний процес часто супроводжується перенапруженнями, які мають багато спільного з комутаційними.

Ще одним важливим фактором, що сприяє виникненню виткового замикання, є старіння ізоляції. З часом поздовжня ізоляція змінює свою структуру, а також фізико-хімічні та механічні властивості. Ці процеси зазвичай мають незворотний характер і з часом призводять до пробоя ізоляції.

Ізоляція обмоток може зазнавати таких типів старіння, як механічне, електричне, теплове та хімічне.

Механічне старіння виткової ізоляції виникає під дією механічних навантажень, що зумовлюють появу та розвиток тріщин у твердому ізоляційному

матеріалі. Також це старіння може спричинятися динамічними навантаженнями, які впливають на обмотки радіально і осьово, що призводить до їх деформації та послаблення підтискачів.

До основних причин механічного зношення поздовжньої ізоляції належать підвищена вібрація, динамічні зусилля, що виникають під час пускових струмів, та вплив струмів короткого замикання, які проходять через обмотку трансформатора.

Електричне старіння ізоляції обмоток трансформатора може відбуватися при робочих напругах. При цьому, зі збільшенням напруги, швидкість електричного старіння зростає.

Основною причиною цього процесу є утворення часткових розрядів, які поділяються на початкові (НЧР) та критичні (КЧР). НЧР виникають у місцях ослаблення ізоляції, наприклад, у мікронерівностях. При збільшенні прикладеної напруги потужність НЧР також зростає, що сприяє подальшому зниженню якості ізоляційного матеріалу.

Критичні часткові розряди (ЧР) здатні швидко знищувати шари паперової ізоляції. Вони виникають під час перенапруг і можуть зберігатися при робочих напругах, завдаючи значної шкоди ізоляції за короткий час. Ці явища супроводжуються підвищенням потужності ЧР, що призводить до посилення руйнівних процесів.

Теплове старіння міжвиткової ізоляції пов'язане з електричними навантаженнями, які змінюють її структуру та діелектричні властивості. Аномальні чи аварійні режими роботи, а також перевантаження силових трансформаторів можуть призвести до наддопустимого електричного навантаження. У таких ситуаціях проходження струмів короткого замикання та пускових струмів викликає перегрів обмоток і може завершитися руйнуванням ізоляції.

Хімічне старіння виткової ізоляції відбувається переважно через зволоження, яке здебільшого проникає з навколишнього повітря. У деяких випадках ізоляція може зволожуватися внаслідок термоокислювальних процесів.

Ще однією причиною хімічного старіння є забруднення ізоляції. Це може статися внаслідок іонізаційних процесів, деструкції масла або корозії металевих компонентів трансформатора.

Аналіз навантажень в сільських електричних мережах свідчить про наявність значної частки нелінійних навантажень. Це підкреслює важливість впливу вищих гармонійних складових струму та напруги на обмотки трансформатора, які можуть сприяти розвитку виткових замикань.

Отже, наведена класифікація факторів, що впливають на виникнення виткових замикань, показує, що причини порушення ізоляції можуть бути взаємопов'язаними або проявлятися окремо.

На основі аналізу причин і типів пошкоджень було розроблено класифікацію факторів, що спричиняють міжвиткові замикання в трансформаторах 6–10/0,4 кВ, яка представлена на рисунку 2.12.

Ця класифікація демонструє, що фактори, які призводять до виткових замикань через недостатню організацію виробництва та експлуатації, можуть бути значно зменшені шляхом підвищення культури праці. Додатково, контроль за режимами роботи трансформаторів і своєчасне виконання необхідних технічних заходів дозволяють знизити вплив перевантажень та підвищеної напруги на старіння ізоляції.

Повністю уникнути дефектів виткової ізоляції під час експлуатації не можливо. Тому альтернативним підходом до зниження аварійності є мінімізація ушкоджень шляхом раннього виявлення виткових замикань на початкових

етапах розвитку дефекту.



Рис.2.2. Класифікація факторів, що впливають на виникнення виткових замикань у трансформаторах 6–10/0,4 кв

2.13 Аналіз факторів, що вказують на розвиток виткових замикань в обмотках трансформаторів 6-10/0,4 кв.

Аналіз пошкоджень трансформаторів 6-10/0,4 кВ демонструє, що більшість пристроїв з витковим замиканням обмоток потрапляє на ремонт після вигорання кількох десятків витків або міжкатушкового замикання. Це свідчить про неефективність виявлення дефектів виткової ізоляції, особливо на ранніх етапах їх розвитку.

Виявлення виткового замикання в обмотках трансформатора зазвичай вимагає повної заміни обмотки, що значно подовжує час відновлення. Це, в свою чергу, призводить до великих трудовитрат і витрат на матеріали. Аварії трансформаторів 6–10/0,4 кВ знижують надійність електропостачання для споживачів, особливо для тих, хто не має резервного джерела живлення, а також для соціально важливих об'єктів.

Зростання недовідпустки електроенергії споживачам призводить до прямих фінансових втрат для електропостачальної компанії. Щоб зменшити витрати на ремонт трансформаторів і підвищити надійність електропостачання, важливо своєчасно виявляти виткові замикання в обмотках трансформаторів 6–10/0,4 кВ.

Діагностика виткових замикань є ефективним методом для виявлення цього виду пошкоджень. Для цього можуть використовуватися різні технічні рішення, які залежать від специфіки конкретного підприємства або енергосистеми в цілому. Серед найбільш поширених методів діагностики варто відзначити:

- вимірювання тангенсу кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$);
- аналіз характеристик часткових розрядів;
- методи «ємність-час», «ємність-частота» та «ємність-температура»;
- вимірювання власних резонансних частот обмоток силових трансформаторів.

Ці методи дозволяють точно оцінити стан виткової ізоляції та вчасно виявити можливі дефекти.

У сучасних сільських електричних мережах необхідність проведення діагностики трансформаторів визначається на основі низки організаційно-технічних заходів, які вказують на можливі дефекти. Рішення про діагностику приймають інженерно-технічні працівники, що входять до складу експлуатуючого персоналу.

Алгоритм прийняття рішень щодо діагностики трансформаторів 6–10/0,4 кВ, які функціонують у сільських мережах, можна представити у вигляді структурної схеми, що показує всі етапи та критерії, необхідні для оцінки стану обладнання. Схема наведена на рисунку 2.13.



Рис.2.13 - Структурна схема визначення необхідності діагностування виткових замикань обмоток трансформатора 6–10/0,4 кВ

Згідно зі схемою, представленою на рисунку 2.13, необхідність діагностики трансформаторів може виникнути через виявлення відхилень у їхній роботі, які можуть статися під час експлуатації або в результаті аварійного відключення. Такі відхилення можуть бути помічені під час зовнішнього огляду, а також під час планових і післяаварійних перевірок обладнання.

Однією з ознак, що свідчать про можливе виткове замикання в трансформаторі, є підвищений рівень шуму під час його роботи, а також температура масла, що не відповідає навантаженню. Проте цей метод виявлення недоліків не є достатньо ефективним у сільських електричних мережах, оскільки трансформатори 6–10/0,4 кВ, як правило, експлуатуються на підстанціях без постійного чергового персоналу. Потрібно, щоб періодичні огляди проводилися

не рідше ніж один раз на рік, але не завжди візуальний огляд може виявити відхилення від нормального режиму роботи трансформатора.

Силові трансформатори 6–10/0,4 кВ повинні проходити ряд регулярних випробувань та вимірювань, які допомагають виявити фактори, що свідчать про можливі внутрішні пошкодження. Наприклад, вимірювання опору ізоляції обмоток трансформатора проводять раз на три роки, а також необхідно двічі на рік визначати "перекіс" напруги на шинах 0,4 кВ. Ці зміни можуть сигналізувати про наявність виткового замикання в обмотках.

Проте зазначені методи не завжди є ефективними для своєчасного виявлення пошкоджень у обмотках. Поряд з цим, періодичні вимірювання та випробування не здатні прогнозувати виткові замикання, які можуть виникнути несподівано в будь-який момент.

Спрацьовування захисту трансформатора з боку високої напруги (ВН), особливо за умови селективної роботи з захистами низької напруги (ПН), може свідчити про пошкодження, зокрема про наявність виткового замикання в обмотках. Для трансформаторів 6–10/0,4 кВ використовуються різні типи захисту, такі як максимальний струмовий захист, струмове відсікання, поздовжній диференціальний захист, газовий захист та плавкі вставки.

Цей метод є важливим для діагностики виткових замикань, оскільки спрацьовування захисту відбувається безпосередньо під час виникнення пошкодження трансформатора.

Одним із ключових критеріїв, що визначають ефективність захисту трансформаторів, є їхня чутливість до пошкоджень. У таблиці 2.13.2 наведені дані про мінімальну чутливість різних типів захистів, а також їх здатність реагувати на невелику частку замкнених витків.

Значення чутливості, представлені в таблиці, визначені відповідно до відомих методик, де струм, що сприймається при малих замиканнях витків, приблизно дорівнює 0,1 від номінального струму трансформатора ($I_{ном}$). Аналіз сучасних систем захисту показує, що для трансформаторів 6–10/0,4 кВ найбільш

чутливими до виткових замикань є газовий захист, диференціальний захист із сигналізацією, а також системи, що працюють на основі магнітних датчиків.

Газовий захист використовується на трансформаторах з масляним охолодженням, які оснащені розширювачами. У випадку невеликих пошкоджень, таких як замикання кількох витків обмотки, цей тип захисту активується на сигнал. Проте, слід зазначити, що спрацьовування газового захисту може бути спричинене й іншими дефектами, такими як перегрів через погані контакти, зниження рівня масла або потрапляння повітря в реле внаслідок некоректного доливання масла.

Важливим недоліком газового захисту є неможливість його застосування на трансформаторах 6–10/0,4 кВ типу ТМГ та ТЗ. Крім того, на сьогодні чутливість газового захисту та час його реакції на початковій стадії пошкодження не можуть бути точно визначені.

Таблиця 2.7

**Чутливість захисту до виткових замикань в обмотках
трансформатора 6–10/0,4 кВ**

№ п/п	Вид захисту	Струм кратний Іном	Чутливість при малій долі замкнутих витків
1	Плавкі вставки	2 Іном	–
2	МТЗ (на мікропроцесорній базі)	1,3 Іном	–
3	ТО (на мікропроцесорній базі)	5–7 Іном	–
4	ДЗТ з можливістю відключення	1,5 Іном	+
5	ДЗТ з можливістю відключення	0,3 Іном	–
6	ДЗТ з дією на сигнал	0,1 Іном	+
7	Газовий захист		+
8	Датчики МТ		+

Захист, що базується на магнітних датчиках, функціонує за принципом вимірювання змінного поля розсіювання трансформатора, яке виникає при міжвитковому замиканні. Використання цих датчиків дозволяє забезпечити

захист більше 80% усієї обмотки трансформатора. Однак слід зазначити, що в середині висоти обмотки існує зона нечутливості, яка залежить від типу обмотки та її геометричних характеристик.

Ще одним суттєвим недоліком даного типу захисту є необхідність розміщення датчиків індуктивності всередині бака трансформатора. Це обмежує можливості використання магнітних датчиків на масляних трансформаторах і знижує їхню поширеність у практиці.

Чутливість диференціального захисту трансформаторів 6-10/0,4 кВ, реалізованого на мікропроцесорній базі, досягається завдяки використанню витримки часу. Однак розробники мікропроцесорних терміналів рекомендують використовувати цей захист в основному для сигналізації про несправності в струмових ланцюгах. Причина в тому, що при такій чутливості не враховуються деякі похибки, які можуть виникати при малих навантаженнях, зокрема похибка, спричинена роботою ПБВ трансформатора.

На сьогоднішній день використання мікропроцесорних пристроїв у трансформаторах 6-10/0,4 кВ є економічно витратним. У той же час електромеханічні реле, хоч і більш доступні за вартістю, не завжди здатні забезпечити необхідну чутливість для виявлення виткових замикань.

В експлуатації трансформаторів одним з найперспективніших рішень для виявлення виткових замикань (ВЗ) на початковій стадії їх розвитку є розробка та впровадження диференціального захисту, який реагує на сигнал. Цей захист стане частиною систем моніторингу режимів роботи трансформатора. Для налаштування параметрів спрацьовування та визначення чутливості диференціального захисту, що діє на сигнал, важливо встановити мінімальний струм, який виникає під час виткових замикань.

Сьогодні одним з основних бар'єрів для ефективного використання диференціального захисту з сигналізацією на трансформаторних підстанціях 6-10/0,4 кВ є недосконалість технічних рішень, що забезпечують передачу сигналів про спрацьовання захисту експлуатуючому персоналу. Крім того, існує брак

конкретних методик для вибору параметрів спрацьовування таких систем захисту.

РОЗДІЛ 3

ПЕРЕВІРКА СТАНУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТА ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТНИХ РОБІТ

3.1 Моніторинг стану трансформатора.

Система моніторингу може бути організована у кілька основних блоків:

- Вимірювання первинних параметрів.
- Обробка отриманих даних.
- Формування архіву, а також обробка та візуалізація параметрів.
- Управління системами.
- Обмін інформацією з системами вищого рівня.

Блок вимірювання первинних параметрів включає комплекс датчиків і пристроїв контролю, необхідних для аналізу технічного стану трансформатора, візуалізації даних і створення архіву. Вибір конкретних датчиків, приладів і систем визначається потужністю трансформатора, класом напруги, віком та його технічним станом.

Для контролю температурного режиму трансформатора вимірюють температуру верхнього шару масла, температуру масла на вході й виході з охолоджувачів, температуру навколишнього середовища та найгарячішої точки обмотки. Температури масла й середовища фіксуються за допомогою датчиків РТ 100, а для визначення температури найгарячішої точки обмотки використовують прилади, такі як АКМ Oil або індикатор температури Qualitrol. Наразі доступний метод обчислення температури найгарячішої точки в режимі реального часу, розроблений згідно з рекомендаціями ІЕС 354-91

За індивідуальним замовленням можливе встановлення волоконно-оптичних датчиків температури LUXTRON WTS-22, які дозволяють безпосередньо вимірювати температуру найгарячішої точки обмотки трансформатора. Такі датчики можуть бути інтегровані як на етапі виробництва обмотки, так і під час ремонту. Пристрій РМ (Power Monitor) від Аллен Бредлі використовується для моніторингу електричних параметрів трансформатора,

таких як струм, напруга, потужність та енергія, що необхідні для аналізу його роботи. Цей мікропроцесорний пристрій має кілька модифікацій, залежно від потрібної функціональності, та забезпечує вимірювання, моніторинг, збір і передачу даних про електричні параметри трансформатора.

Для контролю рівня вологості трансформаторного масла використовується система Domino від Doble Engineering Company. Вона обладнана датчиками для вимірювання вологості й температури масла, що забезпечують постійний моніторинг і перетворюють дані в абсолютні значення при температурі +20 °C. Система також дозволяє регулювати допустимий рівень вологості масла. Один із найбільш ефективних методів діагностики стану трансформатора під час його роботи — аналіз газів, розчинених у трансформаторному маслі. Стан масла часто свідчить про наявність внутрішніх пошкоджень, що дозволяє своєчасно виявити можливі дефекти.

Стан трансформаторного масла може свідчити про наявність внутрішніх пошкоджень, таких як локальний перегрів, часткові розряди в маслі або ізоляції, та малі дуги на контактних з'єднаннях. Для аналізу газів, розчинених у маслі, застосовуються такі системи, як Hydran (виробництва General Electric) та Calisto (від Morgan Shaffer). Зокрема, система Hydran 201R обладнана датчиком H201Ti, який визначає концентрацію розчинених газів, таких як водень, чадний газ, ацетилен та етилен. Датчик, виготовлений на основі мембранної технології, розташовується на зворотному трубопроводі охолоджувача в спеціальній трубі, ввареній у трубопровід, де проходить потужний конвективний потік масла, що підвищує ефективність його роботи.

Датчик під'єднується до контролера Hydran201Cil, розташованого на боковій поверхні бака трансформатора. За допомогою програмного забезпечення контролера можна налаштувати сигнали для різних рівнів концентрації газів у маслі. Система Calisto забезпечує безперервний моніторинг концентрації водню і вологості в маслі, пропускаючи частину трансформаторного масла через внутрішню систему, де відбувається вимірювання показників. Оброблені дані виводяться на екран або передаються до інформаційної системи. Для контролю

постійних струмів і тангенса діелектричних втрат в масляних вводах використовується система R1500 від "Вібро-Центр". Вона включає датчики DV-1, встановлені на вводах, мікропроцесорний модуль R1500 у захисному корпусі та з'єднувальні кабелі.

Тангенс кута діелектричних втрат і ємність вимірюються за таких умов: точні значення отримують за подачі опорної напруги на вхід обладнання, а дисперсія значень визначається як відношення тангенсів діелектричних втрат між різними фазами. Зібрані показники передаються до системи моніторингу. В обробному блоці вимірювані параметри від датчиків та підсистем надходять у блок-концентратор, який працює на основі логічного контролера Allen Bradley ControlLogix 5000.

Програмований логічний контролер ControlLogix забезпечує підвищену надійність і високу швидкість, пропонуючи широкий спектр можливостей для збору даних і мережевого керування. Він складається з набору модулів, що включає процесор, локальні модулі введення-виведення, а також адаптери для зв'язку з віддаленими пристроями та іншими мережевими пристроями. Програмування контролера здійснюється віддалено з диспетчерського комп'ютера. Процесор оснащений розширеними діагностичними функціями для моніторингу як власних модулів, так і пристроїв введення-виведення. Всі виміряні дані параметрів трансформатора зберігаються у пам'яті контролера.

Цей контролер працює як "чорний ящик", де зберігаються всі параметри роботи трансформатора. У модулі драйвера реалізовані програми для моніторингу різних показників: визначення миттєвих перенапруг відповідно до вимог ГОСТ 1516.3-96; постійне обчислення температури найгарячішої точки обмотки згідно з ГОСТ 14209-97 (IEC 354-91); оцінка стану ізоляції водопропускних труб з прогнозом зниження ізоляційних властивостей; моніторинг ефективності системи охолодження шляхом аналізу температур на вході та виході радіатора; розрахунок здатності трансформатора до перевантаження за ГОСТ 14209-97 (IEC 354-91); прогнозування терміну експлуатації трансформатора. Дані накопичуються і аналізуються в режимі

реального часу, і у разі перевищення порогових значень автоматично надсилаються повідомлення в сервіс. При цьому сигнал фіксується оператором і записується в операційний журнал.

У блок концентратора надходять не лише вимірювані параметри, а й усі релейні сигнали від обладнання трансформатора, включаючи газове реле, запірну арматуру, датчик рівня масла в розширювачі та в ємності комутаційного пристрою (БПН). Кожен сигнал фіксується з позначкою часу, і при перевищенні встановлених порогових значень система надсилає повідомлення на екран оператора та, за необхідності, на панель сигналізації.

Обробка сигналів, що надходять з блоку концентратора, здійснюється за допомогою програми RSView, яка відповідає за обробку та візуалізацію параметрів. Блок управління виконує функції регулювання системи охолодження та контролю напруги.

Управління системою охолодження базується на аналізі температурного режиму трансформатора. Воно включає автоматичне вмикання або вимикання охолоджувачів (вентиляторів), зважаючи на фактичне навантаження. Також можливе управління в ручному режимі, де обслуговуючому персоналу надаються рекомендації, а контроль може здійснюватися з диспетчерського пункту.

Окрім управління підсистемою охолодження, здійснюється контроль ефективності роботи охолоджувачів, а також моніторинг часу роботи двигунів насосів і вентиляторів. Крім того, відстежується споживання енергії всією системою охолодження.

Управління регулятором напруги наразі реалізовано для пристрою РПН Reinhausen MR. На екрані оператора відображається поточне положення пристрою, а також доступні кнопки для керування, які дозволяють перемикає екрани за допомогою простого натискання.

Управління перемикачем РПН може бути перенесене на центр дистанційного керування. Підсистема управління РПН здійснює контроль за кількістю операцій перемикачання, пусковим струмом приводного двигуна, а

також рівнем масла і тиском у баку РПН. Наразі тривають роботи над встановленням системи газоконтролю в цистерні РПН, а також пристрою для очищення масла в цьому баку.

Інформація передається в автоматичну систему керування технологічними процесами підстанції та в диспетчерську завдяки блоку обміну з системами вищого рівня. Контролер оснащений веб-сервером, що дозволяє передавати поточні дані з системи моніторингу на комп'ютер Центрального диспетчерського пункту (ЦДКУ) енергосистеми.

Фахівці з експлуатації та технічного обслуговування мають можливість аналізувати стан трансформатора, планувати його технічне обслуговування, а також отримувати дані про допустиме навантаження і встановлювати критерії перевантаження. Для передачі актуальної інформації до бази даних автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСУ ТП) станції контролер оснащений спеціалізованим портом для зв'язку. Через цей канал передаються дані, узгоджені в технічному завданні, які містять інформацію про час роботи окремих блоків і всього трансформатора. Це дозволяє фахівцям оцінювати поточний стан обладнання та визначати термін його служби.

3.2 Проведення ремонтних робіт.

Після доставки силового трансформатора на ремонтну площадку розпочинається підготовка до проведення робіт. Спочатку виконують частковий злив масла, а при необхідності прогрівають трансформатор до температури 60-70 °С. Наступним етапом є ознайомлення з кресленнями трансформатора, бака та активної частини, а також огляд складових частин для виявлення можливих дефектів або несправностей, які фіксуються у журналі дефектів.

Після цього демонтують газовідвідні труби, засувки, розширювач, вентилі, запобіжну трубу та клапани, використовуючи звичайні гайкові ключі. На завершення цього етапу встановлюють заглушки на фланцях і зливають масло з охолоджувачів, що входять до навісної системи охолодження трансформатора.

Якщо крани не герметичні і пропускають олію, необхідно злити масло з бака трансформатора, при цьому зволожуючи ізоляцію обмоток.

Демонтаж охолоджувачів проводиться по черзі за допомогою вантажопідйомного обладнання, після чого їх розміщують поблизу трансформатора на фланцях патрубків.

Після завершення попередніх етапів ремонту переходять до демонтажу вводів. У разі протяжних вводів спершу відгвинчують та знімають верхній наконечник. Потім у його місце вкручують спеціальний болт із тросиком, який підтримує відвід під час підйому та зняття вводу з трансформатора.

Для вводів непротяжної конструкції (затискного виконання) від'єднання відведення від контактної затиску, розташованого в нижній частині вводу, проводять безпосередньо всередині бака трансформатора. Демонтаж герметичних вводів з баками тиску відбувається разом із ними, при цьому слід обережно поводитися зі сполучною трубою, аби уникнути її пошкоджень або різких перегинів (радіус вигину має бути не менше 90 мм). Для запобігання ушкодженню фарфорових покриттів вентиль між баком тиску та введенням має залишатися відкритим.

При виконанні технологічних операцій стропування вводів їх демонтують з установок трансформаторів струму, які оснащені ізоляційними циліндрами. Знімають вводи напругою 3-35 кВ, попередньо від'єднавши гнучкі з'єднання через спеціальні люки, а також коробки вводів. Вводи, які встановлені в обіймі, демонтують разом із нею. Для складових частин з похилою віссю, таких як трансформатори струму та вводи, демонтаж здійснюють шляхом чергування горизонтальних та вертикальних переміщень.

Вкручують домкратні гвинти до упору для фіксації занурювального перемикаючого пристрою, а також від'єднують його кріплення до бака трансформатора. Нарешті, маркують та від'єднують відводи від перемикачів напруги, закріплюючи їх за активною частиною.

Перш ніж перейти до наступних етапів ремонту, необхідно перевірити зазори між елементами активної частини трансформатора, такими як ярмові

балки, активна сталь, відводи та кріплення, і баком трансформатора. Далі, всередині бака від'єднують заземлюючі шинки і розпірні болти, а також роз'єднують вали перемикаючого пристрою, попередньо завдавши ризику на муфти зчеплення. Після цього демонтують перемикаючий пристрій та розкручують роз'єм бака.

Наступним кроком є стропування верхньої частини бака. Знімну частину піднімають на висоту 250-300 мм від роз'єму та утримують у такому положенні, щоб перевірити наявність контактів з активною частиною, перекосів та нерівномірності натягу стропів. Також необхідно перевірити справність гальм та інших механізмів крана.

Після перевірки знімну частину бака (або активну частину) піднімають, використовуючи відтяжки для запобігання розгойдуванню. Це допомагає уникнути пошкодження конструкцій відводів. Активну частину розміщують на дерев'яні бруси, які знаходяться над стічними ґратами для олії. У разі відсутності збору олії активну частину встановлюють на напівшпалки в піддон-деко.

Навколо активної частини зводять інвентарні ліси та підмости, після чого розпочинають роботи з ревізії активної частини.

3.3 Огляд активної частини та складання трансформатора.

Огляд активної частини трансформатора проводиться з урахуванням його робочого режиму та тривалості експлуатації. Під час перевірки особливу увагу приділяють стану магнітопроводу, контактів контактора та ізоляційних матеріалів, таких як папір, картон і бавовняні стрічки.

Необхідно оцінити стан виткової ізоляції, міжфазної бар'єрної ізоляції, а також ізоляції відводів і стяжних шпильок (або ярмових бандажів), що входять до конструкції активної частини. Важливим моментом є також перевірка якості запресування обмоток: дистанційні прокладки повинні бути щільно стиснуті для забезпечення надійності роботи трансформатора.

3.4 Роботи на елементах активної частини силового трансформатора .

До робіт на елементах активної частини належать:

До робіт на елементах активної частини трансформатора входять кілька важливих етапів:

1. **Перевірка стану магнітопровода.** Зокрема, слід звернути увагу на якість запресування ярма. Якщо воно виконано належним чином, лезо ножа повинно без труднощів входити між пластинами, при цьому не витрачаючи надмірних зусиль.
2. **Контроль ізоляції шпильок.** Важливо перевірити, чи немає пошкоджень, як внутрішніх, так і зовнішніх. Серед можливих дефектів можуть бути сліди перегріву або вибоїни на торцях електротехнічної сталі.
3. **Очистка зовнішньої поверхні ярма.** На цьому етапі також проводять вимірювання опору міжлистової ізоляції.
4. **Перевірка механічної міцності ізоляційних матеріалів.** Для цього відбирають один або два зразки основної ізоляції, які розташовані якомога ближче до виходу гарячої олії з верхніх каналів обмотки. Зразки розщеплюють на шари товщиною не більше 0,5 мм, загортають у фільтрувальний папір і витримують протягом 8-10 годин при відносній вологості 70-80%.
5. Оцінка стану ізоляції включає аналіз ступеня розбухання (пухкості) кутових шайб, а також відбір зразків паперу виткової ізоляції з зовнішніх обмоток. Також проводять оцінку електричної межі бар'єрної та головної ізоляції, а також ізоляції регулювальних відводів обмоток для класів напруги 110 кВ та вище. Окрім того, оцінюють ізоляцію лінійних і регулювальних відводів внутрішніх обмоток. Для оцінки механічної міцності ізоляції застосовують спеціальну шкалу.

1-й клас — Папір та електрокартон мають еластичні властивості, не утворюють тріщин при згинанні на 180°.

2-й клас — Папір та електрокартон знаходяться в задовільному стані: при згинанні на 90° не ламаються, але при згинанні на 180° можуть утворювати тріщини.

3-й клас — Обмежена придатність: на папері з'являються дрібні тріщини при згинанні, а електрокартон ламається при згинанні на 180° .

4-й клас — Непридатний для використання: електрокартон ламається при вигині на 90° , а папір стає тендітним, тріскається і має ознаки «пересушеності». У випадку такого стану ізоляції необхідно вжити заходів щодо її заміни для забезпечення надійної роботи трансформатора.

4. Оцінка стану паперової ізоляції. Для обмоток трансформаторів класу напруги 110 кВ та вище повинна оцінка виконуватися за ступенем її поляризації. Якщо ж ресурс полімерації паперової полімеризації зменшується до 250 од., то такий ресурс вважається вичерпаним.

5. Огляд обмоток. На цьому етапі оцінюється стан пресування обмоток. У нормі, при допресуванні, осад у добре зафіксованих обмотках становить всього кілька міліметрів (від півоберта до півтора-двох обертів натискних гвинтів). Якщо ж осад виявляється більшим, слід з'ясувати причини його виникнення, адже значне підвищення осаду може призвести до осідання елементів головної ізоляції на циліндри, що, в свою чергу, може перекрити масляні канали.

Для вирішення цієї проблеми ізоляцію піднімають технологічними дерев'яними клинами через один «стовп» прокладок. У зазор, що утворюється під час цієї операції, вставляються додаткові прокладки, які розміщуються рівномірно по всьому колу обмотки. Після завершення розклинання виконується підпресування. За потреби, для уникнення перепресування, можуть використовуватися осадові гідродократи, оснащені насосною станцією високого тиску та ручним приводом.

Під час зовнішнього огляду обмоток також перевіряється якість витків і наявність ушкоджень. У випадку виявлення незначних дефектів, рекомендується підкласти смужку рольового електрокартону для їх усунення.

6. Перевірка відведення на щільність та цілісність ізоляції. У разі виявлення порушень зовнішнього шару ізоляції, необхідно видалити здуті та пошкоджені ділянки. На ці місця накладаються ізоляційні бандажі, виготовлені зі смужок паперу, які фіксуються належним чином. Після цього нову ізоляцію слід обробити бакелітовим лаком для підвищення її захисних властивостей.

Необхідно перевірити надійність кріплення відводів, що фіксуються на дерев'яних планках конструкції. Якщо виявлені ослаблені місця, їх слід підмотати бандажами з електрокартону товщиною 0,5—1,0 мм. Перед підмотуванням потрібно ослабити затягування планок, а потім підтягнути всі шпильки по всій конструкції кріплення відводів.

Контргайки на сталевих болтах, що закріплюють кронштейни і несучі планки, мають бути затягнуті. Карболітові та дерев'яні гайки на текстолітових шпильках слід зафіксувати бандажем зі шпагату або бавовняної стрічки, при цьому бандажі потрібно просочити бакелітовим лаком.

Нижче наведені технологічні операції для усунення деяких видів дрібних несправностей елементів активної частини, виявлених під час її ревізії:

3.5 Капітальний ремонт зі зміною обмоток трансформаторів напругою 6-110 кВ.

Робота трансформаторів неминує призводить до їх поступового зношення, що може викликати вихід з ладу окремих компонентів і деталей. Це, в свою чергу, ставить питання про необхідність або заміну трансформатора на новий, або проведення капітального ремонту.

В енергетичній практиці рішення про доцільність заміни чи ремонту трансформатора, включаючи зміни в обмотках, приймається на основі кількох чинників. Серед них: загальний технічний стан трансформатора, терміни та умови його експлуатації, а також можливість і терміни постачання нового пристрою. Крім того, важливими є характер, складність і обсяги пошкоджень, а також можливість отримання необхідних деталей від виробника або відновлення їх ремонтною організацією.

Не менш важливими є організаційні, технічні та матеріальні ресурси, які мають бути доступні для проведення ремонту, а також реальні терміни його виконання. У кожному конкретному випадку доцільність вибору між ремонтом і заміною визначається техніко-економічним обґрунтуванням, адже вартість виготовлення нових трансформаторів, особливо II-III габаритів, на заводі часто виявляється значно нижчою, ніж витрати на ремонт у невеликих електроремонтних цехах.

Відмова від ремонту трансформаторів створила б для електротехнічної промисловості необхідність суттєво наростити виробництво нових пристроїв. Це пов'язано з постійним зростанням кількості трансформаторів, що знаходяться в експлуатації. Капітальний ремонт силових трансформаторів напругою до 110 кВ включно, який може включати заміну обмоток та ізоляції, здійснюється під час модернізації, реконструкції, а також у випадках природного старіння ізоляційних матеріалів і відновлювальних робіт.

Модернізація, що передбачає зміни в параметрах трансформатора (таких як потужність, напруга, струм, схема та група з'єднання обмоток), а також в конструкції окремих його компонентів, є найбільш складним видом ремонтних робіт. Кожен випадок потребує індивідуального підходу, що залежить від конкретного завдання, призначення та вимог до трансформатора, який підлягає модернізації.

Серед найпоширеніших робіт з модернізації трансформаторів можна виділити кілька ключових напрямків. По-перше, це переклад трансформатора з системи охолодження Д на охолодження ДЦ, що забезпечує спрямовану циркуляцію олії в обмотках, наприклад, для трансформатора напругою 110 кВ. По-друге, розробка та виконання нових моделей на базі існуючих трансформаторів, наприклад, перехід від ТДТГ-31500/110 до ТДН-40000/110.

Ще одним важливим напрямком є підвищення потужності трансформаторів, як у випадку з ОДТГ-40000/220, який модернізують до ОДТГ-50000/220 шляхом зміни конструкції обмоток і їх пресування. Крім того, модернізація може

включати зміну напруги обмоток високої напруги (ВН) або низької напруги (ПН), а також перетворення звичайних трансформаторів в автотрансформатори.

Такі модернізаційні роботи, що передбачають збільшення потужності та зміни параметрів, є економічно вигідними та суттєво підвищують продуктивність і експлуатаційну надійність трансформаторів.

Реконструкція складових частин трансформатора без зміни його основних параметрів виконується для усунення недоліків у конструкції, які виявилися під час експлуатації, а також для підвищення надійності його роботи. Серед найбільш поширених робіт, що проводяться в рамках реконструкції, можна виділити кілька ключових напрямків:

1. Зміна конструкції головної та поздовжньої ізоляції, а також обмоток трансформатора.
2. Реконструкція ярмових балок із виготовленням і встановленням осьового пресування обмоток.
3. Модернізація бака для розміщення перемикаючих пристроїв.
4. Переклад трансформатора на азотний або плівковий захист, щоб запобігти зволоженню ізоляції та масла.
5. Перехід від шпилькової конструкції магнітних систем пресування стрижнів і ярм до безшпилькової, замінюючи металеві стяжні шпильки на склобандажі.
6. Реконструкція кришки бака трансформатора з установкою нових знімних вводів для напруги 6-35 кВ та 110 кВ (герметичні маслонаповнені вводи з твердою ізоляцією).
7. Заміна системи охолодження з природною циркуляцією олії (М) на систему з примусовою циркуляцією повітря та олії (ДЦ).

Варто зазначити, що відновлювальний ремонт трансформатора є більш простим процесом у порівнянні з модернізацією та реконструкцією, оскільки в його ході конструктивні зміни не вносяться.

Відновлювальні ремонти трансформаторів класифікують за розміром та характером пошкоджень окремих складових частин. До основних категорій належать:

- Частковий або повний ремонт магнітної системи, що передбачає переізолювання пластин електротехнічної сталі.
- Повне перемотування обмоток з дотриманням усіх параметрів.
- Часткове перемотування обмоток у разі незначних ушкоджень.
- Повна заміна внутрішньої ізоляції.

Капітальний ремонт трансформаторів, що включає зміну обмоток, може здійснюватися як в умовах експлуатації, так і на ремонтних базах. Однак проведення таких робіт під час експлуатації має свої особливості, пов'язані з організацією та технічним забезпеченням. Ці аспекти слід враховувати, щоб забезпечити ефективність ремонту та зберегти робочі характеристики трансформатора.

Перед початком капітального ремонту важливо вибрати відповідне приміщення для його проведення. Зазвичай використовують трансформаторно-масляні господарства (ТМХ), підстанційні портали, а також ремонтні чи монтажні майданчики електростанцій. Якщо таких приміщень немає, можуть бути зведені тимчасові будівлі.

Крім цього, розробляється проект організації ремонту, який міститиме всю необхідну організаційно-технічну документацію. У ньому зазначаються обсяги робіт, перелік потрібного обладнання, інструментів та матеріалів, які будуть використані під час ремонту трансформатора і його складових частин. Також включають план розміщення трансформатора, його елементів і обладнання в робочому приміщенні.

При оцінці існуючого приміщення або під час створення тимчасового ремонту важливо враховувати, що розміри майданчика повинні забезпечувати комфортне і вільне розміщення всіх компонентів трансформатора. Це включає не лише розібрану активну частину, але й запасні частини, технологічне

обладнання та вантажопідйомні механізми. Також необхідно забезпечити зручні під'їзди для переміщення механізмів.

Приміщення повинно бути захищене від пилу та атмосферних опадів, а також мати засоби для забезпечення протипожежної безпеки. Висота приміщення повинна дозволяти виконання робіт з вилучення активної частини з бака трансформатора. Крім того, важливо, щоб в приміщенні було електричне освітлення та можливість підключення електричного обладнання, призначеного для сушіння трансформатора, а також для роботи зі зварювальними і паяльними трансформаторами та електрифікованим інструментом.

У випадках, коли тимчасове приміщення має обмежені розміри, допускається розміщення бака трансформатора, знімних частин, арматури, елементів системи охолодження та введів 110 кВ поза межами приміщення. При цьому важливо вжити заходів для захисту внутрішніх поверхонь від впливу атмосферних опадів і пилу.

Коли активну частину потрібно вилучити з бака, підйомні механізми, такі як електричні лебідки або мостові крани, повинні бути розташовані на достатній відстані. Ця відстань від верхнього положення гака до основи трансформатора повинна відповідати сумі відстаней А, Д, Б і В, що дорівнює Г.

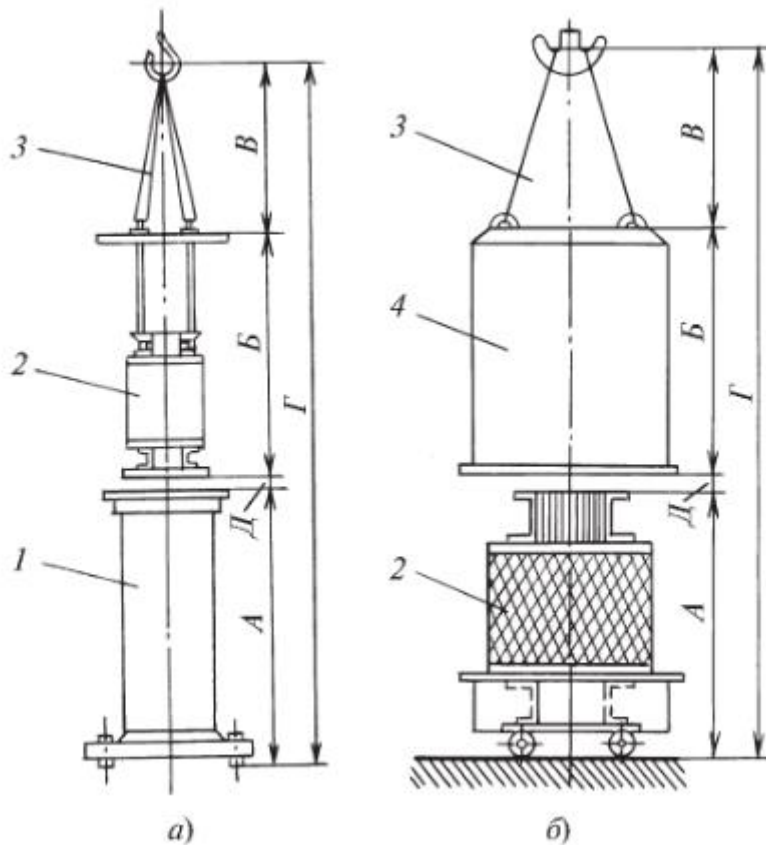


Рис.3.1 Ескіз вскриття активної частини трансформатора

а-підйом активної частини; б- підйом зйомної частини баку колокольного типу; 1-бак; 2-активна частина з кришкою; 3-підйомні сталеві стропи; 4-зйомна частина бака

Розміри А і Б слід визначити за допомогою каталогу або креслення трансформатора, тоді як розмір Д встановлюється в межах 150-200 мм. Цей параметр обчислюється на основі вибраних стропів.

У процесі ремонту в умовах експлуатації важливим етапом є підготовка трансформаторної олії. Тому в плані підготовчих робіт необхідно врахувати доставку обладнання для очищення масла, а також ємностей для його зливу, зберігання та обробки, поблизу ремонтного майданчика. Якщо розмістити маслоочисну апаратуру в самому приміщенні не вдається, слід передбачити будівництво тимчасової споруди. Зручними для таких цілей є пересувні маслоочисні установки, які можна розміщувати в спеціальних вагончиках.

Якість капітального ремонту трансформаторів визначається не лише рівнем організації процесу, наявністю сучасного технологічного обладнання та кваліфікацією персоналу. Важливу роль відіграє також нормативно-технічна документація, яка регулює цей процес. Суворе дотримання вимог цієї документації та дотримання технологічної дисципліни виконавцями є запорукою успішного ремонту.

Технологічна дисципліна в ремонті трансформаторів передбачає точне дотримання встановлених у керівних документах операцій та їхньої послідовності, а також відповідність заданим розмірам і режимам обробки. Важливо дотримуватися норм і нормативів, що регулюють процес. Стандарти визначають правила, вимоги, технологічні процеси, а також методи перевірки та випробувань, терміни, визначення і показники якості продукції, з якими порівнюються результати виробництва. Існує кілька видів стандартів: державні (ГОСТ), галузеві (ОСТ), республіканські (РСТ) та підприємницькі (СТП).

У ході ремонту необхідно дотримуватися вимог Правил технічної експлуатації (ПТЕ), а також виконувати рекомендації експлуатаційних та протиаварійних циркулярів, інформаційних повідомлень і листів від заводів-виробників, якщо вони стосуються ремонту конкретного типу трансформатора.

Технологічна документація включає документи, розроблені спеціалізованими конструкторськими та технологічними організаціями. Основними її складовими є технологічні інструкції, маршрутні карти, карти технологічного процесу, операційні карти та інші документи. Під час підготовки та виконання ремонту трансформатора також використовуються проекти реконструкції або модернізації, розрахункові записки та креслення для перемотування обмоток.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА ПИТАНЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ЕКОНОМІЇ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ І ЕНЕРГОНОСІЇВ

4.1 Підрахунок електричних навантажень сервісного центру з проведення поточних та капітальних ремонтів силових трансформаторів.

Для визначення навантаження застосовується метод розрахунку ефективної кількості електроприймачів.

Розрахункову потужність P_p , *кВт* визначаємо за формулою :

$$P_p = k_{\max} \sum_{i=1}^n (k_{в.і} \cdot P_{вст.і}), \quad (4.1)$$

де $P_{уст}$ - встановлена потужність і-го електроприймача, *кВт*;

K_{max} - коефіцієнт максимуму;

$K_в$ - коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$k_{в} = \frac{P_{ср.а.н.}}{\sum_{i=1}^n P_{вст.і}}, \quad (4.2)$$

де $P_{ср.а.н.}$ - середнє навантаження за максимально навантаженою зміну, *кВт*.

$P_{вст.}$ - номінальна потужність електроприймача, *кВт*.

Електроприймачі об'єднуються у групи з однаковими коефіцієнтами використання активної потужності. Значення цього коефіцієнта визначається на основі даних про роботу сервісного центру та довідкових матеріалів. Коефіцієнт максимуму встановлюється залежно від коефіцієнта використання та кількості ефективних споживачів.

Ефективну кількість електроприймачів розраховуємо за формулою:

$$N_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{вст.і} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{вст.і}^2}, \quad (4.3)$$

де $P_{вст.i}$ - встановлена потужність і-го електроприймача, кВт.

Розрахункову активну потужність на ввіді ПТО та РЕО обчислюємо як суму потужностей, розрахованих для кожної групи електроприймачів.

Якщо кількість електроприймачів $N_e < 10$, реактивну потужність визначаємо за спеціальною формулою:

$$Q_p = 1,1 \sum_{i=1}^n k_{в.і} \cdot P_{вст.і} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (4.4)$$

де $\operatorname{tg}\varphi$ - коефіцієнт реактивної потужності,

а у разі, коли $N_e > 10$ - за формулою:

$$Q_p = \sum_{i=1}^n k_{в.і} \cdot P_{вст.і} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (4.5)$$

Розрахункову реактивну потужність на ввіді визначаємо шляхом підсумовування реактивних потужностей кожної групи електроприймачів.

Результати розрахунків навантажень для ПТО та РЕО заносимо до таблиці 4.1.

Повну потужність S_p , $\kappa B \cdot A$, визначаємо за формулою:

$$S_p = \sqrt{1,06P_p^2 + Q_h^2} \quad (4.6)$$

$$S_p = \sqrt{1,06 \cdot 87,16^2 + 59,35^2} = 107 \kappa B \cdot A$$

Коефіцієнт потужності на ввіді ПТО і РЕО:

$$\cos\varphi = \frac{P_p}{S_p} = \frac{87,6}{107} = 0,82;$$

Постачання електроенергії для ПТО та РЕО повинно виконуватись за допомогою кабелю, підключеного до зовнішньої мережі з напругою 0,38 кВ.

4.2 Розрахунок потужності та вибір споживчої трансформаторної підстанції. Розрахунок зовнішньої електричної мережі напругою 0,38 Кв.

Згідно з класифікацією [5], електроприймачі сервісного центру належать до II категорії за рівнем надійності електропостачання. Розрахункова потужність пункту складає $P_p = 87,16 \text{ кВт}$, при $\cos\varphi = 0,82$.

Оскільки всі споживачі підстанції є виробничими, розрахунок навантаження здійснюємо за максимальними денними значеннями. Загальне навантаження лінії з напругою 0,38 кВ визначається як сума розрахункових навантажень на вводах окремих споживачів, які приймаються на основі обстежень та рекомендацій із проектування систем електропостачання. Таблиця 4.2 містить значення розрахункових навантажень та коефіцієнтів потужності на вводах споживачів.

Таблиця 4.2

Розрахункові навантаження споживачів, що живляться від ТП-89

Номер на розрахунковій схемі та назва об'єкту	P_p , кВт	$\cos\varphi$
1. ПТО і РЕО	87	0,8
2. Їдальня	4,6	0,8
3. Електролабораторія	5	0,82
4. Диспетчерська	5	0,82
5. Ремонтна майстерня	17	0,7
6. Гараж	14	0,8
7. Цех з ремонту трансформаторів	23	0,7

Розрахункове навантаження ділянки лінії 0,38 кВ (рис. 4.1) визначаємо за формулою:

$$P_p = P_B + \Delta P(P_M), \quad (4.7)$$

де P_B - найбільша із складових навантажень, кВт;

$\Delta P(P_M)$ - добавка від меншого навантаження, кВт.

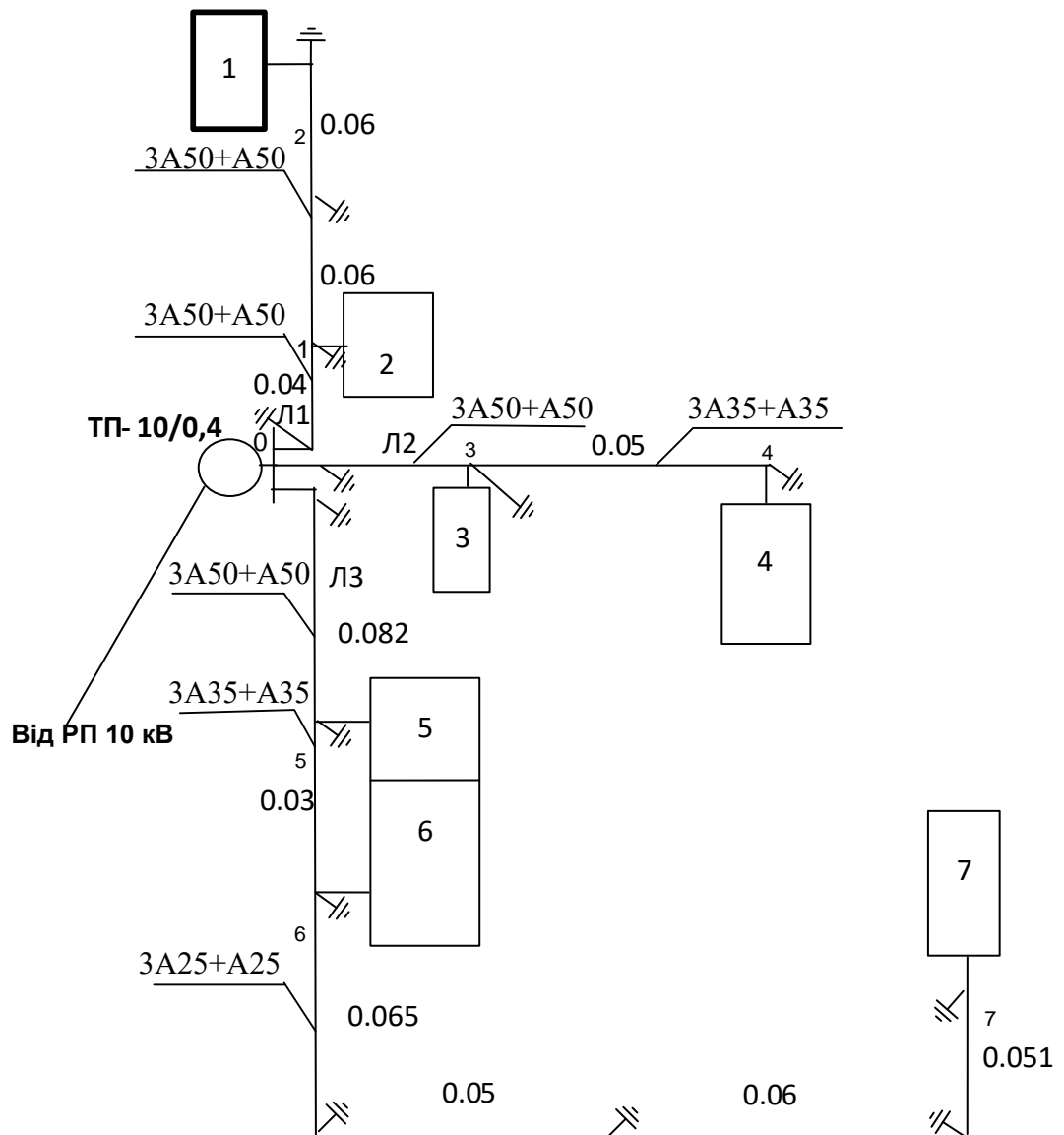


Рис. 4.1 - Розрахункова схема мережі напругою 0,38 кВ

- | | |
|-----------------------|--------------------------------|
| 1. Сервісний центр | 6. Гараж |
| 2. Їдальня | 7. Цех ремонту трансформаторів |
| 3. Електролабораторія | |
| 4. Диспетчерська | |
| 5. Ремонтна майстерня | |

Вибір проводів для повітряної лінії з напругою 0,38 кВ здійснюється відповідно до РУМ-10. Чинна лінія прокладена на залізобетонних опорах з використанням проводу типу А25. Виконується перевірка площі поперечного перерізу проводу з урахуванням підключення до лінії №3.

Еквівалентне повне навантаження відповідної ділянки лінії 0,38 кВ:

$$S_{екв} = S_p \cdot k_d,$$

де S_p - максимальне розрахункове навантаження ділянки лінії, $кВ \cdot А$;
 k_d - коефіцієнт, який враховує динаміку зростання навантаження.

Приймаємо $k_d = 0,7$ [13].

Розрахункова повна потужність ділянки лінії:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi_p}, \quad (4.8)$$

де P_p - розрахункова активна потужність на ділянки лінії, кВт;
 $\cos \varphi_p$ - коефіцієнт потужності;

Розрахунок проводимо з кінця лінії, а результати розрахунків зводимо до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3

Розрахунки для вибору проводів мережі напругою 0,38 кВ

Ділянка лінії	P_p , кВт	S_p , кВА	$S_{екв}$, кВА	Марка провoda
Лінія 1				
0-1	4,6	5,62	3,9	3А50+А50
1-2	91,5	114,3	80	3А50+А50
Лінія 2				
0-3	5	6,1	4,3	3А50+А50
3-4	22	26,8	18,8	3А35+А35
Лінія 3				
0-5	17	24,2	16,9	3А50+А50
5-6	39	48,7	34,1	3А35+А35
6-7	53	70,6	49,42	3А25+А25

Перевірку вибору площі поперечного перерізу проводів здійснюють на основі фактичних втрат напруги.

$$\Delta U_{факт\%} < \Delta U_{д\%}, \quad (4.9)$$

де $\Delta U_{д\%}$ - допустимі втрати напруги в лінії, %.

Допустимі втрати напруги в лінії визначаються відповідно до вимог актуальних нормативних документів.

Таблиця 4.4

Розрахунок допустимих втрат напруги в мережі напругою 0,38 кВ

Елементи схеми електропостачання		Втрати напруги, % при	
		100	25
Шини 10 кВ РТП		+3,5	-1
Повітряна лінія 10 кВ		-5	-1,25
Трансформатор 10/0,4 кВ	Постійна надбавка	+5	+5
	Регульована надбавка	+2,5	+2,5
	Втрати напруги	-3	-1
Втрати напруги в лінії 0,38 кВ		-7	0
Відхилення напруги у споживача		0	+4,25
Допустиме відхилення напруги у споживача		-5	+5

Згідно з проведеними розрахунками, допустима втрата напруги в лінії з напругою 0,38 кВ становить 7%. Фактична втрата напруги обчислюється за наступною формулою:

$$\Delta U_{\text{факт}\%} = \frac{\sqrt{3} \sum_{i=1}^n (S_{\text{max}_i} \cdot L_i (R_{0_i} \cdot \cos \varphi_i + X_{0_i} \cdot \sin \varphi_i))}{U_H^2} \cdot 100, \quad (4.10)$$

де S_{max_i} - максимальна повна потужність ділянки лінії, кВ·А;

R_{0_i}, X_{0_i} - відповідно активний і реактивний опори ділянки лінії,

Ом/км;

L_i - довжина і-ї ділянки лінії, км;

$\cos \varphi_i$ - коефіцієнт потужності і-ї ділянки лінії;

U_H - номінальна напруга мережі, В.

Фактичні втрати напруги в повітряній лінії з напругою 0,38 кВ для найбільш віддаленого споживача обчислюються за такою формулою:

$$\Delta U_{\text{факт}\%} = \sum_{i=1}^n \Delta U_{\text{факт}\%_i}, \quad (4.11)$$

де $\sum_{i=1}^n \Delta U_{\text{факт}\%_i}$ - сума втрат напруг на ділянках лінії, %.

Результати розрахунків зводимо до таблиці 5.5.

Таблиця 4.5

Розрахунок фактичної втрати напруги в мережі напругою 0,38 кВ

Ділянка лінії	l, км	S _p , кВА	P, кВт	Q, квар	r=r ₀ ·l, Ом	x=x ₀ ·l, Ом	Втрати напруги на ділянці		Втрати від джерела	
							В	%	В	%
Лінія 1										
0-1	0,03	5,62	4,5	160,6	0,0294	0,02	6,77	1,8	6,77	1,8
1-2	0,16	114,3	91,5	84,2	0,0046	0,06	4,8	1,26	4,8	1,26
Лінія 2										
0-3	0,05	6,1	5	49,2	0,0295	0,02	6,3	1,7	13,03	2,5
3-4	0,1	26,8	22	61,2	0,0294	0,02	6,77	1,8	6,77	1,8
Лінія 3										
0-5	0,082	24,2	17	52,8	0,0294	0,02	6,77	1,8	6,77	1,8
5-6	0,085	48,6	39	49,2	0,0294	0,02	6,3	1,7	13,03	2,5
6-7	0,311	70,6	53	6,12	0,09	0,02	1,74	0,46	14,77	2,96

Отже, фактичні втрати напруги в повітряній лінії становлять 0,38 кВ для найбільш віддаленого споживача складають $\Delta U_{\text{факт}\%}=4,8\%$, що менше $\Delta U_{\text{дон}\%}=7\%$. Умова (4.9) виконується.

Розрахункове навантаження на шинах з напругою 0,4 кВ у трансформаторній підстанції визначається шляхом підсумовування розрахункових навантажень та відповідних доповнень:

$$P_{\text{ТП}}=P_{P1}+\Delta P(P_{P2})+\Delta P(P_{P3}), \quad (4.12)$$

де P_{P1} , P_{P2} , P_{P3} - розрахункові навантаження для першої, другої та третьої ліній, виражені в кВт:

$$P_{\text{ТП}}=87+\Delta P(40)+\Delta P(85)=87+20,5+60=163,5 \text{ кВт}.$$

Повну розрахункову потужність на шинах ТП визначаємо за формулою:

$$S_{\text{мТн}} = \frac{m_{\text{мТн}}}{\cos \varphi} = \frac{163,5}{0,7} = 233,57 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Вибираємо закриту трансформаторну підстанцію тупикового типу з потужністю 250 кВА, враховуючи економічні інтервали та допустимі систематичні перевантаження. Основні технічні характеристики трансформатора, встановленого на підстанції, представлені в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6

Технічна характеристика трансформатора ТП 10/0,4 потужністю 250 кВА.

Тип	Поєднання напруг, кВт		Схема і група з'єднань обмоток	Втрати, кВт		$U_{кз}, \%$	$I_{хх}, \%$
	ВН	НН		$\Delta P_{х.х}$	$\Delta P_{кз}$		
ТМ250	10	0,4	Y/Y _n -0	0,7	3,85	4,5	1,9

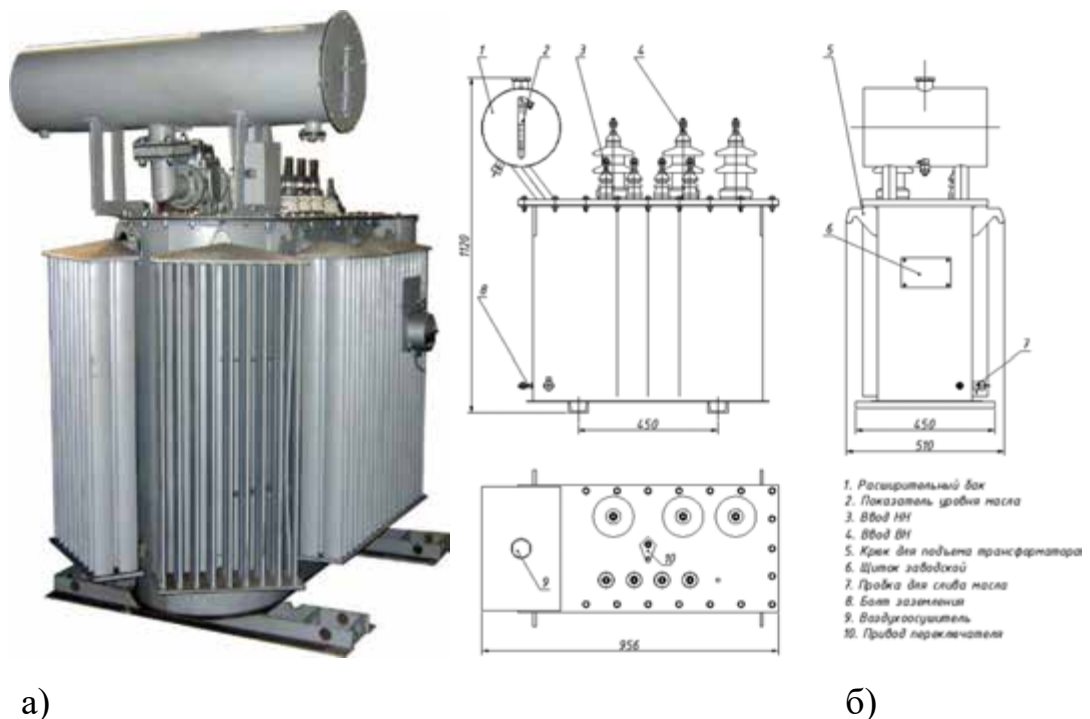


Рис. 4.2 -Трансформатор ТМ-250 а – зовніній вигляд б - будова

Трансформатор ТМ-250 оснащений перемикачем для регулювання напруги на високовольтній стороні. Він має ступені регулювання напруги $\pm 2,5\% U_n$ та $\pm 5\% U_n$.

Розташування трансформаторної підстанції обрано в центрі електричних навантажень, щоб забезпечити зручність монтажу та експлуатації. У шафі

розподільного пристрою нижчої напруги підстанції встановлений трифазний лічильник активної енергії типу СТЕА08М, а також апаратура для керування лінією вуличного освітлення з фотореле ФР-2. Для захисту обладнання від грозових перенапруг використовуються вентильні розрядники РВО-10У1 з боку лінії 10 кВ та РВН-0,5МУ 1 з боку ліній 0,4 кВ.

Визначимо силу струму I , А на ввіді 10 кВ в ТП:

$$I = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_L} \quad (4.11)$$

де S_H - номінальна потужність ТП, $S_H = 250$ кВА,

U_L - напруга повітряної лінії передач, $U_L = 10$ кВ,

$$I = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,7 \text{ А}$$

Вибір перерізу проводів $F_{ек}$, мм² повітряної лінії електропередач напругою 10 кВ проводимо за економічною густиною струму:

$$F_{ек} = \frac{I}{j_{ек}}, \quad (4.13)$$

де $j_{ек}$ - економічна густина струму, А/мм². Для голих алюмінієвих проводів $j_{ек} = 1,3$ А/мм² [18].

$$F_{ек} = \frac{14,7}{1,3} = 11,3 \text{ мм}^2$$

Для ПЛ-10 кВ приймаємо проводи АС-50.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ

Проведення випробувань електрообладнання та електричних вимірювань без відповідних дозволів забороняється. Тестування повинно виконуватись командою не менше ніж з двох співробітників, при цьому керівники команди повинні мати IV групу допуску, а інші члени команди — III групу.

Випробування можуть проводити лише ті фахівці, які мають практичний досвід у тестуванні електроустановок, пройшли спеціальну підготовку та успішно перевірили свої знання щодо принципів схем і правил проведення випробувань. Вимоги включають не менше одного місяця стажування під наглядом персоналу з досвідом роботи в III групі. Контроль за виконанням випробувань здійснюється фахівцями з електробезпеки V та I групи, який проходить одночасно з загальним контролем відповідно до встановлених умов та правил безпеки.

Знання персоналу, що проводить випробування електроустановок з напругою понад 1000 В, а також IV групи, фіксуються в сертифікаті та журналі на момент тестування. Аналогічно, інформація про знання працівників, які тестують електроустановки з напругою до 1000 В, також повинна бути документально підтверджена.

Колючий дріт і двері обладнані замками та контейнерами. Випробування електроустановок з напругою понад 1000 В виконуються лише за замовленням. Також можливе тестування електродвигунів з напругою вище 1000 В за умови, що силовий кабель буде відключений, а кінець заземлений.

Затвердження форменого одягу, що надається для проведення випробувань, а також для виконання підготовчих і ремонтних робіт, можливе лише після відкликання інших бригад, які працюють з матеріалом, що підлягає випробуванню, та здачі замовлення.

До складу команди, яка проводить випробування, можуть входити ремонтники та працівники II групи. Вони виконують підготовчі роботи,

охороняють перевіряєме обладнання, а також займаються демонтажем та монтажем шин.

Перед початком випробування керівник зобов'язаний провести інструктаж працівників щодо заходів безпеки, які необхідні під час тестування.

До складу бригади, що займається ремонтом або монтажем обладнання, може бути включений персонал пусконаладжувальної організації для виконання необхідних випробувань. У такому випадку відповідальність за безпеку під час випробувань покладається на керівника або на старшого керівника лабораторії чи координаційної групи IV групи за його вказівкою.

Особа, що відповідає за проведення випробувань під час монтажу чи ремонту, повинна бути зазначена в документі в рядку «навчений». Вказівки від цих осіб є обов'язковими для виконання всіма членами бригади.

Єдиний облік роботи, зняття напруги, вивішування попереджувальних плакатів, охорона робочого місця, контроль відсутності напруги, заземлення та відвідування — всі ці заходи є важливими для безпечної експлуатації електроустановок і повинні здійснюватись відповідно до встановлених правил.

Одночасне проведення випробувань і ремонтних робіт різними бригадами в рамках одного з'єднання заборонено.

Масові випробування ізоляційних матеріалів та виробів, таких як засоби захисту та різні ізоляційні деталі, проводяться поза межами електроустановок. Вони виконуються на стендах, які мають струмоведучі частини, герметичні для напруги 1000 В і більше, або на стендах, де можуть працювати лише особи IV групи, що мають відповідні повноваження.

Для безпеки під час випробувань блокування має забезпечити повне розрядження напруги при відкритті дверей, а також забороняти подачу напруги на кронштейн, коли двері залишаються відкритими.

Під час створення випробувального ланцюга спочатку необхідно виконати захисне та експлуатаційне заземлення випробувального стенду, а за потреби — також заземлити корпус випробувального обладнання.

Випробування корпусу заземленого пересувного обладнання дозволяється проводити лише за робочими схемами. Корпус пересувного випробувального стенду повинен бути заземлений окремим заземлювачем, виготовленим з гнучкого мідного дроту з перерізом не менше 10 мм².

Перед проведенням випробувань слід перевірити надійність заземлення корпусу.

Перед підключенням випробувального стенду до мережі 380/220 В необхідно заземлити високовольтну клему стенда. Використовуваний для заземлення мідний дріт повинен мати площу поперечного перерізу не менше 4 мм².

Схеми випробувань обладнання формуються членами випробувальної групи. Перед початком випробувань підрядник відповідає за перевірку правильності складання схеми та надійності її роботи, а також за надійність захисного заземлення.

Переносне заземлення, встановлене на електричній установці, яке заважає проведенню випробувань, може бути знято та повторно встановлено під керівництвом особи, що відповідає за випробування. Це слід робити лише після заземлення виходу високої напруги випробувального приладу.

Усі дроти та випробувальні майданчики, які під час тестування перебувають під випробувальною напругою, повинні бути відключені. Крім того, на випробувальному майданчику має бути присутній керівник.

Супервізор може бути особою, яка підключає вимірювальний контур до випробувального обладнання.

Випробування проводить команда фахівців, яка безпосередньо займається тестуванням. Для забезпечення безпеки можна використовувати мотузку зі щитом, бар'єр або висячий плакат з написом "Тест. Небезпечно для життя!" як огорожу, а також світлове панно з аналогічним написом.

Коли прокладають з'єднувальні дроти нижче випробувальної напруги, поза будівлею електроустановок, що працюють на напрузі понад 1000 В, у коридорах, на сходах, у пішохідних переходах та в територіях біля огорож, має бути

присутня не менше одна навчена та одягнена особа групи II. Ця особа відповідає за попередження про небезпеку наближення або проникнення до огороженої зони.

Засоби захисту вважаються живими, тому наглядачі повинні впевнитись, що призначена особа перебуває на своєму місці та проінформована про початок випробувань. Вони можуть залишити територію тільки з дозволу свого керівника.

Коли випробувальні прилади та обладнання, що підлягають перевірці, розміщуються в різних приміщеннях або секціях, члени групи III можуть здійснювати нагляд за станом ізоляції окремо від підрядника. Перед початком випробування цей член команди повинен отримати інструктаж від керівника та залишатися за межами огороженої зони.

Під час випробувань кабельних ліній важливо повісити плакат із написом «Випробування». Крім того, інформаційні знаки слід розмістити на воротах, парканах та на демонтованих кінцях кабелю, особливо якщо двері та шлагбауми не зачинені на замок або якщо лінія, що ремонтується, демонтована. У таких випадках охорону повинні здійснювати призначені працівники з групи II.

Випробувальний стенд необхідно підключити до мережі 380/220 В через видимий вимикач або розетку в контрольній точці приладу. У пристрої комутації повинен бути встановлений замикаючий механізм або ізоляційна кришка між рухомими та нерухомими контактами.

Кабелі або дроти, що забезпечують живлення стенда, повинні бути захищені запобіжниками або вимикачами, розміщеними в цій мережі. Підключення мобільного випробувального стенда до мережі повинні здійснювати представники відповідних організацій, які керують цією мережею.

Підключайте з'єднувальні дроти до фази, полюсів випробувального обладнання або жил кабелю лише під наглядом відповідальної особи. Відключення проводів слід виконувати після завершення налаштування. Для цього можна використовувати заземлювальні ножі, у тому числі спеціалізовані лабораторні з ізольованими ручками, або встановлювати переносне заземлення.

Перед подачею випробувальної напруги керівник повинен виконати такі дії:

- Перевірити правильність складання схеми та надійність її роботи, включаючи захисне заземлення.
- Переконатися, що всі члени команди та персонал безпеки знаходяться в установленому місці, а сторонні особи не наближаються до обладнання.
- Попередити команду про подачу напруги, озвучивши фразу «Я прикладаю напругу», а також зняти заземлення з виходу стенду, щоб забезпечити подачу тестової напруги. Важливо, щоб усі члени команди почули це попередження про подачу 380/220 В.

Після зняття заземлення наприкінці установки всі випробувальні системи, перевіряється обладнання та провідники вважаються під напругою, тому повторне підключення в рамках випробувань є забороненим.

З моменту подачі напруги на випробувальний стенд категорично заборонено входити на його територію, виходити з нього, стояти на випробувальному обладнанні чи торкатися корпусу стенда, перебуваючи на землі.

По завершенні випробування керівник зобов'язаний знизити напругу на стенді до нуля, відключити його від мережі 380/220 В, заземлити клему стенда та повідомити бригаду про «придушення напруги» через записку.

Тільки після виконання цих дій можна повторно підключити дроти. Для повного тестування їх слід відключити від випробувального стенда і зняти корпус.

Перед і після випробування ізоляції кабельних та повітряних ліній необхідно розрядити їх на землю через додатковий опір, щоб упевнитися в наявності належного заземлення та відсутності навантаження. Лише після цього можна видалити попереджувальний плакат.

Особа, яка відповідає за розряд, повинна бути одягнена в ізольовані рукавички та захисні окуляри, а також стояти на ізольованій підлозі. Всі роботи зі встановлення та зняття заземлення на високовольтній клемі випробувального

стенда, а також підключення і відключення проводів між об'єктом та стендом повинні виконуватися тією ж особою, яка має діелектричні рукавички.

Коли незаземлені частини випробувального обладнання перевіряються або знову підключаються, ці елементи слід вважати під напругою.

На робочому місці оператора встановлюється окрема сигналізація освітлення для напруги, що перевищує 1000 В. При використанні пересувного або стаціонарного випробувального стенда необхідно дотримуватися таких вимог:

- Стенд має бути розділений на дві зони. В одній розміщується обладнання з напругою до 1000 В і оператор, який контролює установку, а в другій – все обладнання і струмоведачі частини, що працюють на напрузі понад 1000 В.
- Установки з напругою вище 1000 В повинні бути повністю відключені в місцях, доступних для дотику.
- Двері приміщень, де розташоване обладнання з напругою понад 1000 В, повинні бути оснащені електрозамком. Цей замок повинен забезпечувати відключення напруги при відкритті дверей. Також необхідно встановити світлову сигналізацію, яка спрацьовує в разі підвищення напруги в мережі.

Вимірювання опору ізоляції можуть здійснювати лише кваліфіковані електрики. У випадку установок з напругою понад 1000 В, цей процес має виконуватися двома особами, одна з яких повинна мати IV групу електробезпеки. Що стосується установок з напругою до 1000 В, вимірювання проводяться також у складі двох осіб, але одна з них повинна належати до III групи.

Вимірювання опору ізоляції здійснюють за допомогою омметра, при цьому струмопровідні частини мають бути роз'єднані, а заряд необхідно зняти шляхом попереднього заземлення. Важливо знімати заземлення під напругою тільки після підключення омметра.

При проведенні вимірювань опору ізоляції, з'єднувальний провід має бути приєднаний до струмопровідних частин за допомогою ізоляційної опори

(стрижня). Для електроустановок з напругою понад 1000 В обов'язково використання діелектричних рукавичок.

Перевірку ізоляції лінії, що може підключати напругу з обох кінців, можна проводити тільки після того, як відповідальна особа з електроустановки, підключеної до протилежного кінця, надасть повідомлення—по телефону або іншим способом. Перед початком перевірки контрольний вимикач і основний вимикач мають бути вимкнені, а на дисплеї повинно бути зазначено: «Не вмикати вимикач! Люди працюють».

Перед початком випробування важливо впевнитись, що в зоні електроустановки, до якої підключений випробувальний пристрій, немає жодних працівників. Не допускайте, щоб інші особи дотикалися до струмоведучих частин або встановлювали запобіжні пристрої, якщо це необхідно.

Контроль ізоляції електричної машини проводиться згідно з інструкціями або програмами вимірювання омметра, незалежно від того, чи ротор рухається, чи залишається нерухомим. Якщо машина не під напругою, вимірювання може здійснити або оператор, який наразі працює, або електрик із обслуговуючої лабораторії за запитом.

Ремонтники можуть здійснювати вимірювання опору ізоляції під наглядом оператора. Особи III групи мають право виконувати випробування ізоляції роторів, якоря та ланцюгів збудження, тоді як для тестування ізоляції статорів необхідно залучити щонайменше двох осіб з групи IV та одного представника групи III.

При роботі з омметром важливо уникати дотику до з'єднаних струмоведучих частин. Після завершення вимірювань омметр слід швидко заземлити, щоб усунути залишковий заряд на струмопровідних частинах.

Вимірювання опору ізоляції забороняється в двох лінійних ланцюгах, якщо напруга перевищує 1000 В під час роботи другого кола. Це стосується також випадків, коли в одній лінії, що паралельно функціонує, спостерігається напруга понад 1000 В, особливо під час грози.

ВИСНОВКИ

1. Проведений огляд на літературу по силовим трансформаторам.
2. Проведений аналіз способів, пристроїв та приладового забезпечення для діагностування силових трансформаторів.
3. Розроблена схема дослідження стану силових трансформаторів. Наведені алгоритми та розрахунок необхідних параметрів.
4. Розроблений алгоритм пошуку несправностей в силових трансформаторів.
5. Проведений аналіз послідовності виконання ремонту силових трансформаторів.
6. Розроблено питання електропостачання та економії енергетичних ресурсів і енергоносіїв
7. Результати роботи можуть використовуватися фахівцями спеціалізованих вимірювальних лабораторій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лут М.Т., Мірошник О.В., Трунова І.М. Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК.: Підручник для студентів ВНЗ. – Харків, Факт, 2008. – 438 с.
2. Електропривод: Підручник / Ю. М. Лавріненко, О. С. Марченко, П. І . Савченко, О. Ю. Синявський, Д. Г. Войтюк, В. П. Лисенко; За ред.. Ю. М. Лавріненка, Видавництво «Ліра-К». –К., 2009. – 504с
3. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ – 2016).
4. Лут М.Т., Мірошник О.В., Трунова І.М. Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК.: Підручник для студентів ВНЗ. – Харків, Факт, 2008. – 438 с.
5. Несправності силового електрообладнання /О.С.Марченко, Ю.М.Лавріненко, Є.Л.Жулай, М.Т.Лут та ін. За ред. О.С.Марченка. - К.: Урожай, 1994. - 288с.
6. Гопак А.А. Эксплуатация электроустановок промышленных предприятий. - К.: Техніка, 1986. -136 с
7. Лут М.Т.,Радько І.П. Волошин С.М. Технології обслуговування та ремонту енергообладнання й засобів автоматизації. -К.ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2013.-849с.
8. Соловей О.І. та ін. Енергетичний аудит: Навчальний посібник / О.Г.Соловей, В.П.Розен, Ю.Г. Лега, О.О.Ситник, А.В.Чернявський, Г.В.Курбака. – Черкаси: ЧДТУ, 2005. – 299 с.
9. Боярчук В.М., Тригуба А.М., Луб М.П., Фтома О.В., Лут М.Т., Волошин С.М. Енергетичний менеджмент і аудит в агропромисловому комплексі. – Львів: Сполум, 2014.- 450 с.
10. Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. – Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. – 984 с.

11. Положення про порядок організації енергетичних обстежень. Затверджене наказом Державного комітету України з енергозбереження 09.04.99 N 27. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 12 травня 1999 р. за N 301/35.

