

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ
Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії**

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до кваліфікаційної магістерської роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр**

галузі знань 14 електрична інженерія

зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**на тему МЕТОДИ ДІАГНОСТУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА
ВСТАНОВЛЕННЯ ЇЇ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ**

Виконав: студент групи ЕЕ-22дм

Ільчишин С. В.

(прізвище, та ініціали)

Керівник

доц. Філімоненко Н. М.

(прізвище, та ініціали)

Завідувач кафедри

доц. Руднєв Є. С.

(прізвище, та ініціали)

Київ
2023 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри
доц. Руднєв Є. С.

« ____ » _____ 2023 року

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Ільчишину Станіславу Володимировичу .

1. Тема проекту Методи діагностування ізоляції трансформаторів та встановлення її залишкового ресурсу

2. Керівник проекту доц., к.т.н. Філімоненко Ніна Миколаївна
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального № 564/15.23-С від 23.10.2023

Строк подання студентом проекту 05 грудня 2023 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Вихідні данні визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Діагностування та випробування ізоляції силового обладнання., Діагностування та вимірювання ізоляції вводів., Систематичне діагностування ізоляції силових трансформаторів., Дослідження пошкоджуваності ізоляції високовольтних масло наповнених вводів., Методи і засоби діагностування.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи , презентація.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1 - 4	доц. Філімоненко Н. М.		

7. Дата видачі завдання _____ 16 жовтня 2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітка
1.	Аналіз літературних джерел, технічного стану та загальних проблем експлуатації трансформаторів.	16.10-20.10.2023	
2.	Діагностування та випробування ізоляції силового обладнання	22.10-29.10.2023	
3.	Діагностування та вимірювання ізоляції вводів	30.10-06.11.2023	
4.	Систематичне діагностування ізоляції силових трансформаторів	07.11-15.11.2023	
5.	Дослідження пошкоджуваності ізоляції високовольтних маслонаповнених вводів	16.11-22.11.2023	
6.	Методи і засоби діагностування трансформаторів	22.11-30.11.2023	
7.	Оформлення магістерської роботи	01.12-05.12.2023	

Студент _____

Ільчишин С.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту _____

доц. Філімоненко Н.М.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота Ільчишина С.В. «Методи діагностування ізоляції трансформаторів та встановлення її залишкового ресурсу».

Сторінок – 116; Рисунків – 30; Таблиць –23; використаних джерел – 22.

Пропонована магістрантська робота присвячена дослідженню технічного стану обмоток трансформаторів та розробці діагностичного комплексу

Під час роботи над магістерською дисертацією було вирішено такі завдання: виконано вивчення та аналіз технічного стану та загальних проблем експлуатації трансформаторів; вивчено питання діагностики та випробування ізоляції силових трансформаторів; дослідження пошкоджуваності ізоляції високовольтних маслонаповнених ввідів та методи і засоби їх діагностування. Запропонована комп'ютерна система діагностування. Функціональну структуру системи діагностування трансформатора сформовано в ієрархічному вигляді з використанням чотирьох рівнів

КЛЮЧОВІ СЛОВА: СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ІНТЕЛЕКТУАЛЬНА СИСТЕМА ДІАГНОСТИКИ; МОНІТОРИНГ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ

SUMMERY

Ichyshyn Stanislav. « Investigation of the technical condition of transformers and development of a diagnostic complex» VOLODYMYR DAHL EAST UKRAINIAN NATIONAL UNIVERSITY. ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT, gr. EE-22dm. – Kyiv, 2023.

Pages – 116; Drawings – 30; Tables –23; Sources – 22.

The proposed master's thesis is devoted to the study of the technical condition of transformer windings and the development of a diagnostic complex

During the work on the master's thesis, the following tasks were solved: study and analysis of the technical condition and general problems of transformer operation; study of the issues of diagnostics and testing of power transformer insulation; study of the damageability of insulation of high-voltage oil-filled bushings and methods and means of their diagnosis. A computer diagnostic system is proposed. The functional structure of the transformer diagnostic system is formed in a hierarchical form using four levels.

KEY WORDS: POWER TRANSFORMER, INTELLIGENT DIAGNOSTIC SYSTEM; TECHNICAL CONDITION MONITORING

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ДІАГНОСТУВАННЯ ТА ВИПРОБУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ	11
1.1 Види випробувань	11
1.2 Підготовка трансформаторів до діагностування	12
1.3 Випробувальні норми	14
1.4 Перевірка коефіцієнта трансформації і групи з'єднання обмоток	21
1.5 Випробування на нагрів	34
1.6 Засоби вимірювань	41
РОЗДІЛ 2 ДІАГНОСТУВАННЯ ТА ВИМІРЮВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ ВВОДІВ	45
2.1 Вимірювання опору ізоляції	46
2.2 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат	48
2.3 Діагностування підвищеною напругою промислової частоти	49
2.4 Вимірювання рівня часткових розрядів	51
РОЗДІЛ 3 СИСТЕМАТИЧНЕ ДІАГНОСТУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	52
3.1 Нормативна система діагностування ізоляції силових трансформаторів	52
3.2 Характеристика окремих методів діагностування ізоляції трансформаторів	57
РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ПОШКОДЖУВАНOSTІ ІЗОЛЯЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ МАСЛОНАПОВНЕНИХ ВВОДІВ	71
4.1 Дослідження пошкодженості ізоляції високовольтних вводів, як елементу силових трансформаторів	71
4.2 Дослідження пошкодженості ізоляції високовольтних вводів, як елементу високовольтних вимикачів	75
4.3 Дослідження пошкоджень високовольтних вводів	79
РОЗДІЛ 5 МЕТОДИ І ЗАСОБИ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВВОДІВ	88
5.1 Методика НЕК «Укренерго» діагностування високовольтних вводів	88
5.2 Метод діагностування з урахуванням опору ізоляції	93
5.3 Метод діагностування з урахуванням $\text{tg}\delta$ і ємності ізоляції	95
5.4 Метод діагностування з урахуванням результатів контролю ізоляції під робочою напругою	96
5.5 Метод діагностування з урахуванням результатів контролю параметрів часткових розрядів	97

5.6 Існуючі пристрої та системи діагностики	99
5.7 Комп'ютерна система діагностування	106
ВИСНОВКИ	113
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	114

ВСТУП

Надійність функціонування електростанцій та підсистем ЕЕС визначається багатьма факторами, серед яких для сучасних умов великий вплив мають наступні:

- зниження кваліфікації оперативного персоналу, що призводить до зростання помилкових дій до 40%;

- при переході до ринкових відносин в електроенергетиці виявилось, що механізми конкуренції знижують мотивацію у введені додаткових для підтримання надійності резервних потужностей, значно ускладнюється технологічне управління внаслідок протиріч між суб'єктами управління через конкуренцію, намагання енергокомпаній максимально використовувати наявний ресурс електрообладнання та недостатні інвестиції в модернізацію зношеного електрообладнання;

- стрімке старіння обладнання електростанцій і електричних мереж ЕЕС.

Рівень зношення основного електрообладнання в Україні сягає 60-70 %. Так, зношення повітряних ліній електропередач становить 40%, на підстанціях відпрацювали свій нормативний термін 19,7% автотрансформаторів, 10 % шунтувальних реакторів, 20 % синхронних компенсаторів, 27 % вимикачів напругою 330-750 кВ, понад 50 % пристроїв релейного захисту й автоматики. Кількість підстанцій, що експлуатуються 30 років і більше, становить 16,1 %, ЛЕП 330кВ – 23,6%, ЛЕП 500кВ – 43,5%. Статистичні дані свідчать, що значна частина обладнання знаходиться в експлуатації понад 30 років. Наприклад, за літературними даними з числа працюючих електростанцій понад 30 років знаходиться 63% теплових електростанцій.

Однією з основних складових частин сучасних електричних систем є силові трансформатори, сумарна потужність яких у зв'язку з багаторазовою трансформацією електричної енергії в 5-6 разів перевищує генераторну потужність. Силовий трансформатор - це електричний апарат, для виробництва

якого потрібні матеріали які дорого коштують: електролітична мідь, високоякісна холоднокатана електротехнічна сталь, трансформаторна олива високого ступеня очищення тощо.

Незважаючи на те, що проектування і виробництво силових трансформаторів в Україні проводилося на рівні, що не поступається кращим зарубіжним фірмам, в експлуатації вони вимагають виконання комплексу профілактичних заходів: хроматографічних аналізів масла, електричних випробувань, поточних і капітальних ремонтів тощо .

Аналіз статистичних даних показує, що спостерігається значне збільшення аварійності парку СТ електростанцій і електропідстанцій ЕЕС промислово розвинених країн причини якого зв'язані зі

старінням трансформаторів і недостатньо ефективною його експлуатацією. Надійність роботи електричних мереж, електростанцій і енергосистем в значній степені залежить від надійності роботи СТ і автотрансформаторів, що експлуатуються на електростанціях і в електричних мережах, значна кількість яких на енергопідприємствах України, відпрацювали термін служби 25 років. В цілому, більше 40 % СТ напругою 110 кВ і вище, що експлуатуються на енергопідприємствах України, знаходяться в експлуатації більше 25 років.

Зростаючий характер кривої пошкоджуваності трансформаторів після відпрацьовування ними нормованого терміну служби (або "кривої життя" конкретного трансформатора) аналогічний подібним залежностям старіння всіх видів електрообладнання. Основна особливість трансформаторного обладнання полягає в тому, що термін служби великою мірою визначається станом паперово-масляної ізоляції в процесі її природного старіння і під впливом зовнішніх факторів.

В табл. В.1 наведені дані щодо причин пошкодження силових трансформаторів.

Таблиця В.1 – Основні причини пошкодження силових трансформаторів

Причина відмов силових трансформаторів	Частка відмов, %
Зміни властивостей матеріалів (старіння)	21,6
Дефекти конструкції й виготовлення	19,4
Недоліки експлуатації	16,8
Сторонні впливи	10,3
Нерозраховані режими в мережі	5,8
Дефекти ремонту	4,2
Кліматичні й зовнішні впливи	3,5

Наведений короткий огляд основних видів ушкоджень показує, що в більшості випадків вони розвиваються поступово. Тому при раціональній стратегії перевірки технічного стану СТ можна буде вчасно вивести трансформатор у ремонт, запобігши виникненню аварійної ситуації або відмови, не допустити знеструмлення споживачів електроенергії, знизити час і витрати на ремонт.

Так як виявлення всіх видів дефектів не вдається забезпечити як по технічним, так і по економічним причинам, основна увага приділяється виявленню дефектів які найбільш часто проявляються і є найнебезпечнішими для працездатності СТ.

Актуальність теми: У зв'язку з вищезазначеним для ЕЕС важливого значення набувають питання ефективної організації експлуатації і управління надійністю СТ, а саме удосконалення існуючих методів, математичних моделей оцінки технічного стану, оцінки ризиків відмови СТ зі значним терміном служби та прийняття обґрунтованих рішень щодо проведення технічного обслуговування та ремонту.

Об'єкт дослідження: процеси, що відбуваються в ізоляції трансформаторів.

Предмет дослідження: ізоляція трансформаторів її дослідження традиційними і новими методами діагностування.

Мета роботи: дослідження методів та засобів діагностування ізоляції трансформаторів струму та напруги, вдосконалення методу діагностування стану ізоляції вимірювальних трансформаторів шляхом моніторингу зміни $\text{tg}(\delta)$.

Наукова новизна: впровадження нових більш сучасних методів статистичної обробки результатів контролю, нових методів апроксимації і спектрального аналізу значно розширюють можливості функціонального діагностування електричного обладнання.

Практичне значення: Наведений приклад визначення коефіцієнту залишкового ресурсу ізоляції трансформатора може бути використаний під час оцінювання технічного стану інших трансформаторів.

Основні задачі магістерської роботи:

розглянути діагностування та випробування ізоляції силового обладнання;

провести діагностування та вимірювання ізоляції вводів;

проаналізувати систематичне діагностування ізоляції силових трансформаторів;

дослідити пошкоджуваності ізоляції високовольтних маслонаповнених вводів;

навести основні методи і засоби діагностування високовольтних вводів;

розглянути комп'ютерну систему діагностування. провести техніко-економічний розрахунок.

РОЗДІЛ 1

ДІАГНОСТУВАННЯ ТА ВИПРОБУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Види випробувань

Об'єм кваліфікаційних випробувань найповніше відображає всі технічні вимоги до трансформатора, наявні в нормативно-технічній документації. У нього входять всі прийнятно-здавальні і всі періодичні випробування. Нижче вказані всі види випробувань, що входять в об'єм кваліфікаційних робіт [1]:

1. Зовнішній огляд і перевірка відповідності кресленням.
2. Випробування проби електроізоляційної рідини.
3. Вимірювання опору обмоток постійним струмом.
4. Перевірка коефіцієнта трансформації і групи з'єднання обмоток.
5. Вимірювання втрат і струму холостого ходу.
6. Вимірювання втрат і напруги короткого замикання.
7. Вимірювання параметрів ізоляції (опору, тангенса кута діелектричних втрат).
8. Випробування електричної міцності ізоляції напругою промислової частоти (короткочасними, тривалими).
9. Випробування бака на щільність (герметичність).
10. Випробування пристроїв перемикачів відгалужень обмоток (на трансформаторі).
11. Випробування електричної міцності ізоляції напругою грозових і комутаційних імпульсів.

12. Випробування на нагрів.
 13. Випробування на стійкість при короткому замиканні.
 14. Випробування бака на механічну міцність (при підвищеному внутрішньому тиску, при вакуумі, при підйомі трансформатора краном, при заприсовці обмоток, на транспортері).
 15. Випробування активної частини на механічну міцність (при підйомі активної частини і при запресовці обмоток).
 16. Перевірка рівня звуку.
 17. Вимірювання опору нульовій послідовності.
- Випробування по п.п. 1 –10 входять в об'єм приймально-здавальних, а для трансформаторів на надвисоку напругу - також частина випробувань по п. 11.

1.2 Підготовка трансформаторів до діагностування

Зазвичай, діагностування проводяться на повністю зібраному трансформаторі. Нижче вказані виключення, що допускаються, з цього правила.

Можуть не вмонтовуватися зовнішні пристрої і деталі, які не впливають на результати діагностування даного вигляду. Так, при приймально-здавальних випробуваннях можна не встановлювати контрольно-вимірювальні прилади, пристрої захисту масла від атмосферних дій, систему охолодження, газове реле. Це відноситься і до діагностувань ізоляції імпульсною напругою, випробуванням бака на механічну міцність і ін. При випробуванні імпульсною напругою дозволяється не встановлювати перемикальний пристрій. При випробуваннях активної частини на механічну міцність відсутній також і бак. Випробування на стійкість при КЗ теж можуть проводитися без бака.

Допускається заміна деяких частин трансформатора, що є самостійними виробами, вмонтовуваними на місці експлуатації, на відповідні інвентарні (технологічні) пристрої. Це стосується, насамперед, введів на класи напруг 110 кВ і вище, систем охолодження (при діагностуванні на нагрів трансформаторів із примусовою циркуляцією масла), розширювачів.

Технологія збірки і термовакuumної обробки повинна відповідати прийнятій на заводі-виробнику. Вимірювання характеристик і випробування ізоляції масляних трансформаторів класів напруг 35 кВ і вище потрібно проводити при температурі масла від 55 до 75 °С, для чого необхідний нагрів трансформатора перед цими випробуваннями. Перед діагностуванням ізоляції імпульсною напругою необхідно прийняти заходи для видалення повітря. З цією метою трансформатори, що заливаються маслом без вакууму, піддаються відкачуванню повітря при залишковому тиску над поверхнею масла ($5,3 + 0,3$) 104 Па протягом 8–12 годин, якщо якими-небудь документами не передбачені ефективніші заходи. Така процедура вважається еквівалентною видаленню або розчиненню в маслі повітряних бульбашок в початковий період експлуатації внаслідок механічних дій і нагріву. Для трансформаторів, що заливаються під вакуумом, видалення повітря не потрібне.

Зібраний трансформатор встановлюється на випробувальному полі. Якщо на масляному трансформаторі не встановлений власний розширювач, він повинен бути приєднаний до технологічного розширювача.

Тиск масла повинен бути достатнім для заповнення всіх порожнин бака, а також введів які знімаються класу до 35 кВ включно. Перед випробуваннями необхідно перевірити відсутність повітря у всіх порожнинах.

При діагностуванні на нагрів на трансформаторі повинна бути змонтована власна система охолодження, або він повинен бути приєднаний до наявної стаціонарної випробувальної системи.

Для випробувань бака на герметичність бак з активною частиною повинен бути встановлений в стелажах на каретки або підставки.

Для вимірювання вібрації трансформатор повинен бути встановлений на каретки.

Вимірювання шуму проводяться в приміщенні із звуковідбивною підлогою і постійною К, такою, що враховує вплив відбитого звуку на результати вимірювань, не перевищує 7 дБ. Трансформатор повинен бути встановлений на висоті, яка відповідає висоті кареток (можна встановлювати на підставках).

Повинні бути змонтовані навісні пристрої, що охолоджують. У необхідних випадках вимірювання можуть проводитися на відкритому майданчику.

1.3 Випробувальні норми

1.3.1. Випробування електроізоляційної рідини.

Випробування проби масла з бака трансформатора проводиться для силових трансформаторів потужністю 1 МВт і вище і трансформаторів класу напруги 35 кВ незалежно від потужності. Якщо є пристрій РПН з гасінням дуги в маслі, то випробовується також проба з контактора.

Для всіх вказаних трансформаторів визначається пробивна напруга частотою 50 Гц; для трансформаторів класу напруги 35 кВ і вище - також тангенс кута діелектричних втрат; для трансформаторів з повним захистом масла від зіткнення з повітрям додатково визначається газоміст. Для трансформаторів, заповнених негорючим рідким діелектриком, визначається його пробивна напруга і тангенс кута діелектричних втрат.

Допустимі значення вказаних параметрів приводяться в НТД на конкретні типи трансформаторів, а також марки масел і негорючих рідких діелектриків.

1.3.2. Основні характеристики трансформатора.

Результати вимірювань характеристик трансформаторів повинні відповідати розрахунковим даним, приведеним в технічній документації. Відхилення не повинні перевищувати значень, вказаних в табл. 1.1.

Для трансформаторів потужністю 10 МВт і більше окрім величин, вказаних в табл. 1.1, вимірюються також втрати холостого ходу (ХХ) при малій нарузі, для яких не регламентується відхилення від розрахункового значення.

Для результатів вимірювань опорів обмоток постійного струму стандарти також не встановлюють допустимих відхилень від розрахункових значень, які є в конструкторській документації. Що стосується параметрів ізоляції, то для них

зазвичай невідомі як розрахункові, так і допустимі значення. Проте виробники можуть встановити для всіх ненормованих характеристик вимоги на підставі експериментальних досліджень.

Таблиця 1.1 - Допустимі відхилення від номінальних і розрахункових значень

Вимірюване значення	Допуск, %	Область використання допуску
Коефіцієнт трансформації	$\pm 1,0$	При коефіцієнті трансформації фазних напруг не більше 3 або у випадках, коли вказане значення зазначене в НТД на конкретні типитрансформаторів В усіх інших випадках
	$\pm 0,5$	
Напруга КЗ на основному відгалуженні	± 15	Для неосновних пар сторін трьох обмоткових трансформаторів по узгодженні між виробником іспоживачем В усіх інших випадках
	± 10	
Втрати ХХ(при номінальній напрузі)	+15	Для всіх трансформаторів
Сумарні втрати	+10	Для всіх трансформаторів
Струм ХХ	+30	Для всіх трансформаторів

1.3.3. Випробування ізоляції змінною напругою.

Для випробувань ізоляції напругою промислової частоти нормуються наступні основні чинники [2, 3]:

1. Тривалість дії, 2. Спосіб збудження випробувальної напруги і схема з'єднань обмоток3. Значення випробувальної напруги. Для випробування тривалою напругою встановлюється також допустимий рівень часткових розрядів (ЧР).

Всі трансформатори випробовуються короткочасною дією промислової частоти. Якщо при цьому використовується напруга частотою 50 Гц, то тривалість дії дорівнює 1 хв. У разі випробувань при підвищеній частоті тривалість залежить від значення останньої: при частоті до 100 Гц вона залишається рівною 1 хв., а при вищих значеннях визначається за формулою:

$$t=60 \cdot 100/f, c \quad (1.1)$$

але повинна бути не менше 15 с.

Спосіб збудження напруги і схеми випробувань залежать від електричної міцності ізоляції нейтрального кінця обмотки ВН. Якщо електрична міцність нейтрального і лінійного кінців однакова, то напруга прикладається до кожної обмотки по черзі від стороннього джерела. Випробовувана обмотка, так само як і останні, замикається накоротко. Всі не випробувальні обмотки заземляються. Бак і остов трансформатора заземляються у всіх випадках. При цьому випробуванню піддається лише головна ізоляція обмоток. Поздовжня ізоляція випробовується окремо напругою, рівною подвійному номінальному і індукваному в самому випробовуваному трансформаторі шляхом прикладання напруги міжзатискачами однієї з обмоток. Один із затискачів кожної обмотки при цьому заземляється.

Характерні схеми випробування показані на рис. 1.1.

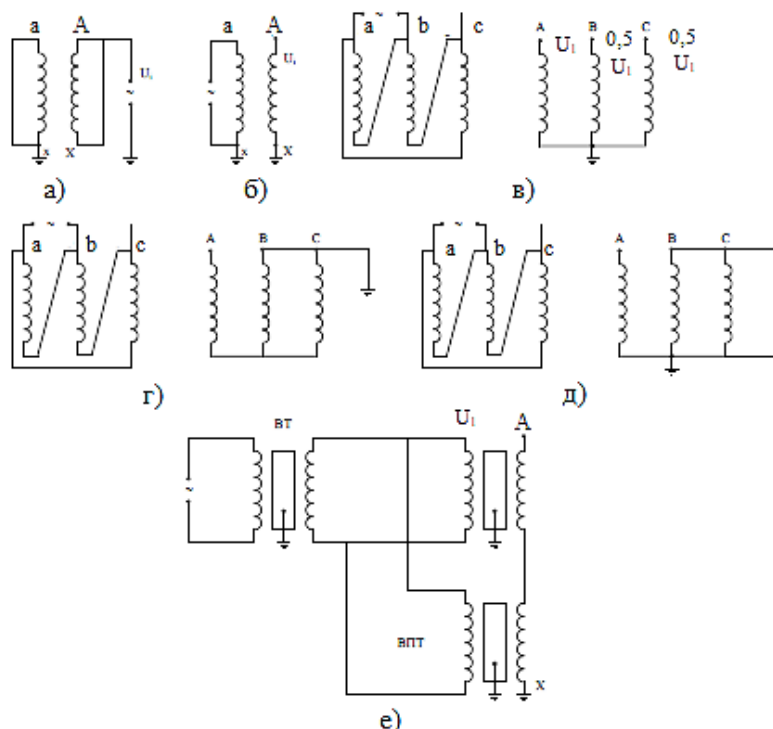


Рисунок 1.1 – Схеми випробувань напругою промислової частоти: а - напругою, прикладеною від стороннього джерела, б, в, г - збудженням, д - збудженням для 3-фазного трансформатора з бічними ярами, е -

збудженням з підпором. ВТ - випробувальний трансформатор, ВПТ - випробувальний підпірний трансформатор.

Випробовування напругою, прикладеною від стороннього джерела, проводиться при частоті 50 Гц. У решті випадків використовується підвищена частота, але не більше 400 Гц.

Випробувальна напруга внутрішньої ізоляції нормована:

1. Для кожної з обмоток відповідно до її класу напруги (або та ж напруга для ізоляції її лінійних затисків у разі зниженої ізоляції нейтрального затискача);
2. Для нейтрального затискача обмотки.
3. Для ізоляції між обмотками ВН різних фаз, якщо вони розташовані зовні інших обмоток.

Окремо нормована випробувальна напруга зовнішньої ізоляції по поверхні введів, а також для повітряних проміжків між затискачами різних фаз і між затискачами і заземленими частинами.

У табл. 1.2 приведена випробувальна напруга для трансформаторів з нормальною ізоляцією, в табл. 1.3 з полегшеною.

Таблиця 1.2 – Випробувальна напруга внутрішньої ізоляції трансформаторів з нормальною ізоляцією (СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007)

Клас напруги обмотки, кВ	Випробувальні напруги									
	Імпульси, кВ макс.						Змінна напруга, кВ діюче			
	Повний грозний		Зрізаний грозний		Комутаційний		Однохвилинне			Довготривале
	Лінійні затиски	Затискачі нейтралі	Лінійні затиски	Затискачі нейтралі	Лінійні затиски	Між фазами	Лінійні затиски	Між фазами	Затискачі нейтралі	Лінійні затиски
3	40	40	50	50	–	–	18	–	18	–
6	60	60	70	70	–	–	25	–	25	–
10	75	75	90	90	–	–	35	–	35	–
15	95	95	115	115	–	–	45	–	45	–
35	190	190	220	220	–	–	85	– 200	85	–
110	480	200	550	–	–	–	200	275	100	–
150	550	275	600	–	–	–	230	395	130	–
220	750	400	835	–	–	–	325	525	200	220
330	950	–	1050	–	850	1275	395	800	–	295*
500	1300	–	1400	–	1050	1575	570	1100	–	425*
750	1800	–	1950	–	1425	2400	750	–	–	635*

Таблиця 1.3 – Випробувальна напруга внутрішньої ізоляції трансформаторів з полегшеною ізоляцією (СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007)

Клас напруги обмотки, кВ	3	6	10	15	20
Однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти, кВ _{діюче}	10	20	28	38	50
Повний грозвий імпульс, кВ _{макс}	20	40	60	75	95

Допустимий рівень ЧР при випробуванні тривалою напругою дорівнює $3 \cdot 10^{10}$ Кл. Якщо зміряний рівень нижче допустимого, то трансформатор вважається таким, що витримав випробування. Якщо виміряний рівень вищий, то проводять додаткові випробування і вимірювання. Якщо при цьому рівень ЧР залишається вищим бракованого, який рівний $3 \cdot 10^9$ Кл, то проводиться розбирання трансформатора для визначення і усунення причини небезпечних для ізоляції ЧР.

1.3.4. Випробування імпульсною напругою.

Трансформатори з нормальною ізоляцією випробовуються напругою грозвих імпульсів, з полегшеною тільки повного, значення яких приведені в табл. 1.2 і 1.3. Там же приведені значення випробувальної напруги комутаційних імпульсів (для ізоляції обмоток класу 35 кВ і вище). Форми стандартних імпульсів показані на рис. 1.2–1.4, а в табл. 1.4 приведені значення їх параметрів і допустимі відхилення

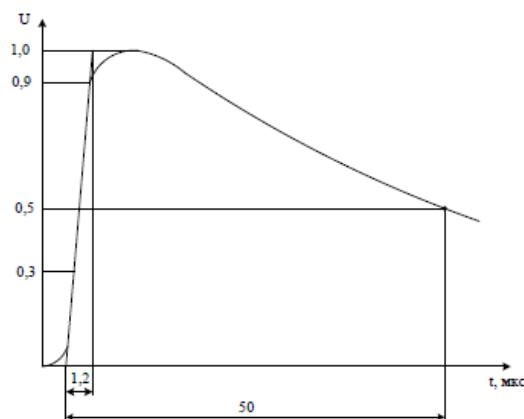


Рисунок 1.2 – Повний грозвий імпульс 1,2/50 мкс

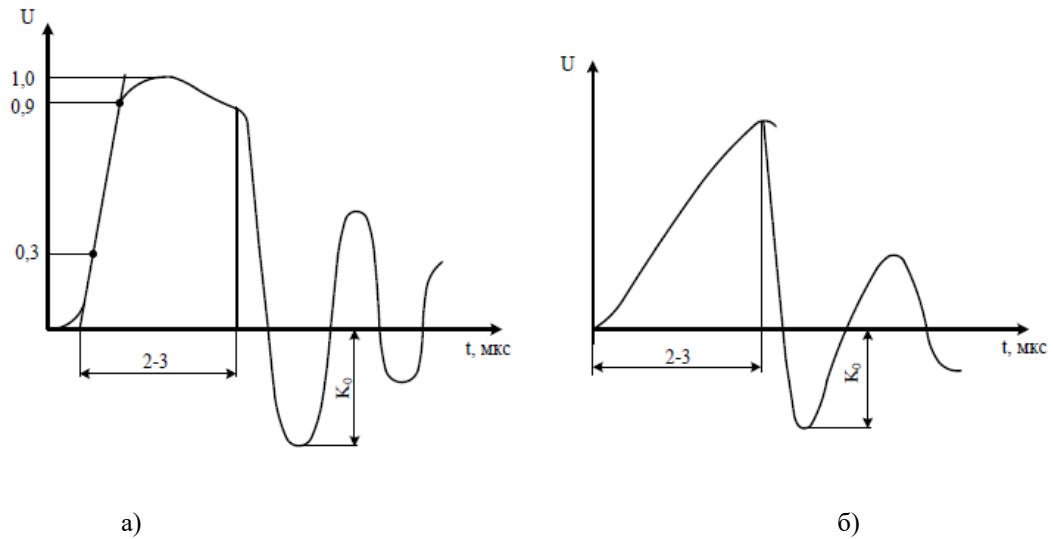


Рисунок 1.3 – Зрізаний грозний імпульс: а - стандартний, б - зріз на фронті. $K_q = 0,6$ для класів напруг нижче 35 кВ; 0,3 для вищих класів напруг.

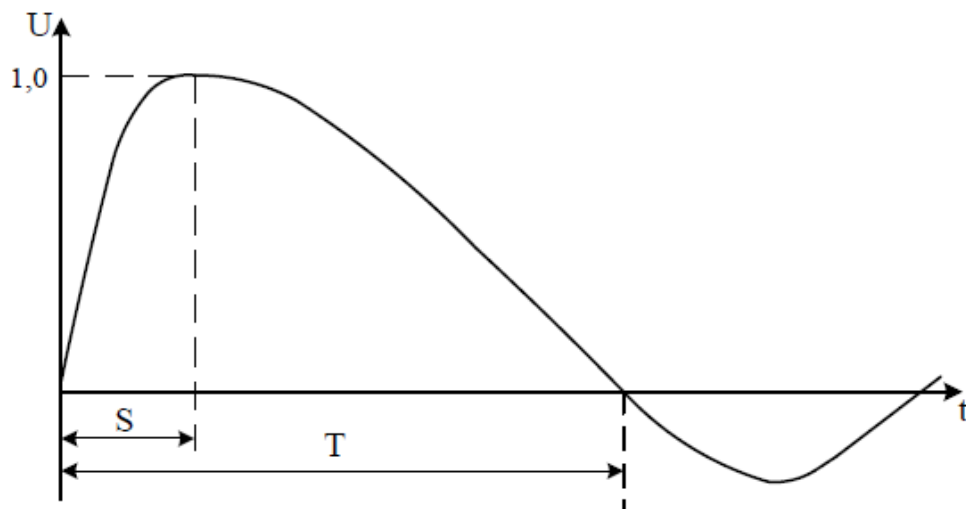


Рисунок 1.4 – Комутаційний імпульс. $S = 50+250$ мкс, $T = 500+ 2500$ мкс

Таблиця 1.4 – Параметри випробувальних імпульсів

Значення параметрів	Повний грозний імпульс		Зрізаний імпульс		Комутаційний імпульс	
	T_f , мкс	T_i , мкс	T_c , мкс	K_o	T_p , мкс	T_i , мкс
Стандартне	$1,2 \pm 0,36$	50 ± 10	$2 \div 3$	0,6/0,3	100	1000
Рекомендаційне	$1,15 \div 1,56$	$40 \div 50$	–	–	≥ 100	≥ 1000
Допустиме	$1,56 \div 3,0$	< 40	–	–	$20 \div 100$	$500 \div 1000$

Приведені форма і параметри для схем рис. 1.5.

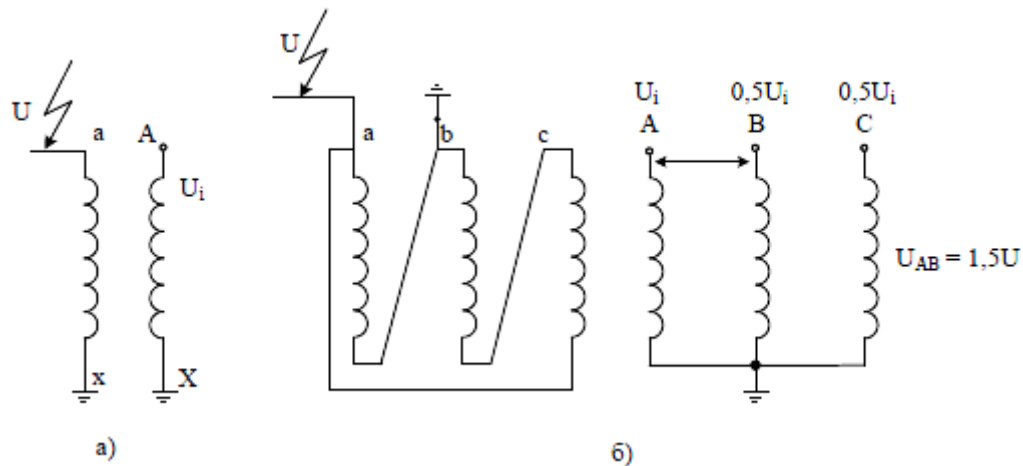


Рисунок 1.5 – Схеми випробувань комутаційним імпульсом: а) 1-фазного трансформатора, б) 3-фазного трансформатора.

Грозові імпульси прикладаються по черзі до кожного затискача обмотки. Всі не випробувані затискачі випробовуваних обмоток, як правило, глухо заземляються. В деяких випадках вирішується заземляти окремі затискачі через опір для збільшення довжини імпульсу (наприклад, при випробуванні обмоток НН потужних трансформаторів). Крім того, в заземлення затискачів можуть включатися шунти, необхідні для осцилографування. Але при цьому не повинен практично мінятися розподіл напруги в трансформаторі (в порівнянні з глухим заземленням).

Напруга комутаційного імпульсу зазвичай збуджується в самому трансформаторі (в обмотках ВН) при дії на один із затискачів обмотки НН імпульсу, отриманого від генератора імпульсів (схеми на рис. 1.5). У трифазному трансформаторі (схема рис. 1.5, б) при цьому в одній фазі індукується випробувальна напруга відносно землі, а в інших фазах - 50 % цієї напруги протилежної полярності, що відповідає дії на ізоляцію між фазами номінальної для неї випробувальної напруги. Випробування проводяться для всіх фаз по черзі.

При всіх випробуваннях внутрішньої ізоляції імпульсною напругою до

кожного затискача прикладається 3 імпульси випробувальної напруги. Полярність імпульсів не нормується, але зазвичай використовується негативна полярність, при якій електрична міцність повітряних проміжків вища, з метою виключення їх випадкового перекриття. Зовнішня ізоляція випробовується дією 15 імпульсів кожної полярності.

1.4 Перевірка коефіцієнта трансформації і групи з'єднання обмоток

1.4.1. Коефіцієнт трансформації перевіряють при збудженні трансформатора в режимі ХХ. Напруга, що підводиться до трансформатора, повинна бути не нижче 1 % і не вище 100 % номінального. Допускається збудження напругою нижче 1 %, якщо при вищій напрузі потрібне застосування трансформатора напруги.

У трифазних трансформаторах виміряють лінійну напругу. Якщо є можливість, то допускається визначати коефіцієнт трансформації по фазній напрузі (при однофазному або трифазному збудженні). При з'єднанні обмоток по схемі «зірка–трикутник» вимірювання проводять пофазно, при почерговому КЗ однієї фази обмотки, сполученої в «трикутник», по схемі рис. 1.6.

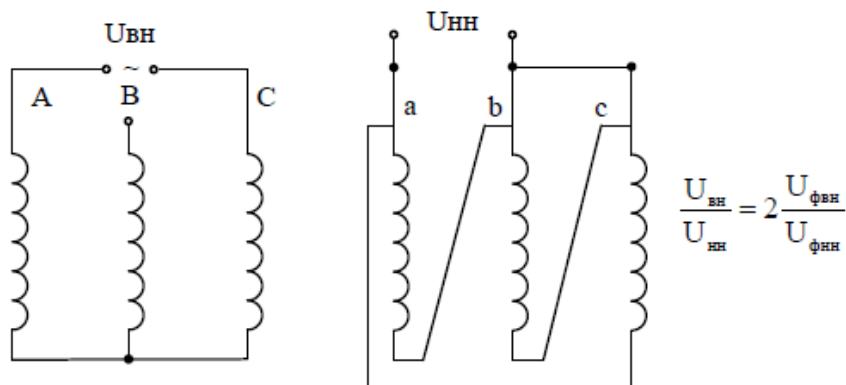


Рисунок 1.6 – Схема вимірювання коефіцієнта трансформації

В цьому випадку необхідно враховувати зміну виміряного фазного

коефіцієнта трансформації в два рази внаслідок підсумовування напруги двохфаз обмотки, сполученої в «зірку». При вказаній схемі з'єднання обмоток допускається проводити вимірювання при трифазному збудженні, якщо різниця між виміряними найбільшою і найменшою лінійною напругою не перевищує 2 %. Діагностування проводять спеціальним мостом (як правило), або двома вольтметрами класу не нижче 0,2. У разі потреби можна застосовувати вимірювальні трансформатори напруги або додаткові резистори, які повинні також мати клас не нижче 0,2. При вимірюванні мостом відлік коефіцієнта трансформації слід проводити з точністю не менше чотирьох значущих цифр. Вольтметр на стороні живлячої напруги можна приєднувати до живлячих проводів. Опір проводів вимірювальному ланцюгу повинен бути не більше 0,001 опору вольтметра. При забезпеченні електрично синхронізованого відліку показів вольтметрів можна застосовувати електронні прилади класу точності 0,5.

Групу з'єднань обмоток можна перевірити одночасно з вимірюванням коефіцієнта трансформації, якщо використовується міст. Інакше з цією метою можна використовувати вольтметри, фазометр і постійний струм.

При вимірюванні вольтметрами з'єднують разом два однойменні лінійні затискачі первинної і вторинної обмоток, наприклад, А і а, і до однієї з обмоток підводять напругу. Одним вольтметром вимірюють підведену напругу, другим - напруга між затисками Х і х однофазного трансформатора, і між затискачами В-в, в-с і С-с трифазного. При необхідності використовується трансформатор напруги. По векторній діаграмі напруг, відповідній даній групі з'єднань, і виміряному раніше коефіцієнту трансформації можна розрахувати напругу між вказаними затискачами, з якими слід порівняти результати вимірювань.

Для вимірювання фазометром його послідовну обмотку через резистор підключають до затискача однієї з обмоток трифазного трансформатора, а паралельну - до однойменних затискачів іншої. Трансформатор збуджують трифазною напругою і вимірюють кут між ЕРС двох обмоток, по якому визначають групу з'єднань.

Постійний струм можна використовувати в тих випадках, коли кутовий

зсув між ЕРС двох обмоток рівний 0 або 180° . Вимірювання виконують при включенні і виключенні струму за допомогою вольтметра магнітоелектричної системи, що дозволяє визначати полярність. Слід мати на увазі, що при куті між ЕРС, рівному 0, відхилення вольтметра при включенні струму на двох обмотках буде однаковим, а при відключенні - різним.

1.4.2. Вимірювання втрат і струму холостого ходу, втрат і напруги короткого замикання.

Вимірювання в досліді ХХ проводяться при номінальній напрузі (допустиме відхилення $+0,5\%$), в досліді КЗ - при струмі від 25% до 100% номінального. Повинні бути забезпечені також наступні вимоги, що стосуються живлячої напруги:

- симетрія трифазної системи напруги в досліді ХХ - відмінність кожної лінійної напруги від середнього арифметичного не більше ніж на 3% ;
- синусоїдальність напруги в досліді ХХ - відмінність значення коефіцієнта форми від 1,11 не більше ніж на $\pm 2\%$;
- відмінність частоти від номінальної не більше ніж на 1% .

У досліді ХХ напруга підводиться, як правило, до обмотки НН. Повинна бути зібрана схема з'єднання обмоток, що з'єднуються в «трикутник». Дослід КЗ триобмоткового трансформатора повинен проводитися для кожної пари обмоток при КЗ на одній з обмоток і живленні інший, при розімкнених на решті обмотках. Опір закорочуючих і проводів, що підводяться, не повинен впливати на результати вимірювань втрат і напруги КЗ. Допускається використовувати проводи, що калібруються, вносячи при цьому поправки в результати вимірювань. Проводи не повинні помітно нагріватися; не можна їх розташовувати близько до феромагнітних поверхонь.

Діагностування повинні проводитися по схемах і приладами, зазвичай вживаними в трифазних і однофазних системах змінного струму.

Використовуються вольтметри діючих і середніх значень, амперметри, частотоміри. Втрати вимірюються малокосинусним ватметрами або спеціальними мостами. При необхідності застосовуються трансформаториструму

і напруги.

Клас точності приладів повинен бути не менше 0,5. Схема двох ватметрів при вимірюванні втрат може застосовуватися при $\cos\varphi = 0,15$, а якщо клас точності приладів 0,1 - то і при менших значеннях $\cos\varphi$.

Параметри живлячої напруги можуть відрізнятися від вимог, приведених вище. В цьому випадку в результати вимірювань вводять розрахункові поправки.

Якщо в досліді ХХ коефіцієнт форми відрізняється від 1,11 більш ніж на 2 %, то спочатку регулюють напругу так, щоб її середнє значення дорівнювало діючому значенню номінальної напруги, діленого на 1,11, і вимірюють при цьому струм I_0 , втрати P'_0 і діюче значення напруги U_0 . Потім встановлюють напругу, діюче значення якої, рівне номінальному U_H , і знову вимірюють струм ХХ I_0 . Втрати і струм ХХ P_0 і I_0 , відповідають коефіцієнту форми 1,11, розраховують за формулами:

$$P_0 = \frac{P'_0}{P_1 \cdot k \cdot P_2}; \quad (1.2)$$

$$I_0 = \frac{I'_0 + I''_0}{2}. \quad (1.3)$$

Тут P_1 - складова втрат, обумовлена гістерезисом; P_2 - складова втрат, обумовлена вихровими струмами,

$$k = (U'_0 / U_H)^2.$$

Значення P_1 і P_2 залежать від марки сталі і індукції в магнітній системі.

Якщо частота f відрізняється від номінальної f_H більш ніж на 1 % (але не більш, ніж на 3 %), то дослід ХХ проводять при напрузі, рівній $U_H \cdot f / f_H$, і вимірюють при цьому втрати P'_0 і струм $I'_0 = I_0$. Втрати P_0 розраховують за формулою:

$$P_0 = \frac{P'_0}{P_1(f/f_H) + P_2(f/f_H)^2}. \quad (1.4)$$

При одночасній відмінності від номінальних значень і коефіцієнта форми, і частоти вимірювання виконуються при двох діючих значеннях напруги: U_0 , що відповідає середньому значенню, яке рівне $U_H \cdot f / 1,11$

(виміряному вольтметром середніх значень), і $U'_0 = U_H \cdot f / f_H$. Вимірюють струми I'_0 , I'' і втрати P' . Струм ХХ розраховують за формулою (1.3), а втрати за формулою:

$$P_0 = \frac{P'_0}{P_1(f/f_H) + P_2(U'_0/U_H)^2} \quad (1.5)$$

Напруга КЗ U_{kfH} %, виміряна при частоті f , повинна бути приведена до нормальної частоти за формулою:

$$U_{kfH} = \sqrt{(U'_{kfH} f / f_H)^2 + U'_a{}^2}$$

Тут U'_a - активна складова напруги КЗ в % при частоті f , рівна $P_k / 10 \cdot S_H$,
(1.6)

де P_k - втрати у Вт, визначені з дослідів КЗ (розрахунок втрат до номінальної частоти не потрібний), S_H - номінальна потужність трансформатора в кВА; U'_r - реактивна складова напруги КЗ в % при частоті рівна

$$U'_r = \sqrt{U_{kfH}^2 - U'_a{}^2}$$

Заздалегідь втрати і напруга КЗ повинні бути приведені до номінальних струмів і до розрахункової умовної температури обмотки за приведеними нижче правилами.

Втрати при температурі обмотки в умовах дослідів і при номінальному струмі рівні:

$$P_k = P'_k \left(\frac{I_{I1}}{I_k} \right)^2 \quad (1.7)$$

де P'_k - втрати, зміряні в досліді КЗ при струмі I_{I1} , I_{I1} - струм основного відгалуження обмотки, до якої підведена напруга, яка відповідає тій потужності з двох обмоток, що беруть участь в досліді, потужність якої найменша.

Розрахункова умовна температура обмотки Θ_r залежить від класу нагрівостійкості ізоляції і наявності направленої циркуляції масла (для класів нагрівостійкості А, Е, В при направленій циркуляції $\Theta_r = 80$ °С, без направленої

циркуляції $\Theta_p = 75 \text{ }^\circ\text{C}$; для класів Н, С, F $\Theta_p = 115 \text{ }^\circ\text{C}$). Для приведення до цієї температури втрат, обчислених за формулою (1.7), визначають сумарні втрати в обмотках $\sum I_H^2 \cdot r_{\theta_{оп}}$ ($r_{\theta_{оп}}$ - вимірні опори обмоток постійному струму, приведені до температури обмоток при КЗ $\Theta_{оп}$) і додаткові втрати $P_{дод.оп} = P_{рк} - \sum I_H^2 \cdot r_{\theta_{оп}}$. Потім обидві ці складові втрат приводять до Θ_p роздільно за формулами:

$$\sum I_H^2 \cdot r_{\theta_p} = \sum I_H^2 \cdot r_{\theta_{оп}} \cdot \frac{T + \theta_p}{T + \theta_{оп}}; \quad (1.8)$$

$$P_{дод.оп} = \frac{T + \theta_{оп}}{T + \theta_p}; \quad (1.9)$$

де T -температура, рівна $235 \text{ }^\circ\text{C}$ для обмоток із міді і $225 \text{ }^\circ\text{C}$ – з алюмінію.

Втрати КЗ, приведені до розрахункової температури, дорівнюють сумі складових за формулами (1.8) і (1.9).

Напруга КЗ, виміряна в умовах досліду, приводиться до номінальної потужності трансформатора за формулою:

$$U_{k\theta_{оп}} (\%) = \frac{U'_k \cdot I_{H2}}{U_H \cdot I'_K} \cdot 100, \quad (1.10)$$

де U'_k та I'_K - напруга і струм, виміряні в досліді; I_{H2} - струм основного відгалуження обмотки, до якої підведена напруга, відповідна номінальній потужності трансформатора; U_H - номінальна напруга основного відгалуження цієї обмотки. Потім ця напруга приводиться до розрахункової температури:

$$U_{k\theta_p} (\%) = \sqrt{\left(U_{a\theta_{оп}} \cdot \frac{T + \theta_p}{T + \theta_{оп}} \right)^2 + U_{p\theta_{оп}}^2}. \quad (1.11)$$

Активна і реактивна складові напруги при температурі в умовах досліду $U_{a\theta_{оп}}$ і $U_{p\theta_{оп}}$ визначаються так само, як при розрахунках за формулою (1.6), з використанням значення втрат, відповідної температури $\Theta_{оп}$.

Після приведення до розрахункової температури напруги, якщо необхідно,

приводиться до номінальної частоти за формулою (1.6).

Для контролю стану потужних трансформаторів в експлуатації при профілактичних випробуваннях під час приймально-здавальних випробувань вимірюють втрати і струм ХХ при малій напрузі (не вище 380 В). Для трифазних трансформаторів ці вимірювання виконують при почерговому КЗ кожній з фаз і збудженні двох інших фаз. Перед вимірюваннями необхідно зняти залишкове намагнічування магнітної системи, якщо воно є внаслідок пропускання через обмотку постійного струму або раптового скидання напруги. Вимірюють втрати при підключенні випробувального трансформатора до схеми випробування і при відключенні трансформатора від схеми, після чого втрати в трансформаторі визначають, як різниця результатів цих вимірювань.

1.4.3. Діагностування опору нульовій послідовності.

Вимірювання проводять на трифазних трансформаторах, що мають обмотку, сполучену в «зірку» з виведеною нейтраллю.

Напруга номінальної частоти (допустиме відхилення $\pm 1\%$) прикладається між сполученими разом лінійними затисками і нейтраллю. При цьому на обмотці, що сполучається в трикутник, повинна бути зібрана схема з'єднань.

Вимірюються прикладена напруга U і струм I . Їх значення при досліді не повинні виходити за межі, допустимі для обмоток і затискачів трансформатора, що викликає помітного нагріву за час досліді.

Опір розраховується за формулою:

$$Z_0 = 3 \cdot \frac{U}{I}. \quad (1.12)$$

1.4.4. Вимірювання діелектричних характеристик ізоляції.

Характеристики ізоляції вимірюються при температурі ізоляції не нижче $10\text{ }^\circ\text{C}$. Для потужних трансформаторів вищих класів напруги 35 кВ і вище зазвичай вимірювання роблять як при температурі навколишнього середовища, так і в нагрітому стані ($60 + 5\text{ }^\circ\text{C}$). За температуру ізоляції приймають температуру обмотки, визначену по її опору постійному струму безпосередньо перед вимірюваннями характеристик ізоляції (не раніше, ніж за 1 год для

трансформаторів потужністю до 1 МВт, 2 год - при потужності до 10 МВт і 3 год - при потужності 10 МВт і вище). Вимірюються характеристики ізоляції кожній з обмоток відносно всіх інших обмоток і заземлених частин (бака і остову), обмоток ВН і СН відносно обмотки НН і заземлених частин, всіх обмоток, з'єднаних разом, щодо заземлених частин.

Для вимірювань опорів ізоляції використовуються мегометри на напругу не нижче 1000 В для трансформаторів із вищою напругою не більше 10 кВ, а також не більше 35 кВ при потужності до 16 МВт, і не нижче 2500 В в решті випадків, класу точності не нижче 2,5. Зазвичай вимірюються опори через 15 с (R_{15}) і 60 с (R_{60}) після початку застосування напруги, і визначається коефіцієнт абсорбції, рівний R_{60}/R_{15} . Перед вимірюванням обмотки слід заземлити не менше чим на 2 хв.

Тангенс кута діелектричних втрат і ємність ізоляції вимірюються мостами змінного струму. Для обмоток з випробувальною напругою 20 кВ і вище за вимірювання проводять при напрузі не нижче 10 кВ і не вище 60 % випробувального.

В усьому іншому методи вимірювань не відрізняються від найбільш використовуваних в електротехніці.

1.4.5. Діагностування електричної міцності ізоляції.

При діагностуванні ізоляції необхідно забезпечити вимірювання випробувальної напруги, для чого слід використовувати дільників високої напруги. В деяких випадках для вимірювань напруги 50 Гц застосовуються трансформатори напруги і кульові розрядники. При використанні кульових розрядників з їх допомогою будуються градуювальні криві для вольтметрів включених на стороні низької напруги джерел випробувальної напруги. Градування проводиться при підключеному об'єкті випробування при напрузі від 50 % до 80 % нормованої випробувальної напруги; для 100 % випробувальної напруги покази вольтметрів визначаються екстраполяцією градуювальних кривих. Застосування дільників напруги дозволяє безпосередньо вимірювати випробувальну напругу вольтметрами, підключеними до плеча низької напруги

дільника. При випробуваннях імпульсною напругою застосування дільника обов'язкове. До дільника підключають осцилограф для реєстрації форми імпульсів, який може також використовуватися для вимірювання амплітуди напруги, або ж для цього паралельно осцилографу підключається імпульсний вольтметр.

Для виключення із вимірів падіння напруги в живильних проводах дільника напруги слід підключити безпосередньо до введення випробовуваного трансформатора. Ця вимога є обов'язковою при випробуваннях зрізаними імпульсами. Напругу на міжфазній ізоляції визначає шляхом вимірювання напруги на одному із затискачів ВН відносно землі і множення його на коефіцієнт, який залежить від схеми випробування (при трифазному збудженні на $\sqrt{3}$).

Трансформатор вважається придатним до експлуатації тоді, коли при випробуванні не спостерігалось жодної ознаки пошкодження ізоляції.

При випробуваннях змінною напругою до ознак пошкодження відносяться:

- зміна режиму випробування (напруги, струму);
- видимий розряд в повітрі (при випробуваннях сухих трансформаторів і зовнішньої ізоляції масляних трансформаторів);
- звук розряду в баку масляного трансформатора, зокрема клацання, потріскування тощо;
- викид масла через вихлопну трубу, спрацьовування реле тиску;
- дим (при випробуваннях сухих трансформаторів).

Для контролю відсутності потріскувань в баку можуть використовуватися різні технічні засоби, зокрема акустичні датчики.

При випробуваннях тривалою напругою оцінка стану ізоляції проводиться за результатами вимірювань часткових розрядів (ЧР). Вимірювання проводяться спеціальними пристроями, що реєструють струми високої частоти, викликані імпульсами ЧР і які протікають через вимірювальний опір, включений в схему випробувань трансформатора. Вимірювальний пристрій приєднують до лінійних

затискачів обмотки ВН (а в автотрансформаторі - також СН) через з'єднувальні конденсатори, в якості яких зазвичай використовують вводи, що мають вимірювальну обкладку. Між вимірювальною обкладкою і землею включають вимірювальний опір, до якого і приєднується пристрій. У необхідних випадках можна приєднувати пристрій і до інших затискачів всіх обмоток, зокрема заземленим, які в цьому випадку слід заземляти через вимірювальний опір. У заземлення нейтралі необхідно включити індуктивність $L > 10Z/2\pi f_{\text{вим}}$, де Z – вхідний опір вимірювального пристрою, $f_{\text{вим}}$ - нижня гранична частота вимірювань. Для вимірювань рекомендується використовувати широкий діапазон частот з верхньою межею не вище 400 кГц, але можна в цьому діапазоні виділяти вузьку смугу від 8 до 10 кГц. У останньому випадку необхідно перевірити затухання імпульсу ЧР в обмотці трансформатора, який повинен бути не більше 10 дБ.

В якості реєструючого приладу необхідно використовувати осцилограф, що дозволяє відрізнити ЧР від перешкод, зокрема від розрядів в повітрі. Додатково можна використовувати амплітудні вольтметри.

При вимірюваннях ЧР необхідно визначати найбільше значення заряду ЧР, що здається, на ввіді ВН. Додатково можна виміряти середній струм ЧР, а також інтенсивність в мікрвольтах. Перед вимірами проводять градуювання вимірювальної установки, для чого градуювальні імпульси через роздільний градуювальний конденсатор подаються від генератора прямокутних імпульсів на ввід ВН, через який приєднаний вимірювальний пристрій, і визначаються показники цього пристрою. Ємність конденсатора повинна бути не більше 100 пФ.

Діагностування виконують протягом всього часу випробування, а також при підйомі і зниженні напруги при його значеннях, рівних найбільшій робочій напрузі.

Для зменшення перешкод при вимірюваннях ЧР необхідно усунути корону в повітрі, для чого на введення встановлюють електростатичні екрани. У необхідних випадках приймають також заходи по екрануванню заземлених

металевих деталей і конструкцій, що знаходяться в електричному полі і можуть бути джерелами корони.

До введів бажано не приєднувати ніяких з'єднувальних струмоведучих проводів (шин), а у разі потреби застосовувати некоронуючі шини великого діаметру. Для зниження перешкод, що виникають в живлячій мережі, застосовують фільтри нижніх частот.

У зв'язку з тим, що не завжди зміряні характеристики ЧР, що перевершують допустимі рівні, можуть бути ототожені з ЧР, небезпечними для ізоляції, регламентується процедура додаткових випробувань і вимірювань, які проводяться після проведення наступних заходів:

- виявлення і усунення джерел перешкод, зокрема заміна технологічних введень;

- додаткова технологічна обробка з метою усунення повітряних включень з масла (перезаливка, нагрів, вакуумування, відстій і тому подібне). Якщо, не зважаючи на прийняті заходи, рівень ЧР залишається вищим допустимого, але нижче бракованого, то проводять додаткові випробування, мета яких - підтвердження безпеки що мають місце ЧР для ізоляції. Нарешті, у разі бракування трансформатора по рівню ЧР можуть бути зроблені вимірювання ЧР в різних точках (затискачах) трансформатора з метою визначення місця виникнення ЧР.

При імпульсних випробуваннях основним методом контролю відсутності пошкоджень ізоляції є дефектографування [7] - запис осцилограм напруги на вимірювальних опорах, включених в ланцюзі заземлення нейтралі випробовувальної обмотки або лінійних затискачів невипробовувальних фаз, інших обмоток, баків (рис. 1.7).

Форма осцилограм, знятих при випробувальній напрузі, повинна бути така ж, як при зниженій напрузі (0,5+0,75 випробувальної). Спотворення форми можуть вказувати на пошкодження. Як правило, при пошкодженні ізоляції повинне спостерігатися спотворення, принаймні, двох осцилограм, знятих в різних точках трансформатора. Дуже слабкі високочастотні зміни форми можуть

бути викликані перешкодами (наприклад, іскрінням в системі заземлення, зміною передрозрядного часу зрізаного імпульсу тощо). В цьому випадку слід виявити джерело перешкод і повторити випробування.

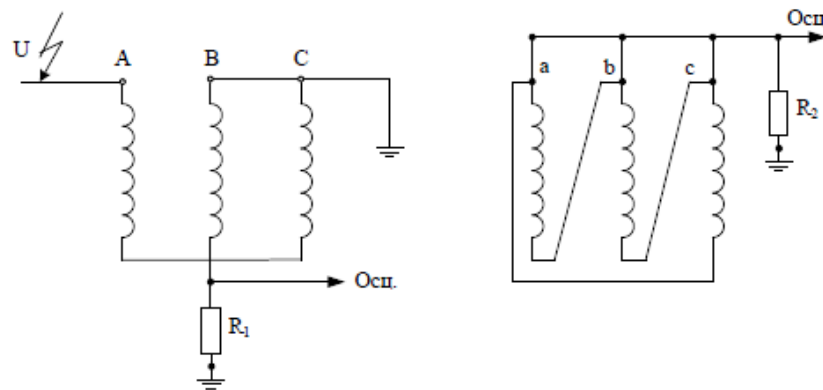


Рисунок 1.7 – Схема дефектографії

Окрім спотворення дефектограм, ознаками пошкодження можуть бути зміна форми імпульсу, неспрацьовування зрізаючого розрядника при випробуванні зрізаним імпульсом, а також звук розряду в баку, спотворення сигналу, записаного акустичним датчиком. При випробуваннях комутаційними імпульсами можна також контролювати амплітуду ЧР аналогічними методами, які використовуються при змінній напрузі.

Вимірювальні опори в схемах дефектографування повинні бути, як правило, активними. Чутливість схем дефектографування перевіряється при імпульсному обмірі, який проводиться на активній частині трансформатора під час збірки при дії низької імпульсної напруги (зазвичай від генератора імпульсів, що повторюються). Пошкодження ізоляції імітується коротким замиканням відповідних ділянок обмотки або за допомогою спеціального імітатора, що підключається паралельно ділянкам обмотки і відтворюючого розряд на цих ділянках. Для підвищення чутливості до пошкоджень активні опори в деяких випадках можуть замінюватися резонансними контурами з паралельної індуктивності і ємності (наприклад, при випробуванні переплетених обмоток), або паралельно опорам можуть включатися ємності (наприклад, при великому початковому піку на осцилограмі, викликаному фронтом імпульсу).

За результатами вимірювань перенапруг в обмотках при імпульсному обмірі вибирається положення перемикального пристрою при випробуванні, що забезпечує найбільш жорсткі умови випробування.

При випробуваннях ізоляції в деяких випадках бувають необхідні заходи захисту від небезпечних перенапруг. Так, при випробуваннях змінною напругою, що індукується у випробовуваному трансформаторі, на обмотках НН може виникнути небезпечна перенапруга внаслідок електростатичного зв'язку між обмотками ВН і НН. Для усунення цієї перенапруги слід заземлити один із затисків НН. Далі, паралельно обмотці НН рекомендується приєднати кульовий розрядник з пробивною напругою, відповідною 115-120% випробувальної напруги цієї обмотки, для захисту від випадкового підвищення напруги. Іноді такий розрядник включають паралельно обмотці ВН.

При імпульсних випробуваннях також можна включати захисний кульовий розрядник паралельно випробовуваній обмотці.

Якщо в схемі трансформатора передбачений захист яких-небудь обмоток (наприклад, регулювальних) від імпульсних перенапруг в умовах експлуатації вентильними розрядниками або обмежувачами перенапруг, то при випробуваннях вони не встановлюються. В цьому випадку схеми імпульсних випробувань повинні бути вибрані так, щоб ні на одній з обмоток напруга не була вища випробувального, відповідного захисному рівню розрядника. Це може бути досягнуто шляхом вибору відповідного положення перемикального пристрою. В деяких випадках з цією метою необхідно включити паралельно обмотці резистор або конденсатор, підібрані так, щоб напруга на обмотці, що захищається, дорівнювала випробувальному.

При випробуваннях комутаційними імпульсами тривалість імпульсів при підвищенні напруги, а також при одній і тій же напрузі може знижуватися унаслідок насичення магнітної системи. Для усунення або ослаблення цього явища перед подачею кожного з випробувальних імпульсів слід давати імпульси протилежної полярності з амплітудою 50-75 % випробувального. Необхідно також враховувати це явище при порівнянні осцилограм, знятих при різних

імпульсах, зокрема при випробувальній і пониженій напрузі.

1.5 Випробування на нагрів

Випробування проводяться за номінальних умов по нагріву і охолодженню. За номінальні умови охолодження приймають умови, відповідні нормальній роботі трансформатора при наступних характеристиках навколишнього середовища:

- температура повітря, що охолоджує, від 10 до 40 °С, води, що охолоджує, біля входу в охолоджувач - від 5 до 33 °С; похибка вимірювання цих температур ± 1 °С;

- відносна вологість повітря від 45 до 80 % (при температурі повітря вище 30 і не вище 70 %), похибка вимірювання +5 %;

- атмосферний тиск від 84 до 106,7 кПа, похибка вимірювання $\pm 0,666$ кПа;

- висота установки над рівнем моря не вище 1000 м (для трансформаторів на напругу 750 кВ і вище до 500 м), похибка визначення ± 50 м;

- вітер, дощ, сонячна або інша теплова радіація відсутні. Номінальні умови по нагріву - такі, коли втрати в трансформаторі дорівнюють сумі втрат, виміряних в дослідах КЗ і ХХ і приведених до номінальної напруги і струму і розрахункової температури, - $P_{к\Theta p} + P_0$. Якщо випробування проводяться методом КЗ і ХХ, то дозволяється за номінальні умови приймати такі, коли втрати рівні нормованим (без допущень) - $P_{кн} + P_{он}$.

Для масляних трансформаторів перевищення температури верхніх шарів масла допускається визначати при втратах, понижених на 20%, а для трансформаторів потужністю вище 250 МВА - на 40%, з подальшим приведенням до номінальних умов.

Перевищення температури кожною з обмоток і металоконструкцій

визначається при номінальних струмах і номінальній частоті (допустиме відхилення для частоти $\pm 2\%$). Допускається проводити ці вимірювання при струмах від 90 до 100 % номінальних, для масляних трансформаторів - при струмах, відповідних номінальним умовам по нагріву, і для трансформаторів потужністю вище 250 МВт - при струмах не нижче 75 % номінального. У цих випадках результати вимірювань повинні бути приведені до номінальних струмів.

Перевищення температури поверхні магнітної системи визначається при збудженні номінальною напругою при номінальній частоті з допуском $\pm 1\%$.

Для створення в трансформаторі номінальних умов по нагріву можуть застосовуватися метод безпосереднього навантаження, коли до однієї з обмоток підводять номінальну напругу, а до іншої підключають навантаження, споживаючи номінальний струм, і метод взаємного навантаження. У останньому випадку паралельно випробувальному трансформатору включають другий такий же трансформатор або трансформатор більшої потужності, бажано з такою ж номінальною напругою і групою з'єднань. Вторинні обмотки з'єднують в загальний ланцюг, в який включають послідовно обмотку третього трансформатора, напругу на якому регулюють так, щоб у вторинному ланцюзі протікав номінальний струм випробувального трансформатора. Допускається з цією метою замість використання третього трансформатора включати вторинні обмотки на різні регульовальні відгалуження, або використовувати другий трансформатор з іншим коефіцієнтом трансформації, чим у випробувального.

Ці методи можуть використовуватися при випробуваннях всіх трансформаторів. Для випробувань потужних масляних трансформаторів зручніший інший метод - метод КЗ і ХХ. По цьому методу спочатку проводять нагрів в режимі КЗ однієї з обмоток при струмі, що забезпечує втрати КЗ, рівні сумі втрат КЗ і ХХ (номінальні умови нагріву), і за номінальних умов охолодження. У цьому режимі визначають перевищення температур масла над температурою середовища, що охолоджує. Потім знижують струм до номінального і визначають перевищення температур обмоток і металоконструкцій над температурою масла. Нарешті, проводять нагрів в

режимі ХХ при номінальній напрузі (система охолодження при цьому може бути повністю або частково відключена). При цьому визначають перевищення температур поверхонь магнітної системи над маслом.

Перевищення температур обмоток металоконструкцій $\Delta\Theta_k$ і магнітної системи $\Delta\Theta_{\text{маг}}$ над температурою середовища $\Delta\Theta_{\text{охл}}$, що охолоджує, визначають таким чином:

$$\Delta\theta_{\text{обм}} = \theta'_{\text{обм}} - \theta_{\text{охл}} - \Delta\theta'_{\text{м.сп}} + \Delta\theta_{\text{м.сп}}, \quad (1.13)$$

$$\Delta\theta_k = \theta'_k - \theta_{\text{охл}} - \Delta\theta'_{\text{м.к}} + \Delta\theta_{\text{м.к}}, \quad (1.14)$$

$$\Delta\theta_k = \theta'_{\text{маг}} - \theta_{\text{охл}} - \Delta\theta'_m + \Delta\theta_m. \quad (1.15)$$

Тут $\Delta\theta'_{\text{обм}}, \Delta\theta'_k, \Delta\theta'_{\text{маг}}$ - виміряні температури обмоток, металоконструкцій і магнітної системи;

$\Delta\theta'_{\text{м.сп}}, \Delta\theta'_{\text{м.к}}, \Delta\theta'_m$ - виміряні перевищення температур масла над температурою охолоджуючого середовища, що охолоджує, середньою, поблизу металоконструкцій і верхніх шарів відповідно за умов по нагріву, відповідним виміряним температурам обмоток, металоконструкцій і магнітної системи;

$\Delta\theta_{\text{м.сп}}, \Delta\theta_{\text{м.к}}, \Delta\theta_m$ - значення тих же величин, приведені до номінальних умов по нагріву. Приведення виміряних перевищень температур масла до номінальних умов по нагріву проводиться множенням на коефіцієнт:

$$K_p = \left(\frac{\sum P}{\sum P'} \right)^\chi, \quad (1.16)$$

де $\sum P$ - сумарні втрати, відповідні номінальним умовам, $\sum P'$ - те ж в умовах досліду; χ - показник ступеня, рівний 0,8 при охолодженні з природною циркуляцією повітря і 1,0 - при охолодженні з примусовою циркуляцією повітря і водяному.

Якщо температури обмоток і металоконструкцій вимірювалися при нагріві струмом I , відмінним від номінального I_H , то приведення до номінальних умов виконується за формулами:

$$\Delta\theta_{\text{ом}} = \theta'_{\text{обм}} - \theta'_{\text{м.сп}} \cdot \left(\frac{I_H}{I} \right)^y + \Delta\theta_{\text{м.сп}};$$

(1.17)

$$\Delta\theta_k = \theta'_k - \theta'_{Mk} \cdot \left(\frac{I_H}{I'}\right)^y + \Delta\theta_{Mk}, \quad (1.18)$$

де у приймається рівним 1,6 для трансформаторів з ненапрямленим потоком масла і 2,0 - з направленим потоком масла.

Сухі трансформатори потужністю вище 1000 кВА допускається випробувати методом умовного навантаження, коли спочатку гріють трансформатор в режимі ХХ при номінальній напрузі і частоті, потім в режимі КЗ при номінальних струмах в обмотках. Перевищення температур, відповідні номінальним умовам, визначаються за формулами:

$$\Delta\theta_{OM} = \Delta\theta'_{OБM} - \left[1 + \left(\frac{\Delta\theta'_{OБM}}{\Delta\theta''_{OБM}} \right)^{1,25} \right]^{0,8}, \quad (1.19)$$

$$\Delta\theta_{MAG} = \Delta\theta'_{MAG} - \left[1 + \left(\frac{\Delta\theta'_{MAG}}{\Delta\theta''_{MAG}} \right)^{1,25} \right]^{0,7}. \quad (1.20)$$

Тут $\Delta Q'_{OБM}$, $\Delta Q'_{MAG}$ - перевищення над повітрям температур обмоток і магнітної системи, що охолоджуються, виміряні в режимі ХХ, $\Delta Q''_{OБM}$, $\Delta Q''_{MAG}$ - те ж в режимі КЗ.

При всіх методах нагріву режим продовжують, як правило, до сталого стану. Для масляних трансформаторів цьому стану відповідає незмінність перевищення температури верхніх шарів масла над температурою середовища, що охолоджує (допускається зміна не більше ніж на 1°C у годину протягом чотирьох годин). При визначенні нагріву обмоток у разі випробування по методу КЗ і ХХ для досягнення сталого стану обмотки (незмінності перевищення її температури над температурою масла) режим слід витримувати не менше 1 год. При цьому попередній режим нагріву сумарними втратами повинен тривати не менше 2 год. У досліді ХХ режим ведуть до сталого перевищення температури поверхні магнітної системи над температурою верхніх шарів масла (критерій

аналогічний критерію в досліді КЗ).

Нагріваючи масло КЗ допускається проводити до стану, коли перевищення температури верхніх шарів масла міняється не більше ніж на 3 °С в годину. В цьому випадку весь режим слід вести за однакових умов нагріву і охолодження - форсіровка на початку режиму з метою прискорення нагріву (наприклад, за рахунок часткового відключення системи охолодження) не допускається. За результатами вимірювань будують залежність змін (приростів) температури за рівні проміжки часу від відповідних перевищень температури верхніх шарів масла, яка є прямою лінією. Екстраполюючи цю залежність до точки, відповідної приросту, рівному нулю, визначають стале перевищення температури.

Для сухих трансформаторів режим ведуть до сталого перевищення температур магнітної системи або кожуха (для системи охолодження СГ) і обмоток.

Для вимірювань температур використовуються термоелектричні термометри (термопари), ЕРС яких вимірюється мілівольтметром класу точності не нижче 0,5, ртутні і спиртні термометри (для вимірювань температур масла і середовища, що охолоджує) з ціною поділки 0,1 °С. Допускається застосовувати термометри ціною поділки не більше 1 °С, похибкою вимірювань +1 °С. Можна також застосовувати інші термоперетворювачі тієї ж точності.

Середню температуру обмоток визначають по зміні їх опору постійному струму. Перед випробуванням вимірюють опір обмотки в «холодному стані» R_x при відомій температурі Θ_x , за яку приймають для сухих трансформаторів температуру повітря в приміщенні, де трансформатор знаходиться не менше 16 год (за цей час він не повинен піддаватися будь-якому нагріву). Температура повітря не повинна мінятися більш ніж на 1 °С за годину; її визначають як середній показник двох термометрів - біля верхнього і нижнього країв поверхні однієї із зовнішніх обмоток. Для масляних трансформаторів за температуру в «холодному стані» приймають середню температуру масла, яка рівна:

$$\theta_{\text{мас}} = \theta_{\text{м}} - \frac{\theta_{\text{м1}} - \theta_{\text{м2}}}{2}, \quad (1.21)$$

де $\Theta_{\text{м}}$ -вимірjana температура верхніх шарів масла; $\Theta_{\text{м1}}$ і $\Theta_{\text{м2}}$ -температури масла на вході і виході з пристрою, що охолоджує (при його відсутності за них беруться температури поверхні верхньої і нижньої частини трубки, що охолоджує, верхнього і нижнього патрубків радіатора або бака на рівні верхнього і нижнього краю обмотки). Температура вимірюється не раніше, ніж через 6 год після заливки трансформатора маслом. Вона повинна бути не вище 40 °С.

Після нагріву визначають опори обмоток в «нагрітому стані» - R_0 . Температура обмотки знаходиться за формулою:

$$\Theta_{\text{маг}} = \frac{R_0}{R_x} \vartheta (T + \Theta_x) - T. \quad (1.22)$$

Значення T - ті ж, що у формулах (1.8), (1.9).

Вимірювання опорів проводиться за допомогою моста класу точності не нижче 0,1, або по одночасному вимірюванню струму і падіння напруги на обмотці приладами класу точності не нижче 0,2, або по одночасному вимірюванню падінь напруги на обмотці і еталонному опорі (зразковий резистор і вольтметри повинні бути класу точності не нижче 0,2).

Для вимірювання опору після нагріву трансформатор відключають від джерела живлення, і якщо обмотка була замкнута накоротко, то знімають закортку. Після цього проводять вимірювання. При цьому роблять декілька вимірювань через рівні проміжки часу. Опір у момент відключення режиму визначають шляхом екстраполяції отриманої залежності опору від часу, що пройшов після відключення.

Зазвичай використовують метод екстраполяції, графічно зображений нарис. 1.8.

За результатами вимірювань будують залежність опорів від часу, початок відліку з моменту відключення. Для отримання точніших результатів рекомендується робити вимірювання протягом 30 хв. Ліворуч від осі ординат

відкладають зменшення опору через рівні проміжки часу і проводять пряму L . Кінець відрізка ΔR_1 сполучають прямою лінією з точкою R_1 на осі ординат і з точки L_0 проводять паралельну лінію до перетину з віссю ординат. Точка R_0 визначає значення опору у момент відключення.

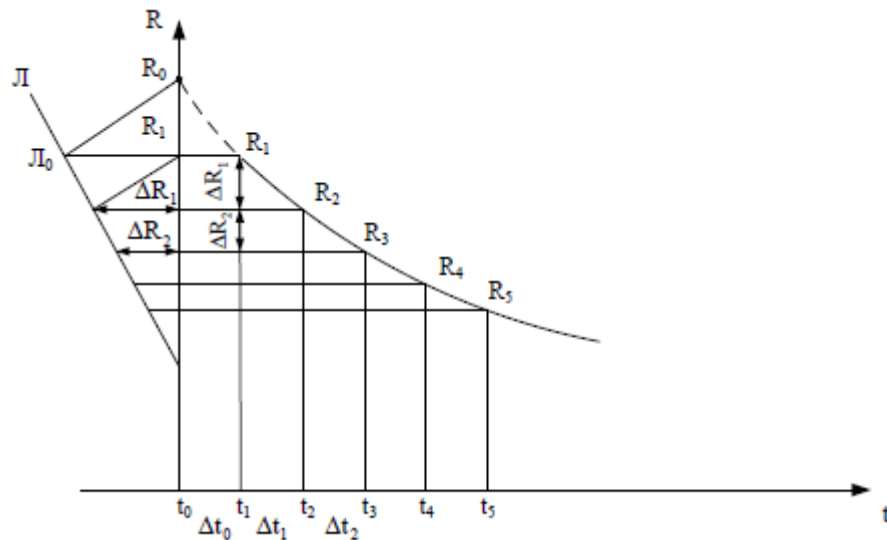


Рисунок 1.8 – Визначення температури обмотки у момент відключення після нагріву

При вимірюванні опорів слід враховувати, що встановленню постійного струму в обмотці передуює перехідний процес. Якщо постійна часу цього процесу велика, то необхідно враховувати поправку на опір, виміряний в «гарячому стані». Поправку можна визначити, знявши залежність виміряного опору від часу після включення струму в «холодному стані».

Якщо постійна часу перехідного процесу при вимірюванні опору дуже велика, або великий час, потрібний для зняття закортки, для вимірювання опору застосовують метод накладення. Метод полягає в пропусканні через обмотку під час нагріву одночасно із змінним робочим струмом постійного струму (не більше 2% номінального струму обмотки), використовуюваного для вимірювань. Джерелом постійного струму слугує акумуляторна батарея, в ланцюг якої

включається індуктивність, що перешкоджає протіканню через неї змінного струму. Вимірювання при використанні цього методу можна проводити протягом всього часу нагріву.

1.6 Засоби вимірювань

Вимірюванню підлягають електричні, теплові і механічні величини, інтервали часу, а також фізико-хімічні характеристики масла (або інших рідких діелектриків).

Значення електричних струмів і напруги при діагностуваннях силових трансформаторів зазвичай дуже великі і не можуть бути виміряні безпосередньо, і тому застосовуються масштабні перетворювачі: дільники і трансформатори напруги, трансформатори струму, шунти.

Вимірювальні трансформатори дозволяють вимірювати тільки змінну напругу і струми синусоїдальної форми. Вони використовуються також для вимірювання потужності змінного струму (активною і реактивною) і частоти. Для вимірювання напруги і струмів іншої форми - за наявності вищих гармонік, імпульсних і так далі, - застосовують більш універсальні засоби - дільники напруги і шунти, що мають близьке до постійного коефіцієнта ділення в широкому діапазоні частот. Точність перетворення (вимірювання) дільників і шунтів визначається їх амплітудно- і фазово-частотними характеристиками.

До приладів для вимірювання електричних величин відносяться різні вольтметри, амперметри, ватметри. Для вимірювань на змінному струмі застосовують вольтметри діючих (ефективних), середніх і максимальних значень; для вимірювання втрат - малокосинусні ватметри; для вимірювань частоти - частотоміри, аналізатори гармонік. Імпульсна напруга вимірюється спеціальними піковими вольтметрами для вимірювання одноразових імпульсів. При випробуваннях ізоляції можуть використовуватися електростатичні вольтметри високої напруги.

Широко використовуються різні осцилографи - електромагнітні і

електронні, з періодичною і очікуючою розгорткою, для вимірювання процесів, що повторюються і одноразових, з пам'яттю, з аналоговим і дискретним перетворенням сигналу і так далі. Вони дозволяють вимірювати і записувати різні електричні величини, а також інші величини, перетворені в електричних. При імпульсних випробуваннях ізоляції з їх допомогою контролюється форма і тимчасові параметри імпульсів.

Високу якість вимірювань забезпечують прилади і пристрої на основі цифрової техніки. Вони володіють великою перешкодостійкістю, високою точністю, мають вбудовані програми для обробки результатів вимірювань або вихід для підключення до комп'ютера.

Для вимірювань індуктивностей, ємностей, тангенса кута діелектричних втрат використовуються мости змінного струму. Активні опори вимірюються мостами постійного струму. У мостових схемах застосовуються зразкові заходи порівняння - резистори, конденсатори, магазини опорів і ємностей. Зразкові заходи використовуються також як вимірювальні шунти.

Опори ізоляції вимірюються мегаомметрами.

Для вимірювань коефіцієнтів трансформації можуть застосовуватися спеціальні мости.

Для вимірювань інтенсивності ЧР використовуються спеціальні прилади, що дозволяють виміряти заряд ЧР, що здається. У вимірювальну схему входять фільтри, що дозволяють вибрати певний діапазон або смугу частот для вимірювань.

В деяких випадках (перед імпульсними випробуваннями ізоляції, при випробуваннях на стійкість до струмів КЗ) необхідно вимірювати струми в обмотках при дії на них імпульсної напруги, а також розподіл цієї напруги по обмоткам. Для цього використовуються генератори імпульсів, що повторюються, і осцилографи, які можуть бути об'єднані в один прилад.

При випробуваннях на нагрів необхідно вимірювати температуру різних частин трансформатора і середовища, що охолоджує (атмосферного повітря, води). Для цього зазвичай використовуються термометри і термопари (останні в

комплекті з міліамперметром). Середня температура обмотки (її зміна в процесі нагріву в порівнянні з початковим холодним станом) визначається по зміні опору обмотки постійному струму, вимірюваному за допомогою моста постійного струму. Для вимірювання температури найбільш нагрітої точки можна використовувати різні датчики, що вбудовуються в обмотку, дія яких заснована на зміні певних фізичних характеристик при зміні температури. Наприклад, розроблений мініатюрний кварцовий генератор звукової частоти, що порушується магнітним полем розсіяння обмотки. Частота коливань генератора залежить від температури. Електромагнітні хвилі випромінюються антенною, вбудованою в датчик, і уловлюються приймачем, встановленим поза баком трансформатора. У іншому датчику використовується оптична призма з матеріалу, коефіцієнт заломлення якого залежить від температури. Промінь світла від зовнішнього джерела проходить в призму по волоконному світлопроводу з електроізоляційного матеріалу, що проходить через ізоляцію трансформатора. Відбитий промінь повертається по тому ж світлопроводу і впливає на світлочутливий прилад, покази якого залежать від світлового потоку, змінного із зміною коефіцієнта заломлення.

Для виявлення найбільш нагрітих місць на поверхні трансформаторів (наприклад, на баках, вводах, приєднувальних елементах) і їх температури зручно використовувати так звані тепловізори, дія яких заснована на прийомі і реєстрації інтенсивності інфрачервоного випромінювання, а також пірметри.

Далі, при випробуваннях на нагрів необхідно вимірювати величини, що характеризують роботу систем охолодження. З цією метою використовуються манометри, що вимірюють тиск на вході і виході маслонасосів, витратоміри для визначення витрати води, що охолоджує.

При механічних випробуваннях повинні застосовуватися тензорезистори для вимірювання механічної напруги. Допускається використання тензометрів. При випробуваннях під вакуумом необхідні вакуумметри.

При перевірці рівня звуку використовуються шумоміри з електричними смуговими фільтрами.

Вимірювання проміжків часу здійснюється секундомірами; малі проміжки часу (мілі - і мікросекунди) вимірюються за допомогою осцилографів.

Для випробувань масла необхідні випробувальні установки для визначення пробивної напруги (маслопробійники) і тангенса кута діелектричних втрат, прилади для проведення хімічного аналізу, визначення температури спалаху, вимірювання газовмісту і кількості механічних домішок. Для аналізу розчинених в маслі газів використовуються хроматографи.

Висновок до розділу

Останнім часом найбільшого застосування здобули автоматизовані системи на основі мікропроцесорів, що забезпечують діагностування обмоток ізоляції які дають результати, аж до видачі протоколу випробувань.

РОЗДІЛ 2

ДІАГНОСТУВАННЯ ТА ВИМІРЮВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ ВВОДІВ

Придатність вводів до експлуатації необхідно складати на основі даних, одержаних при випробуванні та аналізу результатів усіх проведених експлуатаційних випробувань та оглядів.

Записи під час випробувань проводяться в первинному експлуатаційному документі в такому обсязі:

- дата вимірювань;
- погодні умови;
- температура вводу;
- покази манометра для герметичних вводів;
- найменування, тип, номер заводського креслення вводу;
- номінальні дані вводу;
- умови випробувань, схема та результати вимірювань, у тому числі і масла, включаючи ХАРГ;
- результати зовнішнього огляду устаткування;
- висновок про придатність вводу.

Результати вимірювань потрібно заносити до відповідних документів (протокол випробувань, карта випробувань, контрольні карти устаткування, формуляр, пам'ять ЕОМ).

При виконанні ремонту вводів гарантувати його подальшу надійну роботу можливо тільки після проведення необхідних вимірів характеристик ізоляції вводу й електричних випробувань, що складаються в наступному.

З вводу відбирають пробу масла для визначення його характеристик: пробивна напруга в стандартному розряднику не нижче 65 кВ; вологовміст не більше 10 г/т;

тангенс кута діелектричних втрат при температурі 90°C для масла ГК не більше 0,005, для масла Т-750 не більше 0,01; загальний газовміст не вище 1,5%; концентрація H_2 не вище 10 ppm; C_nH_m відсутній.

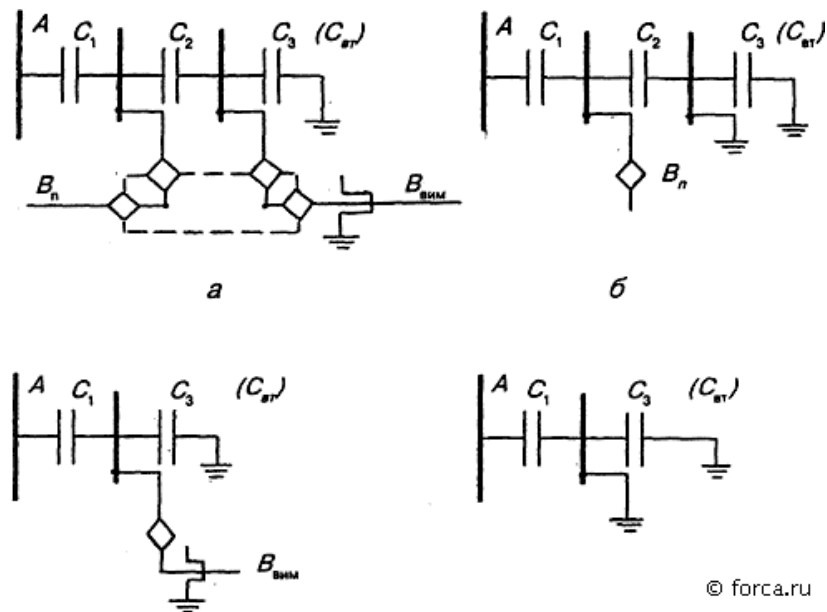


Рисунок 2.1 – Ємнісні семи заміщення ізоляції маслонаповнених вводів: а - з виводом ПН старої конструкції; б- з пристроєм ПН нової конструкції; в- з паперово-масляною ізоляцією без пристрою ПН; г-з маслбар'єрною ізоляцією старої конструкції; А - струмовідна труба вводу; B_n - вивід спеціальний; $B_{вим}$ - вивід вимірювальний

Електричні випробування полягають у вимірі електричних характеристик вводу: вимірювання опору ізоляції R_{60} , тангенса кута діелектричних втрат $tg\delta$ та ємності ізоляції вводу С

2.1 Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції вимірювальної та останньої обкладок вводів із паперово-масляною ізоляцією вимірюється мегомметром на напругу 1,0- 2,5 кВ. Значення опору ізоляції під час введення в експлуатації повинне бути не

менше ніж 1000 МОм, а в процесі експлуатації - не менше ніж 500 МОм. Вимірювання $R_{60м}$ вводів провадять за схемами, наведеними в таблиці 2.1, з урахуванням конструкції вводу і ємнісної семи заміщення ізоляції вводу (рисунок 2.1) мегомметром напругою 2500 В.

Таблиця 2.1 – Схеми вимірювання опору ізоляції маслонаповнених вводів різної конструкції

Ємнісна схема заміщення вводу	Ділянка ізоляції вводу який виміряється	Приєднання затисків мегомметра			Примітка
		Л	З	Е	
Рисунок 2.1, а	Основна ізоляція вводу C_1	А	V_{II}	Заземлений	$V_{вим}$ - заземлений
		V_{II}	Заземлений	$V_{вим}$	А - заземлений
	Ізоляція вимірювального конденсатора C_2	$V_{вим}$	V_{II}	Заземлений	А - заземлений
		V_{II}	$V_{вим}$	А	-
Ізоляція останньої обкладки C_3	$V_{вим}$	Заземлений	V_{II}	-	
				А - заземлений	
Рисунок 2.1, б	Основна ізоляція вводу C_1	А	V_{II}	Заземлений	-
	Ізоляція вимірювального конденсатора C_2	V_{II}	Заземлений	А	-
Рисунок 2.1, в	Основна ізоляція вводу вводу C_1	А	$V_{вим}$	Заземлений	-
	Ізоляція останньої обкладки C_3	$V_{вим}$	Заземлений	А	-
Рисунок 2.1, г	Основна ізоляція вводу C_1	А	Заземлений	-	-

C_2 - ємність, шунтувальна плеча R_3 мосту, пФ;

C_x - ємність об'єкта, пФ;

CN - ємність зразкового конденсатора, пФ;

R - опір плеча R з моста при вимірі ємності 31 , Ом;

R4 - опір плеча вимірювального мосту, Ом.

Таблиця 2.2 – Граничні значення $\operatorname{tg} \delta$ основної ізоляції вводів*)

Вид ізоляції	Граничне допустиме значення $\operatorname{tg} \delta$, %, ізоляції вводів на номінальну напругу, кВ							
	110-220		330		500		750	
	під час першого вмикання (П)	в експлуатації	під час першого вмикання (П)	в експлуатації	під час першого вмикання (П)	в експлуатації	під час першого вмикання (П)	в експлуатації
Масло бар'єрна	2	4	-	-	-	-	-	-
Паперово-масляна	0,6	1,2	0,6	1,0	0,6	1,0	0,6	0,8
	1,0	1,5	1,0		0,8		0,8	

2.2 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

Вимірюється $\operatorname{tg} \delta$ у вводах з основної паперово-масляної, маслобар'єрної, а також вимірювального конденсатора і останніх шарів паперово-масляної ізоляції. Вимірювання $\operatorname{tg} \delta$ виконують за схемами, приведеними в таблиці 2.2.

Значення $\operatorname{tg} \delta$ основної ізоляції та вимірювального конденсатора не повинні перевищувати наведених у таблиці 2.2.

Вимірювання $\operatorname{tg} \delta_1$ вводів проводять при напрузі 10 кВ, тангенс кута діелектричних втрат вимірювального конденсатора ($\operatorname{tg} \delta_2$) і тангенс кута діелектричних втрат узагальненої ізоляції ($\operatorname{tg} \delta_{1+2}$) - при напрузі 7,5 кВ, $\operatorname{tg} \delta_3$ - при напрузі 3 кВ.

Вважається, що вводи в експлуатації мають задовільний стан, якщо значення параметрів, які контролюються, не перевищують зазначених у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Граничні значення параметрів, які контролюються

Параметр	Клас напруги, кВ					
	110-150		220-330		500-750	
	Марка масла					
	T-750	ГК	T-750	ГК	T-750	ГК
$\text{tg}\delta$, %	Згідно з ГКД 34.20.302-2002					
$\text{tg}\delta_3$, %	3,0	2,0	2,0	1,5	1,5	1,2
$\text{tg}\delta_m$ 70 °C, %	7,0	3,5	5,0	2,5	2,0	1,0
Примітка 1. Значення $\text{tg}\delta$, повинні бути не менше 0,25 % - для вводів з маслом марки T-750 і 0,15 % - для вводів з маслом марки ГК. Примітка 2. Значення $\text{tg}\delta_2$ приймаються за нормами для основної ізоляції.						

Вводи відбраковуються при досягненні таких параметрів:

- $\text{tg}\delta_1 < 0$, а $\text{tg}\delta_3$ перевищує значення, наведені в таблиці 2.3;
- $\text{tg}\delta_3 > 1,5N$ згідно з таблицею 10.1 (N- граничне значення параметра);
- $\text{tg}\delta$, збільшився більше, ніж у 1.2 разу порівняно з попередніми

вимірюваннями, а $\text{tg}\delta_3$ перевищує значення, наведені в таблиці 2.3;

у випадку, якщо $\text{tg}\delta_1 < 0$, а $\text{tg}\delta_3$ менше норми згідно з таблицею 2.3, необхідно переконатись у достовірності результатів вимірювань. Якщо після виключення впливу погодних умов і забруднення зовнішньої ізоляції негативне значення $\text{tg}\delta$, підтверджується, то ввід відбраковується;

2.3 Діагностування підвищеною напругою промислової частоти

Діагностування ізоляції вводів, встановлених на силових трансформаторах, виконується разом з випробуванням обмоток цих трансформаторів за нормами, прийнятими для силових трансформаторів.

Тривалість прикладення випробної напруги:

- для основної фарфорової, паперово-масляної і мастичної ізоляції - 1 хв;
- для основної ізоляції з органічних твердих матеріалів і кабельних мас - 5 хв.

Тривалість прикладення випробної напруги для вводів, які випробуються

разом з обмотками трансформаторів - 1 хв.

Види вимірів і їхніх нормативних значень наведені далі. Опір ізоляції вимірювального 1500 висновку, МОм, не менш.

Тангенс кута діелектричних втрат при температурі внутрішньої ізоляції 15 - 25°C: вимірювального конденсатора (ПИН) $\text{tg}\delta_2$ при $U_{\text{исп}} = 5$ кВ для вводів на напругу, не більше:

110 кВ 0,008

220 кВ 0,006

$\text{tg}\delta_3$ при $U_{\text{исп}} = 5$ кВ для вводів на напругу, не більше:

110 кВ 0,03

220 кВ 0,02

$\text{tg}\delta_1^*$ для вводів, не більше:

110 кВ при $U_{\text{исп}} = 80$ кВ 0,008

220 кВ при $U_{\text{исп}} = 160$ кВ 0,006

Приріст $\text{tg}\delta_1$ при температурі внутрішньої ізоляції 15 - 25°C для вводів, не більше:

110 кВ при зміні $U_{\text{исп}}$:

від 35 до 80 кВ 0,001

від 35 до 100 кВ 0,0015

220 кВ при зміні $U_{\text{исп}}$:

від 80 до 160 кВ 0,0006

від 80 до 190 кВ 0,0015

Виміри $\text{tg}\delta_1$ проводяться при напругах:

10, 35, 80 і 100 кВ - для вводів 110 кВ;

10, 35, 80, 160 і 190 кВ - для вводів 220 кВ.

Зміна ємності основної ізоляції (С) при $U_{\text{исп}} = 10$ кВ повинне залишати не більше 5% значення, отриманого при випробуваннях на заводі- виготовлювачі.

2.4 Вимірювання рівня часткових розрядів

Вимірюють рівень часткових розрядів при $U_{\text{исп}} = 1,05 \cdot U_{\text{ф.наиб}}$: значення кожного заряду часткових розрядів (ЧР) не більше 10 пк.

Проблема утворення й розвитку часткових розрядів (ЧР) в ізоляції маслонаповненого введів високої напруги в умовах його експлуатації становить велику небезпеку для ізоляції через швидке її руйнування в локальних зонах і наступному пробой ізоляційних проміжків.

Існуюча аварійність трансформаторів струму 330-500 кВ і введів 110- 500 кВ, що містять паперово-масляну ізоляцію, внаслідок утворення ЧР в ізоляції викликає потреба детального аналізу причин, що приводять до виникнення ЧР і створенню аварійних ситуацій.

Висновок до розділу. Придатність введів до експлуатації необхідно складати на основі даних, одержаних при випробуванні та аналізу результатів усіх проведених експлуатаційних випробувань та оглядів.

РОЗДІЛ 3

СИСТЕМАТИЧНЕ ДІАГНОСТУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

3.1 Нормативна система діагностування ізоляції силових трансформаторів

Номенклатура електричних випробувань трансформаторів описана [20] і до якої входять наступні випробування:

Вимірювання опору ізоляції обмоток П,К,Т,М

Вимірювання тангенсу кута діелектричних втрат ізоляції обмоток.

П,К,М

Вимірювання ізоляції тих же елементів підвищеною напругою. П, К

Вимірювання ємності ізоляції обмоток П, К

Вимірювання опору обмоток постійного струму П, К

Вимірювання струму і втрат холостого ходу П, К

Тут прийняті скорочені позначення виду випробування трансформатора: П - випробування трансформатора, що знову вводиться в експлуатацію, що пройшов відновлювальний ремонт чи той, що здається в експлуатацію сторонньою організацією; К, Т - випробування відповідно при капітальному і поточному ремонтах; М - міжремонтні випробування.

Крім електричних на трансформаторах проводяться також механічні випробування і такі специфічні випробування, як перевірки групи з'єднань і коефіцієнта трансформації, роботи перемикаючого пристрою і пристрою охолодження. У даному розділі детально розглядаються тільки електричні

випробування, що проводяться в ході експлуатації трансформатора. Основна частина регламентованих діагностувань поєднується з ремонтом трансформатора (капітальним або поточним), тобто проводиться з періодичністю вказаних ремонтів. Необхідність і періодичність міжремонтних випробувань, до яких відносяться вимірювання опору і тангенса кута діелектричних втрат ізоляції обмоток, встановлюються залежно від стану і умов роботи конкретного трансформатора і енергопідприємства [20].

Таким чином, передбачена директивними матеріалами система профілактичних випробувань трансформаторів орієнтується в основному на періодичні випробування, причому, як впливає з приведених нижче описів методик і особливостей окремих видів випробувань застосовуються, головним чином, випробування, що проводяться з виведенням трансформатора з роботи. Не входять в нормативний перелік експлуатаційних випробувань такі методи, як вимірювання часткових розрядів (ч. р.) і індикація порушень динамічної стійкості обмоток методом низьковольтних імпульсів. Це методи виявлення пошкоджень, що розвиваються, а також аналіз газів в маслі та оцінки зміни індуктивного опору обмотки.

Детально методика і техніка проведення експлуатаційних профілактичних випробувань електроустаткування високої напруги, зокрема трансформаторів, розглянуті, наприклад, в [3].

Перед проведенням випробувань трансформаторів зовнішня поверхня ізоляції всіх введень повинна бути очищена від пилу і бруду, окрім тих випадків, коли випробування проводяться методом, що не вимагає відключення електроустаткування. Комплект приладів і устаткування, необхідних для випробувань трансформатора і його вузлів, підготовлений виходячи з об'єму вимірювань і випробувань, повинен бути справним, прилади повинні мати непрострочені клейма державної перевірки, свідоцтва і атестат про перевірку. Застосовувати слід прилади класу точності не нижче 0,5, з межами вимірювань, що дозволяють проводити відлік в середній третині шкали.

Значення параметрів, отримані при випробуваннях, повинні бути зіставлені

з початковими їх значеннями, з результатами вимірювання однотипного електроустаткування чи електроустаткування інших фаз, а також з результатами попередніх випробувань. Під початковими величинами вимірюваних параметрів слід розуміти їх значення, вказані в паспортах і протоколах заводських випробувань. За відсутності таких значень як початкові можуть бути прийняті параметри, отримані при приймально-здавальних випробуваннях, при відновному ремонті або при найбільш ранньому з проведених випробувань, результати яких відомі. Висновок про придатність електроустаткування до експлуатації дається не тільки на підставі порівняння результатів випробування з нормами, але і по сукупності результатів всіх проведених випробувань і оглядів.

Система профілактики трансформаторів постійно змінюється в залежності як від виду дефектів, характерних для експлуатованого зараз устаткування, так і від швидкості розвитку дефекту.

Необхідно відзначити, що прийнята [20] система профілактики значною мірою застаріла, оскільки направлена на виявлення дефектів, не характерних для сучасного устаткування. Як показує практика застосування нормативної системи випробування, при профілактичних випробуваннях трансформаторів в основному виявляється збільшення кислотного числа, $tg\delta$ масла, зниження опору ізоляції стяжних болтів і ізоляції ярмових балок (при ревізіях), так само визначаються ті дефекти, які не є джерелом основної маси пошкоджень.

Контроль зволоженості обмоток також не приводить до зменшення числа пошкоджень, оскільки небезпечний вологовміст ізоляції на трансформаторах, оснащених повітря очищувачами, адсорбційними фільтрами і іншими захисними засобами, практично виключено. Взагалі методи випробувань, що стосуються контролю стану тільки ізоляції, не можуть забезпечити повноцінного попередження відмов, оскільки частка пошкоджень із-за дефектів ізоляції складає лише близько половини загального числа пошкоджень.

Типовою для оцінки ефективності існуючого комплексу профілактичних випробувань проведення випробувань трансформаторів 500 кВ, коли для забезпечення високої надійності їх роботи, профілактичні випробування

проводяться по два рази на рік. За 14-річний період лише в одному випадку вдалося виявити пошкодження, що розвивається, при цьому середня пошкоджуваність була близько 7 % за рік. По оцінках частка дефектів силових трансформаторів, що виявляються при випробуваннях, не перевищує 0,1. Необхідна розробка і впровадження методів випробувань, що дозволяють вести періодичне або безперервне спостереження за контролюючими параметрами і визначати найбільш поширені і небезпечні види дефектів.

Система профілактичного контролю трансформатора без виведення його з роботи. Основним напрямом вдосконалення системи профілактичних випробувань електроустаткування, зокрема силових трансформаторів, є впровадження методів виявлення дефектів без виведення устаткування з дії, тобто під робочою напругою.

Оскільки при діагностуванні під робочою напругою немає необхідності відключати випробовуваний трансформатор, то підвищується надійність і економічність роботи енергооб'єктів і енергосистем в цілому як за рахунок відмови від створення на час випробувань так званих ремонтних схем знеповним складом устаткування, так і за рахунок скорочення об'єму оперативних перемикань, які самі по собі є першопричиною відмов і нещасних випадків.

Сама необхідність створення ремонтних схем, що диктується режимом роботи устаткування, часто зумовлює проведення випробувань тільки в певні сезони або час доби (при зниженні навантаження і т. п.). З іншого боку, при випробуваннях під робочою напругою відкривається практична можливість необмежено широкого варіювання періодичності випробувань залежно від фактичного стану трансформатора і ефективності прийнятого методу випробувань. Зокрема, відкривається можливість значного зменшення між випробувального періоду, що дозволяє або понизити норматив бракування без зниження надійності трансформатора і тим самим полегшити відбракування (чим більше допустиме відхилення від норми, тим менше вимоги до точності вимірювань при випробуваннях), або при збереженні колишньої жорсткості нормативів підвищити надійність роботи трансформатора.

Проведення випробувань без відключення трансформатора полегшує вирішення ряду організаційних питань. Зокрема, поліпшуються умови праці випробувачів, оскільки відміняються роботи у вихідні дні і вночі. Виключається вимога укластися часом в жорстко задані терміни відключення устаткування, сприяюче помилці із-за поспіху або проведенню випробувань не в повному об'ємі. Повністю відпадають роботи з розшиновки трансформатора для випробувань.

Відомо, що випробування трансформатора в умовах, коли він знаходиться під робочою напругою і навантаженням, максимально наближають умови випробування до умов роботи в експлуатації (трансформатор нагрітий, розподіл напруги по елементах відповідає експлуатаційному і т. д.). Це забезпечує підвищення ефективності виявлення дефектів. Відмітимо, що деякі з методів випробувань трансформаторів і вводів під робочою напругою (вимірювання часткових розрядів, аналіз розчинених в маслі газів випробування низьковольтними імпульсами, інфрачервона дефектоскопія) не мають таких же ефективних аналогів при випробуваннях, пов'язаних з виведенням трансформатора з роботи. Впровадження в необхідному об'ємі названих і інших розглянутих нижче методів виявлення дефектів силових трансформаторів дозволяє повністю відмовитися від періодичних випробувань трансформаторів з їх відключенням і перейти до комплексу випробувань під робочою напругою, що включає вимірювання $tg\delta$, ємності і ЧР в ізоляції вводів і трансформатора; проведення аналізу масла з бака в необхідному об'ємі, зокрема хроматографічного аналізу розчинених в маслі газів. При цьому потреба у випробуваннях з відключенням трансформатора практично може виникнути тільки при появі ознак дефектів, що розвиваються в трансформаторі.

У межі система випробувань під робочою напругою дозволяє перейти до безперервного контролю стану трансформатора, що забезпечує різке підвищення його надійності з одночасним скороченням витрат на випробування.

3.2 Характеристика окремих методів діагностування ізоляції трансформаторів

Вимірювання струму і втрат холостого ходу. Це вимірювання проводиться з метою виявлення стану магнітопроводу трансформатора, по його результатах виявляють замикання листів сталі магнітопроводу, яке може відбутися через порушення їх ізоляції (лакування) або порушення ізоляції стяжних шпильок, і утворення короткозамкнених контурів намагнітопроводі.

Подібні дефекти можуть виникати при монтажі і капітальному ремонті трансформатора. Вірогідність появи таких дефектів в експлуатації дуже невелика, тому норми [20] пропонують проводити вимірювання струму ХХ при нормальній напрузі або втрат ХХ при зниженій напрузі при приймально-здавальних випробуваннях і після капітального ремонту. При цьому значення струму ХХ не нормується, а втрати ХХ для трансформаторів, що знов вводяться, не повинні відрізнятися від заводських більш ніж на 10 %.

У експлуатації необхідність оцінки стану магнітопроводу виникає при виявленні в маслі працюючого трансформатора розчинених газів, характерних для пошкодження, що розвивається. Оскільки чутливість методу аналізу газовмісту до наявності дефекту як мінімум на порядок вище, ніж у електричних методів оцінки дефектів магнітопроводу, то при рішенні питання про продовження терміну роботи трансформатора без капітального ремонту достатніми є позитивні результати аналізу розчинених в маслі газів, тобто немає необхідності в електричних вимірюваннях.

Значення втрат ХХ в експлуатації не нормується, ознакою відсутності дефекту на магнітопроводі є рівність значень втрат на крайніх стрижнях і збільшене на 30 % значення втрат на середньому стрижні магнітопроводу.

Коли в обсяг випробувань входять вимірювання втрат в сталі трансформатора на зниженій напрузі, визначати їх необхідно на початку всіх вимірювань, до подачі на обмотки трансформатора постійного струму, щоб уникнути підвищення втрат ХХ внаслідок намагнічування сталі трансформатора,

або після зняття залишкового намагнічування магнітної системи, пов'язаного з пропусканням через обмотки постійного струму, а також якщо трансформатор був відключений від мережі вимикачем.

Зняття залишкового намагнічування проводять одноразовим плавним збільшенням і подальшим плавним зниженням збудження змінною напругою (не швидше чим за 30 с.) до значення, що не перевищує малу напругу, при якій проводяться вимірювання. Розмагнічування проводять, пропускаючи струм але одній з обмоток кожного стрижня магнітної системи.

Втрати в однофазних трансформаторах вимірюють по схемі рис. 3.1; оцінюються напруга U , що підводиться, і сумарна споживана випробовуваним трансформатором і вимірювальними приладами потужність P . Потім визначають потужність P_w , споживану вимірювальними приладами за схемою (рис. 3.2) або за формулою

$$P_w = U^2 / R_v + U^2 / R_w$$

де R_v - внутрішній опір вольтметра, Ом; R_w - внутрішній опір паралельної обмотки ватметра, Ом. Втрати холостого ходу, які шукали.

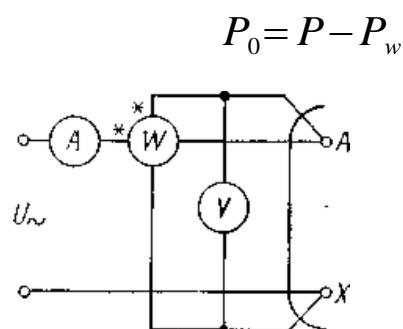


Рисунок 3.1 – Схема вимірювання сумарних втрат ХХ в однофазному трансформаторі

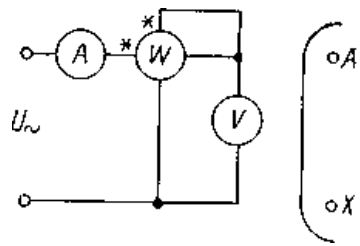


Рисунок 3.2 – Схема вимірювання втрат в вимірювальних пристроях

Для вимірювання втрат трифазного трансформатора при однофазному збудженні проводять три досліди з перетворенням трифазного трансформатора в однофазний шляхом почергового замикання однієї з його фаз і збудженням двох інших. Вимірювання проводять так само, як описано вище для однофазного трансформатора, а втрати в трансформаторі розраховуються як півсума втрат XX , визначених при вказаних трьох дослідах (за вирахуванням споживання приладів) при однаковому значенні напруги, що підводиться.

Коротке замикання обмотки будь-якої фази проводять на відповідних затискачах будь-якій з обмоток трансформатора (ВН, СН або НН); при цьому враховують дійсну схему з'єднання обмоток трансформатора. При вимірюваннях в експлуатації їх необхідно проводити по можливості по тих же схемах і при тій же напрузі, по яких проводилися аналогічні вимірювання на заводі. Вимірювання проводять вимірювальним комплектом К-505, що випускається серійно.

Директивні документи [9, 20] дозволяють оцінювати станмагнітопроводу шляхом вимірювання струму XX . Перехід до вимірювання струму XX за умови наявності струмовимірювальних кліщів на відповідний клас напруги значно знижує трудомісткість і спрощує процес оцінки стану магнітопроводу трансформатора. Струм XX трансформатора визначають як середнє арифметичне струмів трьох фаз у відсотках номінального струму цієї обмотки.

Конструкція струмовимірювальних кліщів, придатних для будь-якого класу напруги (клас напруги кліщів визначається класом застосованої ізолювальної штанги), описана в [25] і приведена на рис. 3.3.

Магнітопровід I від стандартних кліщів типу Ц-90 з катушками

укріплений на ізолювальній штанзі 5 потрібного класу напруги, на якій за допомогою хомута встановлений направляючий блок 4. До важеля 2, жорстко пов'язаного з половинкою магнітопроводу 1, кріпиться тяга 6 з капронової жилки, пропущена через блок 4 і закріплена другим кінцем на управляючій ручці 8, хід якої обмежений упором 7 для утримання тяги в натягнутому стані при зімкненні магнітопроводу кліщів (3 - пружина, що стискає магнітопровід). Як вимірювальний прилад використаний мікроампер метр типу М-24 з випрямним містком, що дозволяє знімати показання приладу без застосування оптичних засобів з відстані до 6м.

Вимірювання опору обмоток постійному струму. У експлуатації вимірювання опору обмоток постійному струму проводять для виявлення погіршення стану контактних з'єднань, а також обривів електричного ланцюга обмотки трансформатора. Це вимірювання проводиться як періодично, так і при виявленні розчинених в маслі газів, характерних для пошкоджень, що розвиваються, а також при відключенні трансформатора від газового захисту.

Необхідно відзначити, що методи контролю опору обмотки постійному струму і вимірювання втрат в сталі по чутливості до дефектів поступаються методу аналізу розчинених в маслі газів. Тому контроль опору обмотки і втрат в сталі слід проводити тільки для оцінки ступеня розвитку дефекту, виявленого хроматографічним аналізом.

Вимірювання опору обмоток постійному струму проводиться двома методами: мостовим і падіння напруги. Струм при вимірюваннях не повинен перевищувати 20 % номінального, щоб уникнути спотворення результатів вимірювань внаслідок нагрівання обмотки. В той же час, з метою зниження часу встановлення струму, його рекомендується вибирати не менше $2\sqrt{2}I_0$ (I_0 - значення діючого струму ХХ, що відповідає номінальному збудженню трансформатора).

Вимірювання проводять відповідно до схеми рис. 3.4. Як джерело струму використовують акумуляторну батарею необхідної ємності, при цьому краще використовувати лужні акумулятори, наприклад типу ТЖН-60.

Проводи ланцюга вольтметра підключають безпосередньо до виводів вимірюваної обмотки трансформатора або реактора, їх власний опір повинен бути не більше 5 % внутрішнього опору вольтметра. Резистор, що включається послідовно з обмоткою і джерелом живлення, служить для регулювання струму. Його опір вибирають в 8 - 10 раз більшим, ніж опір вимірюваної обмотки.

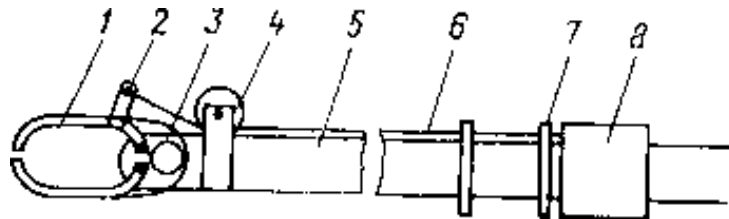


Рисунок 3.3 – Струмовимірювальні кліщі для вимірювання струму в ланцюгах, які знаходяться під напругою вищою 10 кВ

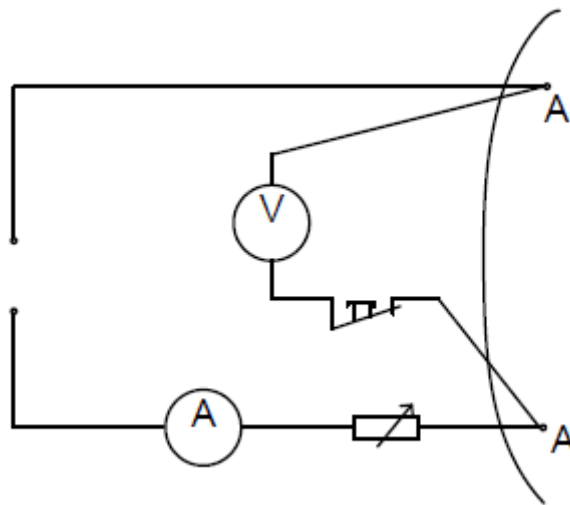


Рисунок 3.4 - Схема для вимірювання малих опорів постійного струму обмотки трансформатора з великою постійною часу

При вимірюваннях опору обмотки з великою постійною часу для зниження часу встановлення струму у вимірювальному ланцюзі, яке для потужних трансформаторів перевищує 30 хв., застосовують тимчасове форсування струму шляхом шунтування резистора або його

частини на декілька секунд.

Вольтметр підключають тільки при сталому значенні струму, а відключають до відключення струму, інакше можливе пошкодження вольтметра від перенапруг, що виникають при обриві струму в індуктивності обмотки. Перед відключенням струму необхідно понизити його до мінімуму, збільшуючи реостатом опір в ланцюзі струму. Для порівняння зміряних опорів їх приводять до однієї температури.

Значення R_0 , зміряне при температурі θ , приводиться до температури θ_x за формулою:

$$R_x = R_0(T + \theta_x) / (T + \theta),$$

де R_x - опір при температурі θ_x , Ом; T - постійна, рівна 235°C для міді і 245°C для алюмінію.

При вимірюваннях цих і інших характеристик ізоляції про яких мовиться нижче (окрім вимірювань ЧР), за температуру обмотки масляного трансформатора, що не піддавався нагріву, приймається температура верхніх шарів масла а для трансформатора, що піддавався нагріву, середня температура обмотки ВН, визначена по методу опору. При цьому за початкових мають бути прийняті дані отримані при випробуванні на заводі.

Температура θ_x визначається за формулою:

$$\theta_x = R_x(T + \theta)R_\theta - T$$

де R_θ - опір обмотки постійному струму, зміряне на підприємстві виробнику при температурі θ (ці значення приведені в паспорті трансформатора).

Оцінку результатів проводять шляхом порівняння отриманих значень з даними вимірювань на заводі, приведеними в паспорті, а також із значеннями опорів, отриманих на відповідних відгалуженнях інших фаз. Порівнювані

значення не повинні відрізнятися один від одного більш ніж на 2 %.

Вимірювання опору, тангенса кута втрат і ємності ізоляції трансформатора і виводів. Ізоляційними характеристиками трансформаторів є опір ізоляції R60, тангенс кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$, ємність ізоляції обмоток і відносний приріст ємності при зміні частоти або часу розряду. Відносний приріст ємності при зміні тривалості розряду визначають тільки на обмотках, не залитих маслом, в режимі одноразового заряду і розряду ємності випробовуваних обмоток при двох значеннях тривалості розряду (наприклад, 0,02 і 1 с).

Характеристики ізоляції, окрім рівня ЧР, вимірюють при температурі ізоляції не нижче $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$; при цьому за температуру введення, встановленого на силовому трансформаторі, що не піддавався нагріванню, приймається температура навколишнього середовища, або температура масла силового трансформатора. Вимірювання дозволяється проводити не раніше ніж через одну годину після відключення трансформатора або реактора або відключення струму, що нагріває обмотку, і через 30 хв. після відключення зовнішнього нагрівання. Перед початком вимірювань і перед кожним вимірюванням обмотки необхідно заземляти не менше ніж на 2 хв.

Вимірювання проводять завжди по одних і тих же схемах і в одній і тій же послідовності, вказаній в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Порядок вимірювання характеристик ізоляції

Двохобмоткові трансформатори і трьохобмоткові автотрансформатори		Трьохобмоткові трансформатори		Трансформатори з розщепленою обмоткою	
Обмотки, на яких роблять виміри	Заземлюючі частини трансф.	Обмотки, на яких роблять виміри	Заземлюючі частини трансф.	Обмотки на яких роблять виміри	Заземлюючі частини трансф.
Н – Н В – Н ВН - НН	Бак, ВН Бак, ННБак	НН СН ВН	Бак, СН, ВН Бак, ВН, НН ВН+СН ВН+СН+НН	НН1 НН2 ВН ВН+НН1(2) ВН+НН1+НН2	Бак, НН2 Бак, НН1 Бак, НН1 Бак, НН2

Всі доступні виводи обмотки, на якій проводять вимірювання, сполучають між собою. Виводи однієї із сторін автотрансформатора допускається не приєднувати до схеми вимірювань.

Опір ізоляції трансформаторів в експлуатації вимірюють при поточних ремонтах, в тих випадках, коли спеціально для цього не вимагається розшировка трансформатора. Окрім цього, опір ізоляції вимірюють при випробуваннях, що проводяться з метою з'ясування стану трансформатора при появі ознак несправності.

Вимірюють опір ізоляції мегомметром на напругу 2500 В, допускається застосування мегомметрів на напругу 1000 В при випробуваннях трансформаторів з вищою напругою 10 кВ і нижче, а також з вищою напругою 35 кВ потужністю менше 16 МВА.

Опір ізоляції проводів мегомметра повинен бути не менше його верхньої межі вимірювання. Результати відраховуються двічі, через 15 і 60 с після прикладання напруги до ізоляції обмотки. Допускається за початок відліку приймати момент початку обертання рукоятки мегомметра. Отримані величини R_{60} і відношення R_{60}/R_{15} в експлуатації не нормуються, але враховуються при комплексному розгляді результатів. Для трансформаторів, що вводяться, опір ізоляції R_{60} , приведений до температури паспортного вимірювання і повинний бути не менше 70 % вказаного в паспорті трансформатора.

Перераховувати характеристики ізоляції, приводячи їх до іншої температури, допустимо при різниці температур 10 °С для трансформаторів і реакторів потужністю до 80 МВА і на напругу до 150 кВ і при різниці 5 °С для решти трансформаторів і реакторів. Перерахунок при більших, ніж вказані, різницях температур приведе до неприпустимих похибок, оскільки фактично залежність ізоляційних характеристик від температури для кожного апарату індивідуальна, і лише у вказаних межах зміни температури можливе усереднювання зміни характеристик ізоляції і використання цих усереднених коефіцієнтів для перерахунку з допустимою похибкою.

У вводит вимірюється опір ізоляції тільки вимірювальної і останньої

обмотки щодо сполучної втулки; у експлуатації значення повинне бути не менше 500 МОм.

Вимірювання опору ізоляції є методом, що дозволяє виявити місцеві дефекти, які не розповсюдилися від електроду до електроду, наприклад від провідників обмотки однієї напруги до провідників обмотки іншої напруги або на заземлені елементи. Безумовно, це вимірювання дозволяє виявити і дефект, що охопив весь об'єм ізоляції. Характер дефекту визначають на основі порівняння результатів вимірювання опору ізоляції з результатами вимірювань інших характеристик, зокрема $tg\delta$ ізоляції.

Вимірювання діелектричних втрат в ізоляції дозволяє виявити дефект, поширений на весь об'єм ізоляції. Чим більша ємність вимірюваного об'єкту, тим більша частина об'єму ізоляції повинна бути охоплена дефектом (наприклад, зволоженням), щоб вимірюванням $tg\delta$ ізоляції можна було виявити дефект на ранній стадії розвитку. Вимірювання $tg\delta$ проводиться на тих же ділянках ізоляції трансформатора, на яких вимірюють опори.

Для вимірювань використовуються мости змінного струму (наприклад, типу Р-5026), що включаються найчастіше по «перевернутій» схемі. Вимірювання проводять при живленні випробувального трансформатора вимірювальної схеми напругою змінного струму частотою $50\pm 5\%$ Гц. Для трансформаторів, залитих маслом, напруга, при якій вимірюють $tg\delta$, повинна складати 60 % випробувальної напруги обмотки, але не більше 10 кВ.

Одночасно з вимірюванням $tg\delta$ ізоляції трансформатора вимірюють ємність ділянок ізоляції. Необхідно відзначити, що $tg\delta$ і ємність ізоляції в процесі експлуатації зберігають стабільні значення, а $tg\delta$ навіть має тенденцію до зниження у трансформаторів, які не мають дефектів, що розвиваються, і не приводять до погіршення стану масла або ізоляції. Тому порівняння результатів вимірювання ємності з даними вимірювань на заводі або після монтажу дозволяє судити про точність проведених вимірювань. При відхиленнях ємності необхідно перш за все переконатися, чи немає власних ємностей схеми, зниженого опору ізоляції ділянок схеми і інших чинників, що впливають на

отриманий результат. Якщо точність вимірювання забезпечена; та зміна ємності указує на наявність дефекту у вимірюваній ізоляції, пов'язаного або з пробоем частини ізоляції, або з її зволоженням. Зазвичай суміщають вимірювання характеристик ізоляції трансформатора і його виводів. Вимірювання $tg\delta$ виводів має деякі особливості, тому зупинимося докладніше на цьому виді вимірювань. У виводів, встановлених на трансформаторі, $tg\delta$ може бути змірянний тільки за наявності виводу від вимірювальної або останньої обкладинки виводів. Така термінологія прийнята в [20], і при цьому мається на увазі, що вимірювальне обкладання - це обкладання для підключення пристрою для вимірювання напруги. У назві типу такого введення є буква П, наприклад, БМВП, ГБМТП тощо, і в схемах заміщення такий вивід позначається як Vn - вивід для підключення ПН, а ділянку ізоляції між вимірювальним і останнім обкладаннями, що є частиною основою ізоляції виводу, позначають C_2 або Cn .

Відразу ж відзначимо, що $tg\delta$ цієї ділянки ізоляції вимірюють при напрузі 10 кВ і нормовані значення $tg\delta$ для нього ті ж, що і для основної ізоляції виводу. Вивід від останньої обкладинки виводу з паперово- масляною ізоляцією виконують спеціально для вимірювання основної ізоляції виводу C_1 позначають на схемах заміщення як VI і називають цей вивід вимірювальним.

Ділянка ізоляції між останньою обкладинкою виводу і фланцем C_3 є технологічною, тобто накладена на останню обкладинку паперова ізоляція зазвичай є механічним захистом останньої обкладинки від пошкоджень при зсуві остову введення.

Оскільки стабільність ізоляції цієї ділянки і її ємність не можуть бути забезпечені навіть при нормальному стані введення, то вимірювання $tg\delta$ і ємності служить тільки як додаткова інформація про стан введення, а значення в експлуатації не нормується.

Наявність виводів Vn або Vi дозволяє зміряти ізоляційні характеристики виводів, встановлених на трансформаторі, при цьому основна ізоляція введення C_1 вимірюється по нормальній схемі, а ізоляція вимірювальної і останньої обкладок - по перевернутій (рис. 3.5).

При вимірюванні основної ізоляції виводів з підключенням до Bn необхідно враховувати або виключати погрішність від шунтування вимірювального плеча моста великою за значенням ємністю вимірювального конденсатора [$(15\div 30)\cdot 10^3$ пФ], оскільки це вносить вимірювань $\text{tg } \delta$ похибку

$$\Delta \text{tg} \delta = \omega C_{\phi} R_{\zeta} = \omega R_4 C_0 C_{\phi} / C_x \quad (3.1)$$

тут C_{ϕ} - ємність вимірювального конденсатора, що шунтує плече R_{ζ} , пФ;

C_0 - ємність еталонного конденсатора, пФ;

C_x - ємність вимірюваного об'єкту, пФ.

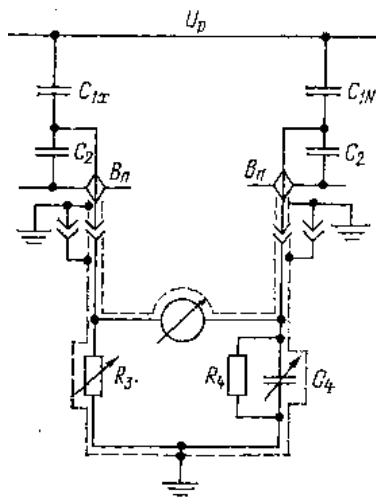


Рисунок 3.5 – Схема вимірювання $\text{tg} \delta$ основної ізоляції введення з використанням в якості еталонної ємності другого аналогічного введення. Пунктиром показано екран, що захищає вимірювальну схему від наведених напруг

Наявність ємності, що шунтує плече R_{ζ} збільшує дійсне значення $\text{tg} \delta$, оскільки при урівноваженні моста в цьому випадку необхідно додатково збільшити ємність еталонного плеча C_4 . Це означає, що збільшується величина зміряного $\text{tg} \delta$ i , тому обчислену поправку необхідно відняти із зміряного значення $\text{tg} \delta$ i :

$$tg\delta = tg\delta_i - \Delta tg\delta \quad (3.2)$$

Для виключення цієї похибки при вимірюваннях досить проводити їх при зменшеному в 10 разів опорі плеча $R_4 = 318 \text{ Ом}$. В цьому випадку при вимірюванні $tg\delta$ виводів з ємністю $C_l \geq 500 \text{ пФ}$ при максимально можливому значенні $C_{ш} = 30\,000 \text{ пФ}$ похибка вимірювання складе або 0,03%, що значно нижче допустимої похибки, в той час, як при $R_4 = 3184 \text{ Ом}$ похибка складе 0,3%, що перевищує допустиму, рівну 0,1 %.

$$\Delta tg\delta = (30000/500) \cdot 50 \cdot 10^{-7} = 3 \cdot 10^{-4}$$

Можна виключити цю похибку і розрахунком за формулами (3.1) і (3.2).

При випробуваннях виводів можна вимірювати їх ємність і $tg\delta$ під робочою напругою. Методи контролю виводів під робочою напругою детально розглянуті в [29], один з варіантів практичної реалізації описаний в [42], де дана також оцінка переваг і недоліків різних методів вимірювання $tg\delta$ і ємності під робочою напругою. При переході на вимірювання під робочою напругою необхідно вирішити три завдання: безпечне підключення вимірювальної схеми до вимірювальних обкладинок устаткування; вибір еталону на робочу напругу; нормування результатів вимірювань.

Розглянемо питання нормування результатів. Відомо, що для ізоляції виводів $tg\delta$ практично не залежить від прикладеної напруги аж до робочої максимальної напруги $U_{p,max}$. Тому значення $tg\delta$, що нормується для $U_{p,max} = 10 \text{ кВ}$, залишається тим же самим і для робочої напруги.

Крім того, при випробуваннях виводів на заводі значення $tg\delta$ вимірюється при $U_{p,max} = 35 \text{ кВ}$ і $U_{p,max}$ надається в паспорті виводів. Це значення в процесі експлуатації виводів змінюється тільки при появі дефектів виводів, тому і воно може бути використане для оцінки результатів вимірювань під робочою напругою.

Таким чином, при переході на вимірювання $tg\delta$ і ємності під робочою

напругою не вимагається розробки і узгодження будь-яких нових норм.

Зазвичай в мостових схемах використовується еталон із стабільним значенням ємності і $tg\delta_{ет} = 0$ (газонаповнені конденсатори).

Необхідну точність вимірювань можна забезпечити, використовуючи еталон і не з такими, як вказано вище, характеристиками, але з обов'язково відомими у момент вимірювань.

При цьому необов'язково $tg\delta = 0$, тоді дійсне значення $tg\delta$ вимірюваного об'єкту буде рівне сумі значень $tg\delta$ і $tg\delta_{ет}$, причому значення $tg\delta_i$ підставляється в суму з тим знаком, який отриманий при вимірюваннях (якщо $tg\delta_{ет} > tg\delta$, то $tg\delta_i$ буде із знаком мінус). Сказане пояснює векторна діаграма на рис. 3.6.

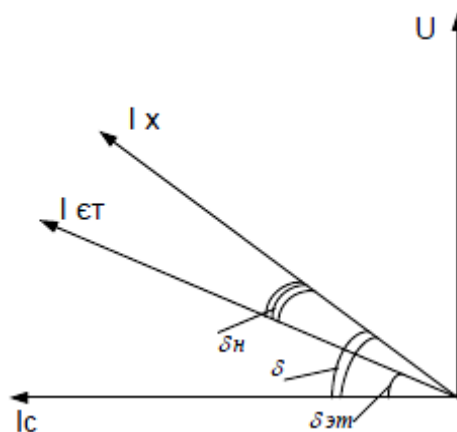


Рисунок 3.6 – Векторна діаграма вимірів $tg\delta$ з еталоном, що має $tg\delta \neq 0$

Як еталонні об'єкти при вимірюваннях $tg\delta$ під робочою напругою можуть бути використані виводи, трансформатори струму з конденсаторною ізоляцією, конденсатори зв'язку, встановлені на тій же фазі, що і вимірюваний об'єкт. Еталонні об'єкти можуть входити в схему сусідніх приєднань за умови, що це приєднання знаходиться на тих же шинах, що і випробовуваний трансформатор.

Перед початком вимірювань визначають ємність об'єкту, вибраного як

еталон, і встановлюють його $tg\delta_{em}$ (за даними вимірювань на напрузі 10 кВ). Вимірювання ємкості проводиться по методу амперметра - вольтметра, тобто підключають амперметр між вимірювальними обкладами і землею і вимірюють струм, потім вимірюють напругу на вторинній обмотці трансформатора напруги і визначають напругу на шинах. По цих значеннях обчислюють ємність еталонного об'єкту:

$$C_{e0} = I_C / \omega U_\theta$$

де C_{e0} - ємність еталонного об'єкту, мкФ;

I_C - струм, що протікає через C_{e0} , мА;

U_θ - напруга, прикладена до C_{e0} , кВ;

ω - кутова частота напруги U_θ .

Безпечне підключення до вимірювальних обкладок еталонного і вимірюваного введення під робочою напругою забезпечується попередньою установкою на відключеному трансформаторі спеціальних пристроїв, які використовують затискні колодки з резисторами, релейні випробувальні блоки і ін. Цей пристрій встановлюють на зручній для обслуговування висоті і сполучають одну сторону його коаксіальним кабелем з вимірювальним виведенням введення, іншу - заземляють.

Висновки до розділу

При вимірюванні ємнісного струму або $tg\delta$ заздалегідь збирають схему, перевіряють зв'язок кабелю вимірювальної схеми із землею (через прилади або вимірювальне плече моста), потім підключають до затискної колодки з резисторами або до випробувального блоку БІ-4. Використання таких пристроїв дозволяє без розриву струму в ланцюзі заземлення вимірювального обкладання введення підключити до неї вимірювальну схему, тобто тим самим уникнути появи високого потенціалу на елементах всього вимірювального ланцюга.

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ ПОШКОДЖУВАНOSTІ ІЗОЛЯЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ МАСЛОНАПОВНЕНИХ ВВОДІВ

4.1 Дослідження пошкоджуваності ізоляції високовольтних вводів, як елемента силових трансформаторів

За період з 2014 по 2019 рік відділом діагностики НДІ «ЗТЗ-сервіс» обстежено більше 300 одиниць трансформаторного устаткування на енергооб'єктах України і країн ближнього і дальнього зарубіжжя. Виконана оцінка стану 46 трансформаторів за наслідками розширених фізико-хімічних і хроматографічних аналізів масла. Для 18 трансформаторів за наслідками обстежень продовжений термін експлуатації без проведення капітального ремонту. В шести випадках трансформатори повністю забраковані [24].

За наслідками комплексних обстежень трансформаторів виявлені наступні дефекти:

- забруднення масла - 71 випадок;
- забруднення ізоляції - 65 випадків;
- підвищена вологовмісткість масла - 43 випадки;
- сильне зволоження целюлозної ізоляції - 48 випадків;
- дефекти у вводах - 74 випадки;
- дефекти в пристроях регулювання напруги - 45 випадків;
- джерела нагріву і розрядів - 64 випадки;
- деформації обмоток - 8 випадків;
- вичерпання целюлозною ізоляцією свого ресурсу - 12 випадків;

- погіршення стану контактних під'єднувань - 10 випадків;
- зниження зусиль пресування обмоток і магнітопроводу - 15 випадків.

Парк трансформаторів потужністю більше 80 МВА, виготовлених заводами СНД а також тих, які знаходяться сьогодні в експлуатації складає близько 5500 одиниць. Середня кількість аварій за період 2015-2019 роки - 17 аварій за рік.

Основна частина аварійних відмов (більше 55%) - це трансформатори з напрацюванням більше 20 років, 28% трансформаторів, що пошкодились, мають напрацювання більше 30 років. 10% відмов - це відмови трансформаторів з напрацюванням менше 3 років [12,13]. В таблиці 4.1 приведені результати аналізу пошкоджуваності основних елементів силових трансформаторів (СТ).

Таблиця 4.1 – Аналіз пошкоджуваності основних елементів СТ

Компонент	2005-2009рр.	2015-2019рр.	
		Блочні	Магістральні
Повздожжня ізоляція	16	41	28
Головна ізоляція	15	13	18
Старіння ізоляції	1	7	3
Деформація	6	3	5
Відводи/з'єднання	1	3	2
Магнітопроводи/шунти		7	2
Вводи	45	20	38
РПН	16	6	5

Умови експлуатації трансформатора зумовлюють вид пошкодження. Магістральні автотрансформатори (АТ) мають наступні пошкодження:

- пошкодження ізоляції обмотки ВН (висока напруга) (забруднення);
- деформацію обмоток СН (середня напруга), НН (низька напруга);
- пошкодження ізоляції вводів.

Блочні трансформатори мають такі пошкодження:

- електричні пошкодження обмоток ВН;

- тенденції збільшення відмов через старіння обмоток НН;
- перегрів вводів і з'єднань.

Для трансформаторів власних потреб блоків характерні наступні пошкодження:

- пошкодження РПН (забруднення ізоляції і перегрів контактів);
- пошкодження вводів і з'єднань (перегрівши і пробій ізоляції);
- деформації обмоток НН.

Результати обробки спеціалістами НДІ «ЗТЗ Сервіс» статистичної інформації про аварії силових трансформатор електричних станцій в країнах СНД приведені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Аварії в 2015-2019 роках (в % до загальної кількості аварій)

Компонент	Трансформатори електричних станцій			
	Блочні	Власних потреб	Пускорезервні	Зв'язку
Повздовжня ізоляція	41	15	25	28
Головна ізоляція	13	-	-	18
Деформація обмоток	3	15	25	5
Старіння ізоляції	7	-	-	3
Відведення	3	-	-	3
Вводи	20		50	38
РПН	6	70	-	5

Зниження діелектричних властивостей масла і поверхні фарфору та остову, утворення провідного осаду на фарфорі вводів (рис. 4.1), призводить до розвитку розрядів і перекриття по цій поверхні з подальшим вибухом вводу.

Рівень пошкоджень потужних трансформаторів, зв'язаних з проблемами РПН знаходиться в межах 5-20 %.

В таблиці 4.3 приведені результати обробки статистичної інформації про причини виведення з експлуатації і направлення на ремонт

високовольтних вводів (матеріали надані службою ремонтів високовольтного обладнання Південно-Західної електроенергетичної системи).



Рисунок 4.1 – Провідний осад на фарфорі вводів 14 % від всіх пошкоджень припадає на пошкодження пристроїв РПН.

Таблиця 4.3 – Причини виведення високовольтних вводів

Клас напруги, кВ		Причини виведення вводів із експлуатації						
		Tgδ	Cx	w	T	ЧР	ХАРГ	сум а
110	n	7	7	8	0	0	5	27
	%	25,9259	25,9259	29,6296	0	0	18,5185	100
150	n	1	3	7	2	1	5	19
	%	5,263158	15,78947	36,84211	10,52632	5,26315	26,3157	100
220	n	4	3	3	1	0	2	13
	%	30,76923	23,07692	23,07692	7,692308	0	15,38462	100
330	n	2	1	18	1	1	9	32
	%	6,25	3,125	56,25	3,125	3,125	28,125	100
500	n	0	0	0	0	0	4	4
	%	0	0	0	0	0	100	100
750	n	1	2	1	1	1	2	8
	%	12,5	25	12,5	12,5	12,5	25	100

Пояснення до таблиці: $\text{tg}\delta$ - відхилення тангенса кута діелектричних втрат від норми; Сх - погіршення показників ізоляції високовольтних вводів; w - підвищена вологість масла; Т - незадовільна температурна картина високовольтного вводу; ЧР - погіршені показники часткових розрядів; ХАРГ - незадовільна концентрація газів в маслі.

4.2 Дослідження пошкоджуваності ізоляції високовольтних вводів, як елементу високовольтних вимикачів

Пошкоджуваність ізоляції високовольтних вимикачів залежить від багатьох факторів, які впливають на вимикач, як правило, одночасно (рис. 4.2). Це такі, як конструкція вимикача, місце і якість експлуатації, обслуговування і ремонтів.



Рисунок 4.2 - Пошкоджений повітряний вимикач

Для масляних вимикачів характерними пошкодженнями є: пошкодження пружинного приводу, пошкодження головних контактів, пошкодження котушок увімкнення, пошкодження дугогасильних камер, пошкодження СБК, втрата властивостей масла, відмова в роботі масляного буфера, зменшення ходу в контактах камер, збільшення перехідного опору контактів полюса, сильно затиснуті щоки направляючих пристроїв,

заклинювання траверси, затягування часу при АПВ, погане центрування дугогасильних камер, відмова в увімкненні полюса вимикача або неповне увімкнення, великі люфти між полюсами, погана робота вимираючих пружин, поганий стан дугогасильних камер (великий нагар в дугогасильних камерах).

До пошкоджень ізоляції масляних вимикачів призводить не виявлене вчасно зростання на 0,5...4 мм (залежить від стану приводу і розташування полюса щодо приводу) ходу контактів в камерах (вжиму) при динамічному увімкненні вимикача [16, 23].

В таблиці 4.4 приведені результати обробки статистичної інформації про кількісний склад відмов елементів при пошкодженнях повітряних вимикачів (матеріали надані службою ремонтів високовольтного обладнання Південно-Західної електроенергетичної системи).

Якісно і вчасно виявити такі несправності відомими методами та засобами (за допомогою вібрографа) неможливо. Для цього потрібно розробити спеціальні прилади контролю вимикачів, які дозволяють перевіряти вжим контактів не лише при ремонтах вимикача (динамометри та інші відомі засоби), а і у процесі експлуатації.

Характерними пошкодженнями елегазових вимикачів є втрата якості ущільнень, втрата елегазу, погіршення властивостей елегазу, порушення в роботі мікропроцесорної системи контролю і управління, викликане поганою якістю напруги живлення цієї системи, порушення в роботі приводу, втрата властивостей мастил системи приводу.

Враховуючи великий парк вимикачів більш докладно розглянемо пошкоджуваність повітряних вимикачів.

Після аналізу літератури та протоколів випробувань вимикачів Південно-Західної електроенергетичної системи була складена таблиця причин відмов вимикачів.

Таблиця 4.4 – Відмови повітряних вимикачів 110-750 кВ за період з 12.01.2015 року по 20.12.2019 року в Південно-Західній електроенергетичній системі

Складові частини вимикача	ВВБ-750		ВВД-330		ВВ-330Б		ВВШ-110	
	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%
епоксидне введення	3	20	1	50	-	-	-	-
колонки управління	6	40	-	-	-	-	-	-
дугтевий клапан камери	2	13,5	-	-	1	10	1	8,33
дугтевий клапан відокремлювача	-	-	-	-	1	10	1	8,33
манометри	1	6,66	-	-	-	-	-	-
конденсатор	1	6,66	-	-	-	-	-	-
контакти камери	-	-	-	-	-	-	1	8,33
контакти відокремлювача	-	-	-	-	-	-	1	8,33
обігрів шафи	-	-	-	-	1	10	-	-
клапани увімкнення	-	-	-	-	1	10	-	-
клапани вимкнення	-	-	-	-	1	10	-	-
гумові ущільнення	-	-	-	-	4	40	-	-
фарфор камери	-	-	-	-	-	-	4	33,32
фарфор відокремлювача	-	-	-	-	1	10	1	8,33
електромагніти	-	-	-	-	-	-	1	8,33
СБК	1	6,66	-	-	-	-	-	-
клапани управління	1	6,66	1	50	-	-	1	8,33

Чимало пошкоджень вимикачів спричинено пошкодженнями високовольтних вводів. На підстанції 750 кВ «Вінницька» Південно-Західної електроенергетичної системи повітряним вимикачем ВВБ-750 кВ, встановленим в комірці „1В”, виконувалися неодноразово комутації ЛЕП 750 кВ «Західно-Українська» при напрузі близькій до максимально допустимої. 2 червня 2008 року при виконанні вимикачем операції «увімкнення» для вводу лінії в роботу, черговим персоналом виявлено витік повітря з вказівника продування системи вентиляції верхньої дугогасильної камери четвертого елемента полюса „А”, що свідчить про заповнення порожнини між фарфоровою покришкою та епоксидним вводом стиснутим повітрям. Для запобігання подальшого пошкодження вимикача, він був знеструмлений та виведений з роботи. При розбиранні модуля виявленні тріщини прохідного епоксидного вводу в районі торця зрівнювальної обкладки зі сторони баку вимикача. Дефектний ввід був замінений на новий і вимикач введений в роботу.

Також був зафіксований випадок пошкодження вимикача ВВБ-750 з причини епоксидного вводу на підстанції 750 кВ “Вінницька” в ПЗЕС 05.09.2016 (вимикач 4В фаза С).

На рисунку 4.3 показаний пошкоджений епоксидний ввід високовольтного вимикача.



Рисунок 4.3 – Пошкоджений епоксидний ввід високовольтного вимикача

4.3 Дослідження пошкоджень високовольтних вводів

Аналіз пошкоджуваності силового електроустаткування показує, що найбільша кількість аварій відбувається із-за незадовільного стану високовольтних вводів [13, 19].

Поява типових дефектів, що виникають в маслонаповнених вводах 10-750 кВ, і їх подальший розвиток обумовлені:

- порушеннями технологічної дисципліни в процесі виготовлення;
- порушеннями вимог нормативно-технічної документації по зберіганню, монтажу і експлуатації вводів або устаткування, на якому вони встановлені;
- зниженням діелектричних властивостей ізоляції в результаті прискореного старіння, викликаного взаємодією конструкційних матеріалів або іонізаційними процесами.

У герметичних маслонаповнених вводах найчастіше зустрічаються наступні види дефектів (табл. 4.4):

- перегрів внутрішніх контактів;
- пробій остову;
- наявність ЧР в ізоляційному остові;
- зволоження і старіння внутрішньої ізоляції вводу;
- протікання масла;
- відкладання в маслі жовтого провідного осаду і відкладення його на внутрішній поверхні нижньої фарфорової покритишки при підвищеній напруженості електричного поля і/або підвищеній температурі масла.

Цей процес може привести до перекриття вводу по внутрішній поверхні фарфорової покритишки [13]. Відкладення осаду підвищує тангенс кута діелектричних втрат масла ($\text{tg}\delta$) у ввіді до 20-40 % і більше [15]. Про ступінь погіршення ізоляції можна судити по збільшенню $\text{tg}\delta$ зовнішніх шарів ізоляції. При зростанні $\text{tg}\delta$, можливе збільшення концентрації горючих газів [14]. Цей процес характерний для герметичних трансформаторних вводів, залитих маслом

T-750 [16].

Більшість відмов негерметичних вводів 110-220 кВ пов'язано з пробоемабо перекриттям внутрішньої ізоляції, а також механічними пошкодженнями фарфорових покришок (цей дефект характерний для вводів масляних вимикачів).

Для трансформаторних негерметичних вводів переважаючими видами дефектів внутрішньої ізоляції є окислення масла, зростання $\text{tg}\delta$ основної ізоляції, погіршений стан зовнішніх шарів ізоляції. Для негерметичних вводів масляних вимикачів характерними є зволоження масла і погіршення стану зовнішніх шарів ізоляції.

Для "холодних" негерметичних вводів масляних вимикачів, заповнених маслом, найпоширенішим дефектом є утворення воску внаслідок розвитку іонізаційних процесів в паперово-масляній ізоляції вводу.

У вводах, залитих маслом ГК, спостерігається підвищене газовиділення, що може сприяти швидкому розвитку дефекту.

На рис. 4.4 - 4.6 показані розподіли причин пошкоджуваності вводів (за даним служби ремонтів високовольтного обладнання ПЗЕС за період з 2010 по 2019 роки).

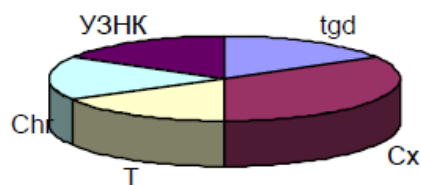


Рисунок 4.4. Розподіл причин пошкоджуваності вводів 750 кВ

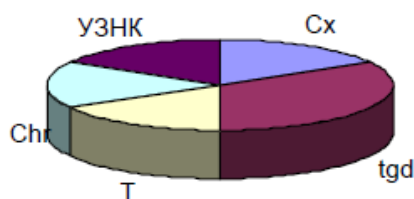


Рисунок 4.5. Розподіл причин пошкоджуваності вводів 330 кВ

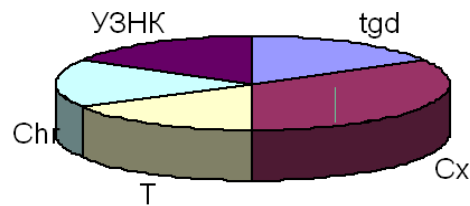


Рисунок 4.6. Розподіл причин пошкоджуваності вводів 220 кВ

Види пошкоджень в остові вводу з паперово-масляною конденсаторною ізоляцією остову:

- Розряди усередині остову (погане просочення, перенапруження в окремих шарах конденсаторних обкладок, зсув обкладок).
- Механічні пошкодження центральної труби.
- Висока температура труби і прилеглого паперу.
- Погіршення контакту мідної заземленої обкладки з алюмінієвою фольгою.

Ефект провідного осаду на фарфорі призводить до зниження діелектричних властивостей масла і поверхні фарфору і остову, що приводить до розвитку розрядів і перекриття по цій поверхні з подальшим вибухом вводу [23].

Високовольтні вводи є одними з компонентів, з вини яких відбулося більш ніж 20-30 % аварій трансформаторів [24].

Статистика пошкоджень вводів [22]:

- 63 пошкоджень вводів на потужних трансформаторах відбулося з 2015 року.

Вік цих вводів - від 2 до 15 років;

- 15 аварій супроводжувались вибухом і пожежею;
- 49 вводів було замінено через появу в їх маслі газів характерних для часткових розрядів [22].

Має місце ефект провідного осаду на фарфорі вводів.

В діагностуванні високовольтного обладнання широко використовуються засоби тепловізійного контролю. Під час експлуатації мають місце нагриви елементів конструкції високовольтних вводів. Приклад нагріву компенсатора тиску високовольтного вводу показаний на рисунку 4.7.

Таблиця 4.5 – Типові дефекти для маслонаповнених вводів [19]

Група вводів, тип масла	Типовий дефект	Основні контрольовані параметри, необхідні для діагностування та визначення типового дефекту
Герметичні трансформаторні вводи		
Герметичні трансформаторні вводи 110-500 кВ	- перегрів внутрішніх контактів - пробій остову - наявність ЧР в ізоляційному остові - зволоження і старіння внутрішньої ізоляції	Згідно РД 34.45-51.300-97
	- протікання масла	Тепловізійний контроль
Герметичні трансформаторні вводи 110-500 кВ Масло Т-750	- перекриття по внутрішній поверхні нижньої фарфорової покришки, - відкладення жовто-бурого осаду на нижній фарфоровій покришці	1) Вимірювання електричних характеристик, 2) Визначення $tg\delta$, 3) ХАРГ, 4) Тепловізійний контроль
Негерметичні трансформаторні вводи	Окислення і зволоження масла	1) Вимірювання електричних характеристик 2) Фізико-хімічний аналіз масла
Негерметичні вводи масляних вимикачів 220 кВ Масло ГК	Утворення Х-воску в остові вводу	1) ХАРГ, 2) Вимірювання електричних характеристик, 3) Тепловізійний контроль

Високовольтні вводи є одними з компонентів, з вини яких відбулося більш ніж 20-30 % аварій трансформаторів [24].

Статистика пошкоджень вводів [22]:

- 63 пошкоджень вводів на потужних трансформаторах відбулося з 2015 року.

Вік цих вводів - від 2 до 15 років;

- 15 аварій супроводжувались вибухом і пожежею;
- 49 вводів було замінено через появу в їх маслі газів характерних для часткових розрядів [22].

Має місце ефект провідного осаду на фарфорі вводів.

В діагностуванні високовольтного обладнання широко використовуються засоби тепровісійного контролю. Під час експлуатації мають місце нагриви елементів конструкції високовольтних вводів. Приклад нагріву компенсатора тиску високовольтного вводу показаний на рисунку 4.7.



Рисунок 4.7 – Нагрів компенсатора тиску високовольтного вводу

Впровадження в експлуатаційну практику хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів дозволило в ряді випадків запобігти ушкодженню устаткування в роботі. Однак, останнім часом у Південно-Західну електроенергетичну систему доставлено кілька вводів, ізоляційні характеристики яких відповідали вимогам норм, а в маслі виявлені розчинені гази.

У маслі одного вводу гази були в таких концентраціях: H_2 - 273 ppm, O_2 - 0,24 ppm, N - 2,2 ppm, CH_4 - 182 ppm, C_2H_6 - 53 ppm, C_2H_4 - 9 ppm,

C_2H_2 - відсутній. З вводу було злите масло, зняті верхні й нижня порцелянові покриття. На пружинах, що компенсують, установочних гвинтах і

трубі вводу виявлені сліди горіння мікродуг у маслі. Для пояснення причин виникнення цих дуг розглянемо рис. 4.8, на якому представлений ескіз верхньої частини вводу, де прийняті наступні умовні позначення: 1 - труба; 2 - гвинти установочні; 3 - гайка стяжна; 4 - диск стяжний допоміжний; 5 - диск стяжний; 6 - вставка натискна; 7 - диск натискний верхній; 8 - контур короткозамкнений; 9 - пружини, що компенсують тиск; 10 - покриття порцелянова; 11 - покриття ізоляційне труби й шпильки; 12 - шпильки стяжні; 13 - прокладка ізоляційна; 14 - піддон; 15 - екран; • - виявлені й можливі перегріви місця торкань і горіння мікродуг: а - гвинтів установочних і диска стяжного допоміжного; б - гвинтів установочних і диска стяжного; в - гвинтів установочних і вставки натискної; г - шпильок стяжних і диска стяжного; д - шпильок стяжних і диска натискного верхнього; е - шпильок стяжних і пружин що компенсують; ж - пружин що компенсують і диска натискного верхнього; з - пружин що компенсують і піддона; і пружин, що компенсують тиск і труби.

Причиною появи мікродуг у маслі є утворення короткозамкнених контурів для магнітного потоку, утвореного робочим струмом вводу (поз. 8 рис. 4.18). По цих контурах протікає струм, який пропорційний струму вводу й площі контуру, що перетинається магнітним потоком. Найбільший струм може протікати по контуру «труба 1 - гайка 3 - гвинт 2 - диск 7 - пружини 8 - місце « і » замикання пружини й труби - труба 1». Трохи менший струм може протікати по контуру «диск 7 - пружини 8 - піддон 14 - шпилька 12 - диск 7». Величина цього струму залежить від місця розташування місця електричного контакту пружин 8 з диском 7 і піддоном 14. На рис. 4.18 показані крайні положення таких точок. Ще менший струм може протікати по контуру «диск 7 - пружина 8 - місце «е» замикання пружини на шпильку 12 - місце д «замикання шпильки на диск 7».

Залежно від місця розташування місць торкання пружини струм протікає по одному або іншому контуру, показаному в лівій частині рисунку 4.8, або по периметру обох контурів. Через точки «а, б, м, д» струми можуть протікати у випадку ненадійного контакту в точці « в » і випадкових

контактів у точках « а, б, м, д ». Шлях струму тоді проходить від одного гвинта 2 або шпильки 12 через один або кілька дисків 4, 5, 7.

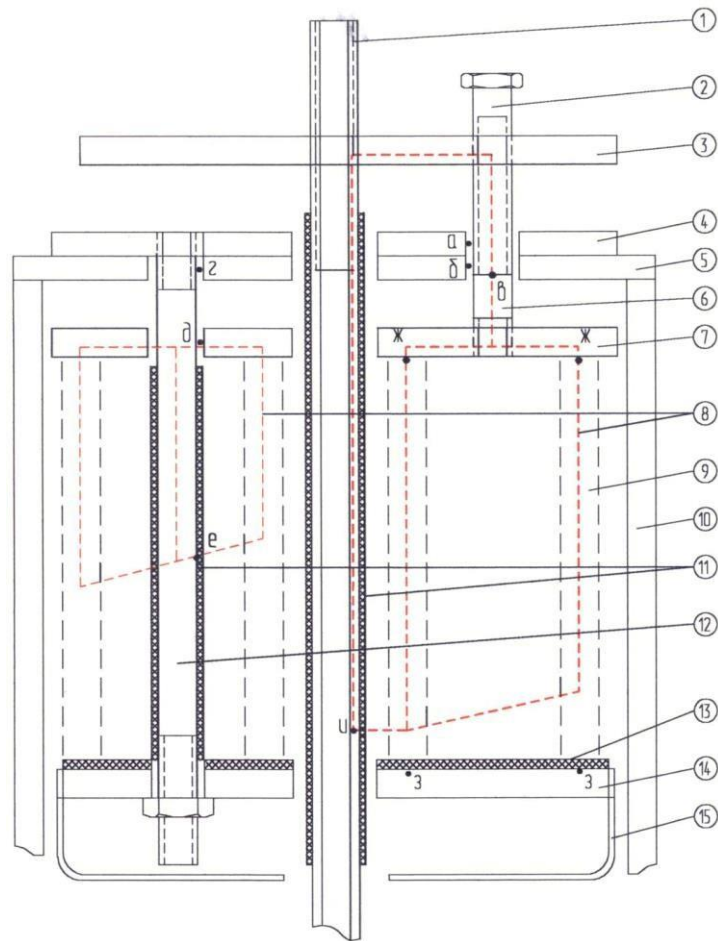


Рисунок 4.8 – Ескіз вузла пружин, що компенсують, вводу

При розбиранні введів, як правило виявляються місця горіння дуги в точці « і » (рис.4.18), у точці « в », значно менші зміни кольору пофарбованого покриття в інших точках, а в точці « е » цієї модифікації введів місць зміни кольору не виявлено через відсутність можливості торкання пружини 8 і шпильки 12 (між ними - великий зазор).

При розбиранні введів зміни кольору виявлялися в точках « з, д, е », тому що пружина , як правило, торкається шпильки, а в точці «з» змін кольору не було, тому що між пружиною й піддоном 15 є прокладка 13 з електрокартону.

При розбиранні декількох введів виявлено, що екран 15 був погано

закріплений до піддона 16, екран лягав на папір остову вводу, з екрана на порцелянову покрішку стівав ємнісний струм (рис.4.9).



Рисунок 4.9 – Сліди горіння мікродуг на екрані пружино стягувального вузла компенсатора тиску вводу

Для запобігання можливості утворення небезпечних короткозамкнених контурів при повному розбиранні вводів 330 кВ варто встановлювати ізоляційне покриття 11 і ізоляційну прокладку 13, стежити за надійністю кріплення екрана 15 до піддона 14. При повному розбиранні вводів 220 кВ і 500 кВ варто встановлювати ізоляційне покриття на шпильку 12 і ізоляційну прокладку 13. Ці деталі працюють у порівняно легких умовах: до них прикладається невелика напруга (не більше 1 В), не прикладається змінне механічне навантаження, тому вони можуть бути виготовлені з електрокартона або склотекстоліту товщиною до 1 мм.

У вводі 330 кВ розчинені в маслі газу з'явилися внаслідок обриву перемички між трубою вводу й першою обкладкою ізоляційного остова.

Потужність, виділена в місцях таких дефектів, у край мала, тому це не представляє значної небезпеки для роботи вводу. Однак, на фоні появи газів від нього можуть бути вчасно не виявлені інші серйозні дефекти, тому при можливості повинні прийматися міри для усунення короткозамкнених контурів у головках високовольтних вводів, виключення можливості обривів перемичок зв'язку обкладок остова із трубою й вимірювальним виводом і виключення обривів екранів вузла пружин, що компенсують.

Висновки до розділу.

1. Найбільш небезпечний вид пошкодження герметичних трансформаторних вводів, залитих маслом Т-750, є перекриття по внутрішній поверхні нижньої фарфорової покришки. Для діагностування цього дефекту доцільно проводити наступні види випробувань: вимірювання $\text{tg}\delta$ зовнішніх шарів ізоляції, вимірювання $\text{tg}\delta$ масла, проведення ХАРГ.

2. Для негерметичних вводів масляних вимикачів 220 кВ, залитих маслом ГК, найбільш небезпечним дефектом є утворення X-воску в остові вводу і виділення при цьому характерних газів в підвищеній кількості (водень, метан, етан і окисел вуглецю).

3. Пошкодження високовольтних вводів складають велику частину в загальній кількості пошкоджень силових трансформаторів, високовольтних шунтових реакторів, високовольтних вимикачів та іншого електричного устаткування.

4. В експлуатації має місце нагрівання корпусу компенсатора тиску, яке фіксується сучасними тепловізійними камерами.

5. На елементах пружинно-стягувального вузла компенсатора тиску високовольтних вводів був виявлений осад та сліди розкладання масла.

РОЗДІЛ 5

МЕТОДИ І ЗАСОБИ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВВОДІВ

5.1 Методика НЕК «Укренерго» діагностування високовольтних вводів

У РД 34.45-51.300-97 «Об'єм і норми випробувань електроустаткування» (розділ 23) для контролю стану трансформаторних вводів передбачені:

- вимірювання опору ізоляції (між останньою і передостанньою конденсаторними обкладками) або між останньою обкладкою і сполучною втулкою;
- вимірювання ємності і тангенса кута діелектричних втрат для основної ізоляції при напрузі 10 кВ;
- випробування надмірним тиском 0,1 МПа для перевірки ущільнень;
- випробування проб масла - визначення фізико-хімічних характеристик масла (пробивна напруга, кислотне число та інші).

При оцінці стану ізоляції під робочою напругою контролюються:

- зміна ємності в часі;
- зміна в часі тангенса кута діелектричних втрат основної ізоляції;
- зміна модуля повної провідності;
- вміст газів розчинених в маслі (проводиться хроматографічний аналіз масла).

Для оцінки експлуатаційного стану високовольтних вводів застосовуються різні методи і засоби діагностики, пов'язані як з відключенням устаткування від мережі, так і з проведенням вимірювань під робочою напругою без відключення устаткування [17]. Найбільш відомі наступні види випробувань високовольтних масло наповнених вводів: вимірювання електричних характеристик різних шарів ізоляції вводів (опір, $\text{tg}\delta$ і ємкість ізоляції), спостереження за тиском в герметичних вводах, ХАРГ масла з вводів, визначення $\text{tg}\delta$ масла з вводів (особливо заповнених маслом Т-750), визначення характеристик часткових розрядів, тепловізійний контроль.

В НЕК «Укренерго» розроблена і успішно використовується "Методика виявлення дефектних вводів 110-500 кВ з урахуванням ХАРГ, з урахуванням результатів електричних випробувань і з урахуванням конструктивних особливостей" [19], яка містить рекомендації по періодичності, об'єму і видам випробувань масло наповнених вводів в процесі експлуатації.

При розробці методики були використані дані по ХАРГ за 2012-2019 рр. (більше 3500 аналізів), дані електричних випробувань підприємств НЕК

«Укренерго» і результати розбирання вводів. Основна увага при розробці методики зверталася на ХАРГ, оскільки цей метод є достатньо чутливим і дозволяє виявляти дефекти на ранній стадії розвитку.

Для кожної групи вводів визначені основні контрольовані параметри, необхідні для діагностики стану вводів даної групи (табл. 5.1). Наприклад, для герметичних трансформаторних вводів рекомендується контролювати тиск у ввіді, проводити вимірювання електричних характеристик і ХАРГ.

Кожна група вводів розбита на дві підгрупи, в яких враховується тип масла, залитого у вводи. Масло Т-750 заливалося у вводи випуску 1971-1985 років (зав. номери вводів - С-(0-99999), Д-(0-99999), Т-(0-37999)),

масло ГК заливається у вводи випуску після 1985 року (заводські номери вводів - Т-(3 8000-99999), Ч-(0-70000)).

Таблиця 5.1 – Основні контрольовані параметри

Група вводів	Найменування групи	Приклади вводів (заводське креслення)	Основні контрольовані параметри	Приклади значень контрольованих параметрів ("область ризику")
I	герметичні трансформаторні 110 кВ	2ИЭ.800.050 2ИЭ.800.026 ИВЕЮ.686.341.009	Тиск у вводі Електричні характеристики ($\text{tg}\delta$ і $\text{tg}\delta_{\text{м.}}$), ХАРГ	$\text{tg}\delta_{\text{м.}} > 4,5\%$
II	герметичні трансформаторні 220 кВ	2ИЭ.800.0432ЩЦ.800.115 ИВЕЮ.686.342.010	Тиск у вводі Електричні характеристики ($\text{tg}\delta$ і $\text{tg}\delta_{\text{м.}}$), ХАРГ	Для масла Т-750: $\text{H}_2 > 0,2$ від об'єму, % $\text{C}_2\text{H}_2 > 0,01$ об% інших $\text{C}_x\text{H}_y > 0,02$ об, % (одночасно)
III	герметичні трансформаторні вводи 500 кВ	2ИЭ.800.0П2ЩЦ.800.085 ИВЕЮ.686.344.010	Тиск у вводі Електричні характеристики ($\text{tg}\delta$ і $\text{tg}\delta_{\text{м.}}$), ХАРГ	$\text{H}_2 > 0,03$ об% інших $\text{C}_x\text{H}_y > 0,015$ об, % (одночасно)
IV	герметичні лінійні вводи 110-220 кВ	2ИЭ.800.030	Тиск у вводі Електричні характеристики ($\text{tg}\delta$ і $\text{tg}\delta_{\text{м.}}$), ХАРГ	$\text{tg}\delta > 3\%$ (220 кВ)
V	негерметичні вводи масляних вимикачів 110 кВ (МВ-110)	2ИЭ.800.009 210,419,131	Електричні характеристики ($\text{tg}\delta$ і $\text{tg}\delta_{\text{м.}}$), ХАРГ	$\text{C}_2\text{H}_2 > 0,02$ від об'єму, %
VI	негерметичні вводи масляних вимикачів 220 кВ (МВ-220)	200,2082ЩЦ.800.090 21ВД.800.112	Електричні характеристики ($\text{tg}\delta$ і $\text{tg}\delta_{\text{м.}}$), ХАРГ	Вміст характерних газів > 2 від об'єму, %
VII	герметичні масляних вимикачів 110-220кВ	2ЩЦ.800.06621ЛД800.1 12-03 Івею.686.341.023	Тиск у вводі Електричні характеристики ($\text{tg}\delta$ і $\text{tg}\delta_{\text{м.}}$), ХАРГ	$\text{H}_2 > 0,2$ об, %; $\text{C}_x\text{H}_y > 0,015$ об% (одночасно)

На підставі отриманих результатів вимірювань основних контрольованих параметрів для даної групи вводів визначено три області експлуатації вводів: область "нормальної експлуатації", область "попередження" і область "ризик". "Область нормальної експлуатації" гарантує нормальний стан ізоляції вводу і

його надійну роботу. При цьому для контролю достатньо визначити основні контрольовані параметри для даної групи вводів. "Область попередження" припускає погіршення стану ізоляції вводу, що вимагає більш прискореного і розширеного контролю. "Область ризику" визначає погіршення стану ізоляції вводу до такого рівня, при якому не забезпечується задана надійність роботи вводу.

Для діагностування передбачуваного дефекту по ХАРГ були встановлені граничні і граничнодопустимі концентрації газів, розчинених в маслі. Оцінка ступеня небезпеки підвищення концентрації газів оцінюється за швидкістю зростання концентрації газів.

Показник бракування по гранично допустимій концентрації газу - ацетилену для герметичних трансформаторних вводів 110-220 кВ встановлений в 0,001 від об'єму, %. Вважається небезпечним показником перевищення одночасно граничних концентрацій, наприклад, по водню, ацетилену і сумі вуглеводнів.

На підставі даних можна зробити висновок про утворення X-воску в негерметичних вводах МВ-220 кВ, залитих маслом ГК.

При виникненні ЧР в папері (можливо внаслідок поганого просочення остову маслом) або в маслі відбувається низькотемпературний нагрів паперово-масляної ізоляції, що призводить до виникнення іонізаційних процесів з утворенням вільних радикалів. Починається термічне розкладання масла і целюлози, утворюються насичені вуглеводні і водень. При цьому протікають реакції полімеризації і поліконденсації з утворенням довго ланцюгових парафінів (X-воск). Ці реакції йдуть з виділенням тепла, унаслідок чого з розвитком процесу утворення воску, ввід починає грітися. Цей дефект виявляється за допомогою тепловізійного контролю [8]. Процес утворення воску на початковій стадії супроводжується зростанням концентрацій CH_4 і C_2H_6 і появою вуглецю. З розвитком процесу утворення воску відбувається подальше зростання концентрацій цих газів, причому зміст окислу вуглецю і водню зростає швидше ніж C_2H_6 . При завершенні процесу утворення воску багато стає С. На цьому етапі

може відбутися пробій остову вводу і вибух [9].

Таблиця 5.2 – Електричні характеристики і дані ХАРГ негерметичних вводів масляних вимикачів 220 кВ

№ п/п	Заводський номер вводу	Електричні випробування		Вміст газів, які розчинені в маслі, об., %							Наявність Х-воску
		$\text{tg}\delta, \%$	$\text{tg}\delta_{\text{м}}, \%$	H_2	CH_4	C	CO_2	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2	
1.	4-13087	1,1	0,2	0,09	0,312	Не має	0,05	Не має	0,046	Не має	Мало
2.	Ч-11066	0,9	0,3	0,66	0,132	0,1	0,07	0,0003	0,033	0,0001	Багато
3.	Ч-12093	0,9	0,4	1,19	0,18	0,16	0,04	0,0007	0,130	0,00038	Багато
4.	4-99838	1,4	0,3	2,62	0,368	0,28	0,03	0,0011	0,165	0,00094	Дуже багато
5.	Ч-11606	0,7	0,3	2,63	0,632	0,57	0,03	0,0023	0,188	0,00157	Багато
6.	4-12855	1,8	0,5	4,02	0,36	0,25	0,01	0,0001	0,175	0,00066	Дуже багато
7.	Ч-12970	0,5	0,3	3,51	0,528	0,57	0,01	0,0013	0,247	0,0011	Дуже багато
8.	4-13091	2,3	0,5	3,99	0,56	0,45	0,03	0,0009	0,108	0,00045	Багато
9.	4-19339	-	-	0,46	0,129	0,27 1	0,08	0,0016	0,245	0,0009	Багато
10.	4-20887	-	-	1,22	0,245	0,54 2	0,09	0,0007	0,1035	0,00039	Дуже багато
11.	Ч-12020			1,72	0,175	0,38 7	0,08	0,0011	0,175	0,0003	Дуже багато
12.	Ч-17689	-	-	3,18	0,438	1,45	0,08	0,0019	0,184	0,00136	Дуже багато

Таблиця 5.3 – Діагностування по ХАРГ процесу утворення воску в негерметичних вводах масляних вимикачів, які залиті маслом ГК

Етап утворення воску	Найменування газу						
	H_2	CH_4	C	CO_2	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2
I початок утворення воску		характерний газ із підвищеним вмістом	характерний газ із малим змістом		характерний газ із підвищеним вмістом	основний газ	
II розвиток утворення воску	характерний газ із підвищеним вмістом	характерний газ із підвищеним вмістом	основний газ			характерний газ із підвищеним вмістом	
III передаварійний стан вводу	основний газ	характерний газ із підвищеним вмістом	основний газ			характерний газ із підвищеним вмістом	

На даний момент методи діагностики високовольтних вводів досить розвинуті. Проте основну їх частину складають методи, що використовуються лише при заводських тестуваннях високовольтних вводів та при їх виведенні в ремонт.

5.2. Метод діагностування з урахуванням опору ізоляції

Вимірюється опір ізоляції вимірювального конденсатора ПВН (ПИН - рос.) (C_2) або (і) останніх шарів ізоляції (C_3) мегомметром на 2500 В [14].

Значення опору ізоляції при введенні в експлуатацію повинні бути не менше 1000 МОм, у процесі експлуатації - не менше 500 МОм.

Періодичність вимірів для вводів:

- 110-220 кВ - 1 раз в 4 роки;
- 330-750 кВ - 1 раз в 2 роки.

Таблиця 5.4 – Граничні значення $\text{tg}\delta$

Тип і зона ізоляції вводу	Граничні значення $\text{tg}\delta$, % (для вводів номінальною напругою, кВ), % (для вводів номінальною напругою, кВ)			
	35	110-150	220	330-750
Паперово-масляна ізоляція вводу: - основна ізоляція (C_1) і ізоляція конденсатора ПВН(C_2); - останні шари ізоляції (C_3)	- -	0,7/1,5 1,2/3,0	0,6/1,2 1,0/2,0	0,6/1,0 0,8/1,5
Тверда ізоляція вводу з масляним наповненням: - основна ізоляція (C_1)	1,0/1,5	1,0/1,5	-	-
Паперово-бакелітова ізоляція вводу з наповненням мастикою: - основна ізоляція (C_1)	3,0/9,0	-	-	-

Примітки:

1. У чисельнику зазначені значення $\text{tg}\delta$ ізоляції під час введення в експлуатацію, у знаменнику в процесі експлуатації.

2. Зменшення $\text{tg}\delta$ основної ізоляції герметичного вводу в порівнянні з результатами попередніх вимірювань на величину $\Delta\text{tg}\delta(\%)>0,3$ є показником для проведення додаткових випробувань з метою визначення причин зниження $\text{tg}\delta$.

3. Нормуються значення $\text{tg}\delta$, приведені до температури 20°C .
Приведення проводиться відповідно до інструкції з експлуатації вводів.

5.3 Метод діагностування з урахуванням $\text{tg}\delta$ і ємності ізоляції

Вимірюються $\text{tg}\delta$ і ємність [15]:

- основної ізоляції вводів при напрузі 10 кВ;
- ізоляції вимірювального конденсатора ПВН (C_2) або (і) останніх шарів ізоляції (C_3) при напрузі 5 кВ (3 кВ для вводів, виготовлених за ГОСТ 10693-64).

Граничні значення $\text{tg}\delta$ наведені в табл. 5.4.

Граничне перевищення ємності основної ізоляції становить 5% над значенням, яке було отримано під час введення контрольованого вводу в експлуатацію.

У процесі експлуатації встановлюється наступна періодичність проведення вимірювань для вводів:

- 35 кВ - при проведенні ремонтних робіт на трансформаторах і вимикачах, де вони встановлені;
- 110-220 кВ - 1 раз в 4 роки;
- 330-750 кВ - 1 раз в 2 роки.

Як характерні параметри високовольтної ізоляції обладнання загальноприйняті $\text{tg}\delta$ і питома ємність S_x . Виміри під робочою напругою не дозволяють одержати залежності цих параметрів від напруги, необхідного для класифікації виявленого дефекту, а визначають тільки характер їхньої зміни.

При цьому необхідно пам'ятати, що при вимірах на робочій напрузі значення $\text{tg}\delta$ і S_x більш точні й достовірні, ніж отримані традиційними методами на дослідній напрузі 10 кВ.

Найбільш відпрацьованими методами контролю $\text{tg}\delta$ і S_x є компенсаційні методи, котрі реалізуються системами КИВ-500 і КИН-750, а також мостовий метод із джерелом еталонної напруги [15].

При роботі вводу конденсаторного типу із за ємнісного зв'язку через його ізоляцію протікає абсорбційний струм I' , що досягає в таких конструкціях 100 мА. Якщо ізоляція вводу відповідає заводським нормам, то часткові ємності між

розподільниками напруженості електричного поля практично однакові, і струм абсорбції незмінний. З порушенням рівня ізоляції в силу її старіння, деградації і виникнення дефектів змінюється ємнісний розподіл і зафіксований струм буде уже відрізнятися від норми. Фіксуючи цей струм (його коливання складає максимум 10% від норми), можна простежити за деградацією контрольованої ізоляції.

Для контролю фактичного стану випробуваної ізоляції на робочій напрузі, крім знання $\text{tg}\delta$ і S_x , необхідні додаткові відомості. У якості таких можуть бути результати інфрачервоної термографії й хроматографічний аналіз розчинених газів у пробах масла.

Метод визначення діелектричних втрат високовольтної ізоляції під робочою напругою взагалі й високовольтних вводів особливо має істотні переваги перед традиційними методами профілактики:

- не потрібно виведення випробуваного апарата з експлуатації; випробування проводяться в реальних умовах розміщення вводів;
- методики контролю випробуваної ізоляції обладнання, яке не потребує відключення об'єкта, який працює під навантаженням, його розшинювання й підготовку до випробування від стороннього джерела, можуть здійснюватися в режимі моніторингу, тобто безперервного отримання контрольованих параметрів;
- видача команди на виведення об'єкту з експлуатації здійснюється тільки в той момент, коли оперативний персонал підстанції за певний строк до виникнення аварійної ситуації може виконати команду без якого-небудь поспіху при мінімальних витратах, як за рахунок недовідпущення електроенергії, так і при мінімальних витратах на ремонт по реальному стану ізоляції.

5.4 Метод діагностування з урахуванням результатів контролю ізоляції під робочою напругою

Контроль ізоляції вводів під робочою напругою рекомендується проводити

для вводів 110-750 кВ із паперово-масляною ізоляцією конденсаторного типу на автотрансформаторах з номінальною напругою 330 кВ і вище та трансформаторах з номінальною напругою 110 кВ і вище, які працюють на електростанціях і вузлових підстанціях.

Серед контрольованих параметрів виділяють контроль зміни значення відносної комплексної провідності ізоляції вводу.

Вимірювач (СКП-1) комплексної провідності ($\Delta U/U$) підключається до ПВН виводу високовольтного вводу. Цей пристрій дозволяє контролювати не лише зміну величини комплексної провідності під робочою напругою, а і зміну ємності ізоляції вводів (таблиця 4.6).

В експлуатації знаходяться і більш вдосконалені пристрої контролю $\Delta U/U$ такі, як КІН-750, що розроблений інститутом електродинаміки, або КІВ-500 та інші.

5.5 Метод діагностування з урахуванням результатів контролю параметрів часткових розрядів

Методи діагностування маслонаповненого устаткування взагалі та високовольтних вводів зокрема досить добре розвинені і включають, відповідно до "Норм випробовування електрообладнання", реєстрацію змін характерних діелектричних параметрів й аналіз розчинених у маслі газів. В останні роки внаслідок переходу до ремонту устаткування, що перебуває в експлуатації більше 12...20 років, не за "Затвердженим графіком", а за реальним станом ізоляції контрольованого об'єкта, успішно впроваджується в практику діагностування й моніторинг стану ізоляції на робочій напрузі шляхом контролю параметрів часткових розрядів (ЧР).

Для одержання достовірної оцінки якості випробуваної ізоляції необхідно знати досить велику кількість характерних для неї параметрів, більшість із яких неможливо зафіксувати на робочій напрузі.

Тому пропонується наступна процедура визначення реального стану

ізоляції:

- на основі систематичних фіксацій термограм (розподілу теплового поля по об'єкту) на діючому апараті або пристрої (як на окремому високовольтному вводі, так й, наприклад, на трансформаторі або шунтувальному реакторі), оцінюються кількісні зміни нагрівання з визначенням локальних зон;

- на тих об'єктах, у яких по термограмам зафіксовані помітні відхилення від норми, здійснюється контроль по ЧР-діагностиці на діючому устаткуванні з реєстрацією по багато параметричній методиці як характеристик ЧР, так і характерних діелектричних параметрів: повної комплексної провідності, зміни тангенса кута діелектричних втрат й ємності високовольтного обладнання. Одночасно, якщо є така можливість, здійснюється відбір проби масла для хроматографічного аналізу розчинених у ньому газів й, у першу чергу, водню (H_2), окису вуглецю (C) і ацетилену (C_2H_2);

- у випадку виявлення дефектів у випробуваній ізоляції з явно вираженою тенденцією до аварійного стану оперативному персоналу видається рекомендація про строки виводу даного устаткування з експлуатації для проведення повномасштабних випробувань від стороннього джерела з метою оцінки виявлених змін, їхньої локації й складання графіка ремонту для відновлення працездатності.

Відзначена процедура контролю обладнання енергетичного призначення, як показала практика досліджень, при мінімальних витратах здатна істотно підвищити надійність експлуатації зі здійсненням ремонту окремих елементів енергосистем тільки по реальній необхідності для недопущення аварій.

Ряд фірм ведуть розробку методів та засобів діагностування високовольтного обладнання з використанням параметрів часткових розрядів при випробуваннях на робочій напрузі та від стороннього джерела вже більше 25 років, і зараз ці розрізнені методики є обов'язковими на основі номенклатурної документації тільки при заводських випробуваннях. Але в останнє десятиліття у зв'язку з можливостями переходу від робіт із графіка до дійсно необхідних випробувань ряд енергетичних систем США, Канади й Голландії широко

впроваджують ЧР-діагностику на робочій напрузі при контролі ізоляції діючих ВРП й окремих електростанцій, у першу чергу, устаткування АЕС.

Для підтвердження реальності виявлених (засобами контролю ЧР) дефектів у розглянутій ізоляції обов'язково проводяться випробування від стороннього джерела, коли тільки й можливо встановити залежність виявленої зміни в ізоляції від величини напруги, а не від часу, на чому базуються висновки випробувань на робочій напрузі.

5.6 Пристрої та системи діагностики

Розглянемо технічне забезпечення методів діагностування ізоляції високовольтних вводів, а саме, обладнання що використовується при діагностуванні технічного стану високовольтних вводів.

Кожне підприємство, що займається розробкою приладів та устаткування для діагностики високовольтних вводів створює свої моделі приладів. Оцінити всі ці розробки практично неможливо. Енергосистеми за своїми вподобаннями і доступними коштами обирають обладнання для установки на діючих енергооб'єктах. Враховуючи ці фактори, розглянемо лише декілька приладів, що використовуються енергетичними підприємствами України.

5.6.1. Система контролю стану високовольтної ізоляції обладнання під робочою напругою по характеристика часткових розрядів СКІ-2.

Ця система призначена для контролю стану високовольтної ізоляції силового обладнання під робочою напругою в реальних експлуатаційних умовах силових підстанцій. Система дозволяє знайти дефекти ізоляції на самій ранній стадії їх розвитку, визначати тип дефекту, його місцезнаходження і ступінь небезпеки.

Галузь використання - контроль ізоляції високовольтного обладнання з елегазовою, масляною та твердою ізоляцією силових і вимірювальних трансформаторів, трансформаторів струму та високовольтних вводів [25].

Принцип дії - вимірювання електричних, акустичних і електромагнітних

сигналів від часткових розрядів виникаючих при виникненні дефекту в ізоляції контрольованого обладнання.

Склад і структура СКІ-2 - це комп'ютеризована система збору і обробки інформації, що надходить від електричних, акустичних і електромагнітних датчиків ЧР, розміщених на контрольованому об'єкті. Довжина з'єднувальних кабелів (датчик - комп'ютер) - до 100 м. В мінімальному комплекті поставки кількість датчиків електричного і електромагнітного каналів - до 12 (паралельне реєстрування), акустичних датчиків - до 7 (мультиплексор). Система працює в реальному часі і забезпечує оперативне виведення отриманої інформації на екран комп'ютера, накопичення інформації і запис її на жорсткий диск. Вона має змогу під'єднуватись до локальної мережі.

Режим функціонування - періодичний контроль або безперервний моніторинг обладнання.



Рисунок 5.1 – Зовнішній вигляд пульта керування МПУ 2.16-01

Пульт керування МПУ 2.16-01 призначений для випробувальних установок високої напруги промислової частоти (рис 5.1).

Даний пристрій легко адаптується до любых випробних умов, дозволяє програмувати хід випробування. Має ручний і автоматичний режими роботи.

В корпус вбудований цифровий вольтметр.

Призначення приладу - реєстрація незавершених пробоїв в контрольованому об'єкті.

5.6.2. Засоби інфрачервоної техніки.

Тепловізор (інфрачервона камера) - оптико-електронний вимірювальний прилад, який працює в інфрачервоній області електромагнітного спектру та "переводить" у видиму область спектру власне теплове випромінювання об'єктів (рис.5.2).



Рисунок 5.2 – Тепловізор Fluke TIR

Кожне тіло, температура якого відрізняється від абсолютного нуля створює випромінювання, інтенсивність якого максимальна в інфрачервоному спектрі. Окрім того, інтенсивність теплового випромінювання залежить від властивостей поверхні тіла. Залежність енергії теплового потоку власного випромінювання тіла від температури поверхні тіла підкоряється закону Стефана-Больцмана:

$$Q_L = \sigma \cdot S \cdot (T^4 - T_n^4) \quad (5.1)$$

де Q_L - енергія випромінювання [Вт],

σ - постійна Стефана-Больцмана, $\sigma=5,669$ [Вт/м²·К⁴],

S - площа поверхні, [м²],

T, T_n - температура ізолятора та повітря [K].

Таким чином по інтенсивності інфрачервоного випромінювання можна визначити температуру тіла в певній точці. Сукупність значень температур об'єкту, яка є скалярною функцією координат, в усіх точках, в даний момент часу, визначає температурне поле об'єкту. Тепловізор дозволяє представити температурне поле у вигляді термограм - видимого зображення за допомогою різних палітр рис.5.2.

Тепловізор може використовуватися, як прилад для безконтактного вимірювання температури об'єктів та температурних полів. Тепловізори використовуються для контролю стану об'єктів та технологічних процесів в різних галузях промисловості, а також при проведенні наукових досліджень.

Принцип дії сучасного тепловізора порівняно простий: теплове випромінювання від досліджуваного об'єкту через оптичну систему передається на приймач, який являє собою не охолоджувану матрицю термодетекторів та реєструє інтенсивність випромінювання в інфрачервоному спектрі. В матриці сигнал перетворюється на електричні імпульси, які, після підсилення, формуються як відеосигнал і, в подальшому, за допомогою електронного блоку вимірювання, реєстрації та математичної обробки представляється в вигляді цифрового сигналу та відображається дисплеї тепловізора або на екрані комп'ютера.

В моделях тепловізорів, які використовувались раніше, замість матриці використовувались лінійка термодетекторів з горизонтальною розгорткою або один термодетектор з системою вертикальної та горизонтальної оптико-механічної розгортки. Таку конструкцію має тепловізор «Крионик-4М», представлений на рис.5.3. На відміну від сучасних тепловізорів з самоохолодженням матриці в таких моделях використовувалась система охолодження рідким азотом.

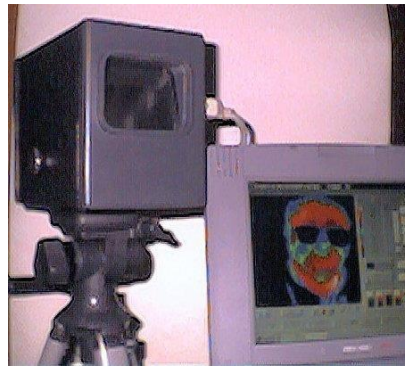


Рисунок 5.3 – Термографічний комплекс «Крионик-4М»

Сучасні тепловізори поставляються з програмним забезпеченням, необхідним для збереження та аналізу інфрачервоних зображень і для створення професійних звітів. Програмне забезпечення тепловізора дозволяє налаштовувати і змінювати основні параметри збереженого зображення (компенсацію відбитого тепла, палітру кольорів і так далі). Це не тільки підвищує зручність і достовірність обстеження тепловізором, але і позбавляє від необхідності повторного сканування устаткування.

Відомі світові виробники NEC, Fluke, Flir, Flex, Land Guide, IRISYS виготовляють багато типів тепловізорів (табл.5.6) з різними функціональними можливостями та призначенням. Модифікація тепловізора

«Fluke TIR» мають обмеження максимальної температури вимірювання $+100^{\circ}\text{C}$, що дозволяє збільшити чутливість приладу. Ця модель може використовуватися для визначення місця витоку тепла в будівельних конструкціях. Випускаються спеціальні тепловізори для систем охорони, спеціалізовані тепловізори для військових, тощо

В деяких моделях сучасних тепловізорах, зокрема «FlexCam Pro320», «Fluke Ti25», «Fluke TIR», вбудована відеокамера і інноваційна технологія поєднання термо- та відео-зображення - IR-Fusion (рис.5.4).

Тепловізори можуть бути оснащені широко-кутовим об'єктивом для багатократного оптичного збільшення, системою мовного запису коментарів (мікрофон, Bluetooth), лазерним вказівником для уточнення місця дефекту, тощо.

Таблиця 5.6 – Моделі сучасних тепловізорів різних конструкцій та виробників.

	
Flexcam Pro (Flex)	ThermaCAM P-65 (Flir System)
	
ThermaCAM E2 (Flir System)	MobIR M4 (Guide)
	
IR913 (Guide)	K6700 (NEC)
	
K6900 (NEC)	IR-InSight T



Рисунок 5.4 – Використання IR-Fusion - технології поєднання термо- та відео-зображення

Окрім професійних моделей тепловізорів для зменшення собівартості приладу випускаються інженерні тепловізори з певними функціональними

обмеженнями. Основні технічні характеристики інженерного та професіонального тепловізорів представлені на прикладі тепловізорів фірми Fluke (США) в таблиці 5.7.

Таблиця 5.7 – Технічні характеристики тепловізорів Fluke

Характеристики	Fluke Ti10 (TiR)	FlukeTi25 (TiR1)
діапазон вимірювань температури °C	від - 20°C до +250°C (від - 20°C до +100°C)	від - 20°C до +350°C (від - 20°C до +100°C)
детектор	Неохолоджувана мікроболометрична матриця 160x120 елементів	
поріг температурної чутливості (просторовий дозвіл ifov)	0.2°C (< 0.1°C)	0.1°C (< 0.07°C)
похибка вимірювання температури	±5°C, але не менше ±5%	±2°C, але не менше ±2%
оптичне поле зору, по горизонталі × по вертикалі, мінімальна фокусна відстань	23° × 17°	
спектральний діапазон	7-14 мкм	
частота розгортки зображення, кадрів/с	9 Гц	
додаткові функції		Вбудована кольорова цифрова відеокамера 640 × 480 елементів. Функція накладення фото на термограму IR-Fusion.

5.7 Комп'ютерна система діагностування

З метою підвищення надійності роботи та запобігання аварійному виходу з ладу потужних силових трансформаторів як в Україні, так і за кордоном інтенсивно розвиваються та впроваджуються методи безперервного діагностування. Аналіз наукових та нормативних джерел показав, що використання систем діагностування трансформаторів дає змогу практично повністю виключити міжремонтні перевірки такого електрообладнання.

Системи діагностування контролюють такі основні параметри трансформатора, як відносну швидкість старіння паперової ізоляції, ступінь деформації обмоток, стан трансформаторного масла, стан пристрою регулювання напруги під навантаженням, стан ізоляції високовольтних ввідів. Проте контроль вказаних вище параметрів часто ускладнений недоступністю активної частини і високими значеннями робочих напруг. Також у великій частки трансформаторів, які знаходяться в експлуатації, закінчився або добігає кінця їх планового терміну служби. Виявлення всього спектра можливих дефектів трансформаторного обладнання важко забезпечити як з технічних, так і з економічних причин.

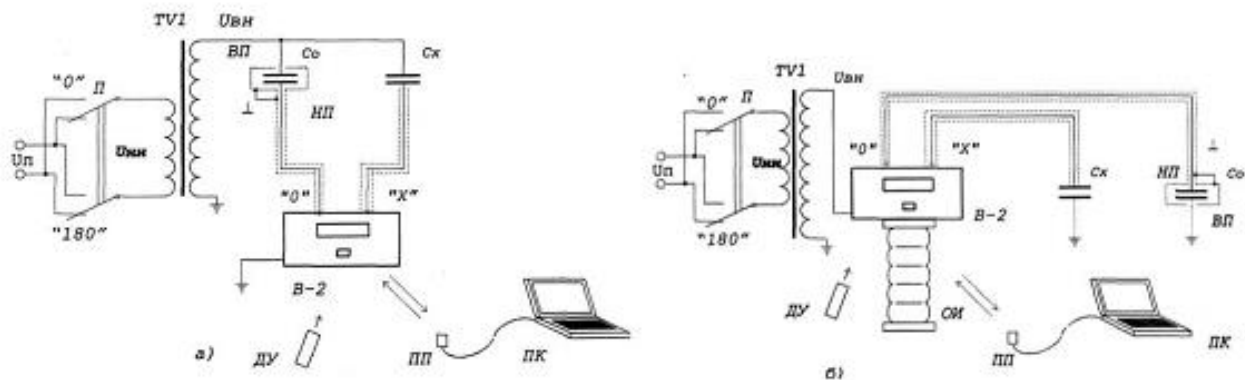


Рисунок 5.5 – Схеми вимірювання параметрів високовольтної ізоляції. а) "пряма" схема, б) "інверсна" схема TV1 - випробувальний трансформатор (може бути використаний однофазний вимірювальний трансформатор напруги), В-2 - прилад Вектор-2.0, ПП - пристрій приєднання IRDA, ДУ - блок дистанційного керування, ПК - персональний комп'ютер, C_0 - еталонний конденсатор, C_x - вимірювальний об'єкт.

Показано, що для діагностування технічного стану обладнання класу 110 кВ доцільним є застосування систем з обмеженим числом діагностичних

параметрів.

Найбільш ефективним методом діагностування стану є безперервний контроль непрямих параметрів стану ізоляції, при цьому технічно й економічно доцільно у безперервному режимі проводити контроль таких параметрів, як струм i , напруга u , активна P та реактивна Q потужності; гази, розчинені в маслі, та вміст вологи в маслі; температура масла; зміна ємності C і тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ вводитів.

Функціональну структуру системи діагностування трансформатора сформовано в ієрархічному вигляді з використанням чотирьох рівнів (рис. 1).

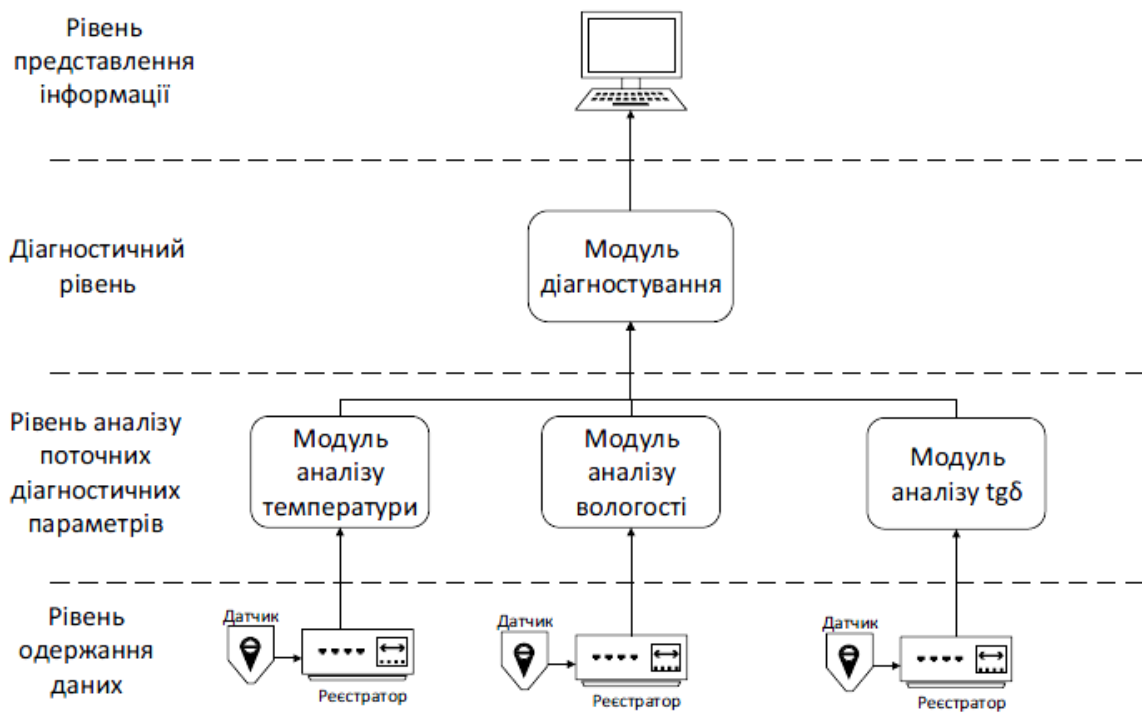


Рисунок 5.6 – Функціональна структура системи діагностування трансформатора

Нижнім рівнем є рівень одержання даних від датчиків та систем моніторингу. Зважаючи на невисоку економічно доцільну вартість системи діагностування для трансформаторів середньої потужності, датчики, за допомогою яких відбувається вимірювання діагностичних параметрів, часто

мають невисоку точність.

Наступний рівень – це рівень аналізу даних, що виконує функцію перетворення даних в інформацію зручну для подальшої оцінки стану за індикаторами. Модулі цього рівня повинні включати моделі основних параметрів силового трансформатора, які впливають на його стан. Алгоритми роботи передбачають постійне порівняння вимірних значень показників з одержаними за допомогою їх моделей. Вхідними параметрами для моделей є дані про навколишнє середовище, дані про навантаження та характеристики трансформатора.

Третій рівень відповідає за діагностику стану трансформатора. На цьому рівні відбувається інтеграція всіх індикаторів стану трансформатора, які надходять від модулів аналізу параметрів. В результаті одержуємо оцінку стану трансформатора. Модуль діагностики повинен включати інформацію, яка характеризує ступінь впливу кожної з характеристик на загальну оцінку стану.

Останній рівень є рівнем представлення інформації. Він відповідає за відображення для обслуговуючого інженерного персоналу, результатів отриманих на діагностичному рівні. Також модуль представлення інформації може надавати рекомендації, щодо певних заходів та керуючих впливів, отримані на основі оцінки стану трансформатора [21, 22].

Для формування базових значень вологовмісту масла використано математичну модель, що описує перехідний процес зміни вологості масла. Рівняння цього процесу залежить від типу циркуляції масла (примусова чи природна). Для визначення та уточнення коефіцієнтів рівнянь теплової моделі та моделі вологовмісту запропоновано застосувати метод параметричної ідентифікації з використанням даних, вимірних за нормального режиму роботи обладнання, коли відсутність дефектів підтверджена комплексним обстеженням. Задача параметричної ідентифікації моделей полягає у пошуку коефіцієнтів моделі, які для типового режиму навантаження трансформатора забезпечує мінімум цільової функції: $[\lambda]_{\text{opt}}$.

З метою спрощення процедури класифікації стану трансформатора

запропоновано виконувати об'єднання оцінок первинних характеристик на основі визначення інтегрального індексу стану. Для індексу стану визначається дискретна оцінка, що відповідає заданим рівням SI_k , отриманим на основі експертних оцінок. Наприклад, залежно від значення індексу стану трансформатора запропонована класифікація на декілька груп, як показано у табл. 5.9.

Таблиця 5.8 – Опис математичної моделі визначення діагностичних параметрів

	Неперервна модель	Дискретна модель
Модель базових значень	$x_M(t) = f([u(t)], [\lambda], t)$ [$u(t)$] – змінні моделі [λ] – коефіцієнти моделі	$x_{iM} = f([u]_i, [\lambda])$ [u] _{<i>i</i>} – змінні моделі [λ] – коефіцієнти моделі
Відхилення вимірюного значення	$v(t) = \frac{x_P(t) - x_M(t)}{x_M(t)}$	$v_i = \frac{x_{iP} - x_{iM}}{x_{iM}}$
Індикатор середнього значення	$v_\mu(t) = \frac{1}{T_{b,\mu}} \int_{t-T_{b,\mu}}^t v(t) dt$	$v_{i,\mu} = \frac{1}{N_{b,\mu}} \sum_{k=i-N_{b,\mu}}^i v_k$
Функція розподілу	$CDF(\psi, t) = P(v(\tau) \leq \psi, \tau \in (t - T_{b,\alpha}, t))$	$CDF_i(\psi) = P(v_{i,k} \leq \psi, k = (i - N_{b,\alpha}) \dots i)$
Індикатор квантиля	$v_\alpha(t) = \inf \{ \psi \in \mathbb{R} : CDF(\psi, t) \geq \alpha_v \}$	$v_{i,\alpha} = \inf \{ \psi \in \mathbb{R} : CDF_i(\psi) \geq \alpha_v \}$
Індикатор лінійного тренду	$v_\delta(t) = \frac{12}{T_{b,\delta}} \left(\frac{1}{2} \int_0^{T_{b,\delta}} v(t-\tau) d\tau - \frac{1}{T_{b,\delta}} \int_0^{T_{b,\delta}} \tau v(t-\tau) d\tau \right)$	$v_{i,\delta} = \frac{12}{N_{b,\delta}} \left(\frac{1}{2} \sum_{k=i-N_{b,\delta}}^i v_k - \frac{1}{N_{b,\delta}} \sum_{k=i-N_{b,\delta}}^i (i-k)v_k \right)$

Як зазначалося, основним видом контролю та діагностики трансформаторів напруги являється тепловізійний контроль тому пошук найоптимальнішої комп'ютерної системи планується здійснювати серед тепловізійних систем та комплексів.

До переваг тепловізійних зйомок відносяться:

- висока температурна роздільна здатність приладів;

- дистанційність вимірювання при повному виключенні механічного контакту і порушення поля температур вимірюваного об'єкту;
- можливість виявлення внутрішніх дефектів по вимірюваннях обурення поля температур на поверхні конструкцій;
- висока просторова роздільна здатність приладів;
- можливість огляду одним і тим же приладом малих (розміром до декількох сантиметрів) і дуже великих (розміром до сотень метрів) об'єктів;
- великий діапазон температур, що охоплюються одним і тим же приладом.

Таблиця 5.9 – Класифікація трансформаторів за індексом стану

Індекс стану S_I	Характеристика стану	Рекомендовані дії
[0; 0,1]	Хороший	Нормальна експлуатація
(0,1; 0,3]	Задовільний	Потрібен періодичний контроль з невеликою частотою
(0,3; 1]	Поганий	Потрібен періодичний або безперервний контроль
>1	Критичний	Трансформатор потребує комплексної діагностики

Підтримка необхідного ступеня надійності устаткування в процесі його експлуатації забезпечується системою технічного обслуговування і ремонту. Рішення задач за оцінкою технічного стану теплоенергетичного устаткування в значній мірі пов'язане з впровадженням ефективних методів інструментального контролю і технічної діагностики, зокрема, заснованих на дистанційному аналізі поверхневих температурних полів об'єктів по їх власному тепловому випромінюванню.

В цьому відношенні застосування засобів інфрачервоної техніки для оцінки теплового стану забезпечує отримання оперативної інформації на працюючому устаткуванні.

Також значного розвитку набула інфрачервона діагностика - на даний час це найбільш перспективний і ефективний напрям розвитку в діагностиці електроустаткування, яке володіє рядом переваг і переваг в порівнянні з традиційними методами випробувань, а саме:

- безпека персоналу при проведенні вимірювань;
- не потрібне відключення устаткування;
- не вимагається підготовки робочого місця;
- великий об'єм виконуваних робіт за одиницю часу;
- можливість визначення дефектів на ранній стадії розвитку;
- діагностика всіх типів електроустаткування підстанції;
- малі трудовитрати на виробництво вимірювань;
- достовірність і точність отримуваних відомостей.

Постійне вдосконалення вживаних в даний час діагностичних методів здійснюється в трьох основних напрямках:

- Розробка і залучення нових фізико - хімічних методів аналізу.

Так, наприклад, останнім часом достатньо широко стала застосовуватися рідинна хроматографія, що дозволяє окрім вже відомих компонентів аналізувати в маслах органічні і неорганічні солі і продукти ущільнення масла.

- Розвиток вже існуючих методів у напрямі підвищення їх області застосування селективності, чутливості і точності.

Цей напрям забезпечується застосуванням більш довершеної апаратури і методичних прийомів .

- Вдосконалення методів оцінки і прогнозування стану устаткування за наслідками аналізів.

Теплові методи контролю застосовують для виявлення окремих дефектних ізоляторів може виявитися корисним тепловізійний контроль (ТВК) ізоляторів, що знаходяться під робочою напругою. Прикладом відомого успішного застосування ТВК для контролю станційної фарфорової ізоляції може служити випадок виявлення ОСІ з сильною ОМІП, що помітно (на 2 порядки) понизив опір ізоляції із-за вбирання вологи, але що при цьому не руйнується і не

розтріскався . Проте, такі випадки достатньо рідкісні. Крімтого, навіть для таких виробів важко розраховувати на їх виявлення методами ТВК, якщо ізолятор встановлений не в одноповерховій колонці.

Можливість виявлення методом ТВК виробів, що розігріваються за рахунок появи струмів витоку, що виникають на зовнішніх (магістральних) тріщинах і в зонах з ОМИП без помітного зниження загального опору ізоляції виробу, представляється можливою, особливо за погодних умов з підвищеною вологістю повітря і випаданням опадів.

Висновки до розділу. Методи, засновані на виявленні коронного і часткових розрядів малоефективні, судячи з усього, і методи, засновані на спробах виявлення електромагнітної (наприклад, прилад «Пугач-5») або акустичних складових коронного розряду (КР), що виникають на зовнішніх тріщинах, хоча окремі випадки виявлення дефектних ізоляторів можуть мати місце з видимою тріщиною у верхній частині за допомогою приладу «ULTRAPROBE-2000»). Проте, з урахуванням високої продуктивності цих методів, представляється доцільним докладніше досліджувати їх можливості, зокрема шляхом стендових випробувань раніше забракованих ізоляторів.

Контроль зміни комплексної провідності і ємності дозволяє проводити фактично безперервний моніторинг технічного стану ізоляції високовольтного вводу. Щоправда, для точного висновку щодо стану об'єкту до даних отриманих цим методом необхідно додати результати тепловізійного контролю та хроматографічного аналізу.

ВИСНОВКИ

Магістрантська робота присвячена дослідженню технічного стану обмоток трансформаторів та розробці діагностичного комплексу

Під час роботи над магістерською дисертацією було вирішено такі завдання:

1. Виконано вивчення та аналіз методів визначення технічного стану та загальних проблем експлуатації трансформаторів;

2. Вивчено питання діагностики та випробування ізоляції силових трансформаторів;

3. Досліджено пошкоджуваність ізоляції високовольтних маслонаповнених вводів;

4. Досліджені методи та засоби діагностування високовольтних вводів:

5. Запропонована комп'ютерна система діагностування. Функціональну структуру системи діагностування трансформатора сформовано в ієрархічному вигляді з використанням чотирьох рівнів: рівень одержання даних, рівень аналізу поточних діагностичних параметрів, діагностичний рівень, рівень представлення інформації. Нижнім рівнем є рівень одержання даних від датчиків та систем моніторингу. Наступний рівень – це рівень аналізу даних, що виконує функцію перетворення даних в інформацію зручну для подальшої оцінки стану за індикаторами. Третій рівень відповідає за діагностику стану трансформатора. На цьому рівні відбувається інтеграція всіх індикаторів стану трансформатора, які надходять від модулів аналізу параметрів. В результаті одержуємо оцінку стану трансформатора. Останній рівень є рівнем представлення інформації. Він відповідає за відображення для обслуговуючого інженерного персоналу, результатів отриманих на діагностичному рівні.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. «Інтелектуальні системи в електроенергетиці. Теорія та практика: навчальний посібник. / Стаднік М.І., Видмиш А.А., Штуць А.А., Колісник М.А. Вінниця: ТОВ «ТВОРИ», 2020. 332 с.
2. Матвійчук В. А., Рубаненко О.Є., Гунько І.О. Діагностування електрообладнання. Навч. посіб. – Вінниця: ВНАУ, 2020. – 138 с.
3. Возняк О.М. Штуць А.А. Колісник М.А. Сучасні системи електроприводів. Теорія та практика частина 1. Вінниця: ТОВ "ТВОРИ". 2021. 280 С.
4. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 Норми випробовувань електрообладнання. Київ: Міністерства енергетики та захисту довкілля України, 2020. 243 с.
5. Бондаренко В.О., Черкашина В.В. Конструкції ліній електропередачі: [для студентів усіх форм навчання електроенергетичних спеціальностей ЗВО України] / В.О. Бондаренко, В.В. Черкашина. Харків: «Факт», 2020. 174 с.
6. СОУ 40.1-21677681-06:2009 Високовольтні вводи напругою від 110 кВ до 750 кВ. Типова інструкція з експлуатації: Київ: М–во палива та енергетики України, 2009. 74 с.
7. Основи інженерних методів розрахунків на міцність і жорсткість Г. М. Калетнік, М. Г. Чусов, В. М. Швайко. Підручник – К.: «Хай-Тек Прес», 2013. – 528с.
8. Калетнік Г.М. , Булгаков В. М. , Черниш О.М. , Кравченко І.Є Технічна механіка. Підручник для ВНЗ (затв. МОН України) К. Хай-Тек Прес 2011. 340 с.
9. Рубаненко О.Є. Високовольтні вводи. Конструкція, експлуатація, діагностика і ремонт : монографія / О. Є. Рубаненко, О. І. Гуменюк – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 183 с.
10. Діагностика стану електротехнічного обладнання: Курс лекцій

[Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійних програм «Електротехнічні пристрої та електротехнологічні комплекси» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: О. Р. Проценко Я. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,06 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 162 с.

11. Матвійчук В. А. Діагностування електрообладнання: навчальний посібник / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько. ВНАУ – Вінниця:ТОВ «ТВОРИ», 2020. – 140 с.

12. Аналіз результатів моніторингу паперово-оливної ізоляції конденсаторного типу високовольного обладнання «Вінницька 750 кВ» / О.О. Рубаненко, І. І. Смагло. Режим доступу до журн.: <http://conf.vntu.edu.ua/allvntu/2013/ineeem/txt/smaglo.pdf>

13. Калкаманов С. А. Конспект лекцій з дисциплін «Технічна діагностика електромеханічних систем», «Діагностування рухомого складу електричного транспорту» (для студентів усіх форм навчання за напрямом підготовки 6.050702 «Електромеханіка» спеціальності "Електричний транспорт") / С. А. Калкаманов, А. В. Коваленко, В. М. Шавкун; Харк. нац. ун-т міськ. госпва ім. О. М. Бекетова – Х.: ХНУМГ, 2014. – 152 с.

14. Монтаж, наладка і експлуатація електрообладнання. Конспект лекцій (для студентів 5 курсу денної і 6 курсу заочної форм навчання спеціальності 7.0906003 – «Електричні системи електроспоживання») / Авт. А.В. Хитров – Харків: ХНАМГ, 2009. – 328 с..

15. СОУ 40.1-21677681-07:2009.Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації. Київ: М-во палива та енергетики України, 2009. – 118 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інстр.).

16. ГОСТ 1516.3–96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

17. Василець С. В., Василець К. С. В19 Техніка високих напруг: навчальний посібник [Електронне видання]. – Рівне : НУВГП, 2018. – 187 с..

18. Сусліков Л.М., Студеняк І.П. Неруйнівні методи контролю: Навчальний

посібник. – Ужгород: Видавництво УжНУ, 2016. - 192 с.

19. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі: Київ: М-во палива та енергетики України, 2007. – 92 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

20. Іванков В.Ф., Басова А.В., Хімюк І.В. Методи моделювання трансформаторів та реакторів: Монографія – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2017. – 490 С.

21. Денисюк С.П., Сопель М.Ф., Пилипенко Ю.В., Притискач І.В. Розробка системи онлайн моніторингу стану силових трансформаторів / // Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво». – 2014. – № 24. – С.92–103.

22. Притискач І. В. Моделі та методи діагностування силових трансформаторів в електричних мережах напругою 6–110 кВ : автореф.дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02. Київ, 2014. 24 с.