

Курс: Діагностика електрообладнання
Лекція №1

1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

1.1 Завдання діагностування

Завданнями діагностування високовольного устаткування є: виявлення дефектів і пошкоджень, оцінювання функціональної справності устаткування, визначення можливості продовження експлуатації без ремонту, визначення об'єму ремонту у разі його необхідності, оцінювання залишкового терміну служби і заходів по продовженню терміну служби.

1.2 Зміни в обладнанні протягом експлуатації

1.2.1 Погіршення стану ізоляції в експлуатації

Одним з вирішальних чинників погіршення ізоляції є зволоження. Є три джерела зволоження:

- 1)остаточна волога в твердій ізоляції, не видалена при заводській сушці;
- 2)атмосферна волога;
- 3)вода, утворена при старінні ізоляції і масла [1, 2].

Головним джерелом зволоження є атмосферна волога, що проникає під дією градієнта тиску, особливо через ослаблені ущільнення. При порушенні герметичності ущільнень значна кількість вологи може проникнути в бак при пониженні тиску в ньому нижче атмосферного при зниженні температури. Це явище може бути особливо небезпечно, якщо діагностоване обладнання зберігається не повністю залите маслом.

В процесі монтажу також відбувається певне зволоження і забруднення ізоляції. Зразок оцінювання можливого зволоження - в таблиці 1.1.

Старіння целюлозної ізоляції може утворити значну кількість вологи, якщо ізоляція працює при підвищеній температурі і значно зношена. Розподіл вологи в ізоляційній структурі нерівномірний. Найбільша кількість вологи міститься в тонкій ізоляційній структурі, що працює при температурі основної маси масла, особливо при порівняно низькій температурі.

Вміст вологи у витковій ізоляції істотно нижчий, ніж в електрокартонних бар'єрах. Разом з тим вплив температури провідників обмотки і перепад температури у витковій ізоляції обумовлює нерівномірний розподіл вологи по товщині з підвищеною концентрацією вологи в зовнішніх шарах.

У свіжому маслі вода присутня головним чином в розчиненому вигляді. Розчинність води в різних маслах залежить від їх складу, збільшуючись у міру збільшення вмісту ароматичних вуглеводнів.

Утворення продуктів старіння в окисленому маслі обумовлює поява води гідрата або «зв'язаної», яку практично неможливо зміряти за

допомогою стандартних методів визначення розчиненої вологи.

При підвищеній температурі частина зв'язаної вологи може перейти в розчинену. Визначальними чинниками старіння масла є присутність кисню і достатньо висока температура, а також присутність каталізаторів. Підвищення температури на 10 градусів зменшує час критичного окислення масла в 2 рази. Процеси окислення масла значно прискорюються при вмісті кисню $>2000\div3000$ ppm (об'ємних).

Таблиця 1.1– Поверхнєве оцінювання ступеня можливого зволоження

Джерело	Ступінь зволоження
Прямий контакт просоченої маслом ізоляції з повітрям відносної вологості w: а) $w = 75\%$ при 20°C б) $w = 40\%$ при 20°C	Кількість води, абсорбувалася поверхнею електрокартону 1000 мз на глибину 0,5 мм: 13,500 г на протязі 16 годин 8,100 г на протязі 16 годин
Молекулярне натікання вологи Через пори в гумовому ущільненні Через ослаблене ущільнення	До 1-5 г в рік До 30-40 г в рік
Натікання вологого повітря Зберігання в транспортному стані з маслом вище за рівень обмоток Нормальне ущільнення Ослаблене ущільнення	15 г в рік 600 г в рік
Експлуатація негерметичних конструкцій	6000 годин в рік
Попадання дощу на ослаблене ущільнення	200 г в годину у вигляді рідкої води

Окислення масла починається з утворення проміжних продуктів, т.з. «вільних радикалів», кількісне оцінювання яких може бути мірою ступеня початкового старіння. Кінцевими продуктами є продукти конденсації і полімеризації, а також розчинний і нерозчинний шлам.

Кислоти, некіслі полярні з'єднання, металовмісні колоїди і шлами можуть бути віднесені до найбільш агресивних продуктів старіння масла. Шлами можуть бути віднесені до найбільш небезпечних продуктів: вони можуть понизити електричну міцність масла і поверхнєву міцність ізоляції, значно прискорити процес деструкції ізоляції, а також викликати інтенсивне старіння нового масла, залитого в устаткування, в якому є залишкові продукти старіння.

Частина продуктів старіння масла абсорбується целюлозою, збільшуючи її провідність і тангенс кута втрат і прискорюючи її деградацію.

Деструкцію целюлозної ізоляції викликають одночасно діючі механізми гідролізу, піролізу і окислення.

Гідроліз і піроліз викликають розрив молекул целюлози – деполімеризацію, яку супроводжує утворення фуранівих похідних і, зокрема, найбільш стійкого компоненту – фурфуролу. Інтенсивне виділення фуранів відбувається при температурі $> 120-130^{\circ}\text{C}$.

Окислення целюлози безпосередньо не викликає розрив молекул, але утворює воду, яка прискорює процес гідролітичної деструкції. Продуктами гідролізу є фуранові похідні і вода. Продуктами піролізу є фурани, окисел і двоокис вуглецю, вода і кислоти.

Найбільш вірогідною в умовах робочих температур обладнання представляється гідролітична деструкція, енергія активації якої майже в $1,4\div 2,0$ рази нижче, ніж енергія активації піролізу. Ступінь гідролітичної деструкції практично пропорційний вмісту води і кислот, потрібних для активації і підтримки процесу. Тому для оцінювання ступеня зносу ізоляції необхідно, окрім температури і часу, враховувати також вміст води і кислот.

На погіршення ізоляції також сильно впливає забруднення механічними домішками.

Окрім утворення домішок в результаті старіння і деструкції ізоляції, в маслі можуть бути приміси, що залишилися після виготовлення і монтажу обладнання, а також тертя металевих деталей активної частини, що з'являються в результаті, зносу і пошкодження вбудованих маслонасосів, проникнення забруднень з контактора РПН, селикагелевого фільтру, маслоохолоджувачів і ін.

Провідні і полярні частинки в маслі перерозподіляються під дією сил гравітації, потоків масла і особливо під впливом електромагнітного поля, що сприяє відкладенню їх в місцях концентрації напруженості поля (на поверхні обмоток, бар'єрів, покриттях введень).

Електрична міцність ізоляції сильно залежить також від вмісту в ній газів. Масло розчиняє всі гази відповідно до закону Генрі і коефіцієнтів розчинності (коефіцієнти Оствальда). Температурна залежність коефіцієнтів розчинності у деяких газів позитивна, у інших негативна.

Гази розчиняються в целюлозній ізоляції подібно до води, але менш активно.

Зазвичай в обладнанні є газові компоненти повітря (азот, кисень, двоокис вуглецю). Унаслідок старіння матеріалів і особливо у разі появи початкового пошкодження в маслі утворюються окисел і двоокис вуглецю, вуглець і вуглеводні. Найбільш небезпечна поява бульбашок газу в маслі і в твердій ізоляції.

1.2.2 Зміна механічного стану

Механічне пошкодження обмоток обладнання в експлуатації визначається дією електродинамічних сил – радіальних, осьових і тангенціальних.

Радіальні сили стискають одні обмотки і розтягують інші.

У двохобмотковому обладнанні зжимаючим радіальним силам зазвичай піддаються внутрішні обмотки - обмотки НН.

Залишкові деформації обмоток під дією стискаючих радіальних сил називаються втратою радіальної стійкості і викликають ослаблення ізоляції обмотки і зниження її електричної міцності.

Осьові сили, що діють в обмотках обладнання при КЗ, можуть викликати втрату осьової стійкості, яка виявляється в значному нахилі провідників щодо початкового положення. Втрата осьової стійкості може привести до руйнування ізоляції, зростання осьових сил, що пов'язане з виникненням несиметрії обмоток із-за зсуву провідників, внутрішнього короткого замикання.

Можуть також виникати осьовий вигин провідників в прольотах між стовпами прокладок, сповзання проводів шарових обмоток в осьовому напрямі, пошкодження кінцевої ізоляції і опорних (що пресують) конструкцій обмоток.

Із-за сходу гвинта у разі гвинтових обмоток, із-за наявності переходів між котушками у разі безперервних обмоток виникають тангенціальні сили, під дією яких обмотки прагнуть скрутитися. Це може привести до зміщення провідників і кінців обмотки, опорної і кінцевої ізоляції, стовпів прокладок і, як наслідок, до внутрішнього КЗ.

1.3 Методологія діагностування

1.3.1 Концепції обслуговування устаткування

Обслуговування устаткування за даними періодичних випробувань в певному об'ємі через певні проміжки часу (традиційна методологія).

Обслуговування устаткування по його стану з проведенням, на базі досвіду експлуатації, найбільш ефективних випробувань, як правило, що не вимагають відключення устаткування.

Обслуговування устаткування по критерію надійності з урахуванням ризику відмови і його наслідків, що дозволяє оптимально використовувати наявні запаси міцності.

Обслуговування за наслідками функціонального діагностування, направлено на оцінку працездатності окремих підсистем обладнання з урахуванням вірогідних дефектів і механізму їх повного розвитку.

1.3.2 Оцінювання стану обладнання за результатами випробувань

Перелік періодичних випробувань приведений в таблиці 1.2. Там же вказані обов'язкові випробування, обумовлені керівним документом «Об'єм і норми випробування електрообладнання* [3], а також стандартом IEEE [4].

Технічний стан оцінюється порівнянням з початковими значеннями, які приймають відповідно до: значення в паспорті або протоколі заводських випробувань; даних при введенні в експлуатацію нового

устаткування (експлуатаційні випробування); даних після ремонту на спеціалізованому підприємстві; даних попередніх випробувань.

Таблиця 1.2 – Обов'язкові випробування

Компоненти обладнання	Характеристики, що перевіряються, параметри	Нормативні документи	
		Норми [3]	Стандарт IEEE [4]
Обмотки, відведення і ізоляція	Коефіцієнт трансформації	▲	▲
Компоненти обладнання	Характеристики, що перевіряються, параметри	Нормативні документи	
		Норми [3]	Стандарт IEEE [4]
Обмотки, відведення і ізоляція	Полярність і група з'єднання	▲	▲
	Опір постійному струму	▲	▲
	Струм холостого ходу	▲	▲
	Втрати холостого ходу	▲	▲▲
	Опір короткому замиканню		▲
	Опір ізоляції	▲	
	Тангенс кута втрат і місткість ізоляції	▲	▲
	Електрична міцність (випробування ізоляції підвищеною напругою)		
	Рівень часткових розрядів	▲	▲
	Перехідні і частотні характеристики	▲	▲
	Вібраційні характеристики	▲	▲
	Вологість твердої ізоляції	▲	
	Стан паперової ізоляції обмоток	▲	▲

Обмотки відведення і ізоляція	Коефіцієнт трансформації	▲	▲
	Полярність і група з'єднання	▲	▲
	Опір постійному струму	▲	▲
	Струм холостого ходу	▲	▲ ▲
	Втрати холостого ходу		
	Опір короткому замиканню	▲	▲
	Опір ізоляції	▲	▲
	Тангенс кута втрат і місткість ізоляції	▲	▲
	Електрична міцність (випробування ізоляції підвищеною напругою)		
		▲	▲

продовження таблиці 1.2

	Рівень часткових розрядів Перехідні і частотні характеристики Вібраційні характеристики Вологість твердої ізоляції Стан паперової ізоляції обмоток	▲ ▲ ▲ ▲	▲ ▲ ▲ ▲
Компоненти обладнання	Характеристики, що перевіряються, і параметри	Нормативні документи	
		Норми [3]	Стандарт IEEE [4]
Пристрій РПН	Коефіцієнт трансформації Контактне натиснення Момент, що крутить Опір елементів струмоведучого контур, струмообмежувальних резисторів і реакторів Послідовність дії контактів Час перемикання пристроїв Герметичність Робота приводів і блокувань Температура (термограма)	▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲	▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲
Ізоляційне масло	Кінематична в'язкість Щільність Зовнішній вигляд Колір Температура спалаху в закритому тиглі Температура застигання Зольність Натрієва проба, оптична щільність Вміст сірки Випробування корозійної дії tgδ при 90 °C	▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲	▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲

продовження таблиці 1.2

	Вміст механічних домішок (клас чистоти) Розчинені гази	▲ ▲	▲ ▲
Високовольт ні введення	Опір ізоляції Tgδ % і місткість ізоляції Тиск (рівень масла) Температура (термовізіійний контроль) Електрична міцність ізоляції (під робочою напругою) Рівень часткових розрядів	▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲	▲ ▲ ▲ ▲

1.3.3 Система двохступневих профілактичних випробувань (обслуговування за станом)

Дана концепція випробувань є логічним розвитком традиційної системи на базі застосування найбільш ефективних методів, а також впровадження нових методів діагностування.

На першому етапі – «індикація стану» – головним завданням є виявлення устаткування, яке працює нормально, за допомогою методів, обґрунтованих досвідом експлуатації і що не вимагають відключення устаткування. Основу таких випробувань складають аналізи проб масла (вимірювання вмісту продуктів деградації матеріалів, вологи, домішок, продуктів старіння масла). Такі випробування виконуються періодично, зазвичай не рідше за один раз на рік.

На другому етапі – «діагностування стану» – виконуються спеціальні випробування і перевірки, що дозволяють визначити причину виявленої аномалії, локалізувати її і відповісти на питання, чи можна продовжувати і на яких умовах подальшу експлуатацію.

Типовим прикладом системи двохступневих діагностичних випробувань є представлена в табл. 3 система випробувань, розроблена в Національній Магістральній мережі Великобританії (National Grid 3.) [5].

Таблиця 1.3 – Система двохступеневого діагностування обладнання

Мета випробувань	Визначувані характеристики	Виявні дефекти та стан ізоляції
Поточні періодичні випробування з метою виявлення початкових пошкоджень і оцінювання загального стану: щонайменше, щорічний аналіз проб масла з нижньої і верхньої частин бака	Розчинені гази Вміст вологи Кислотне число Фурани Феноли Крезולי Радіозавади Термовіділення	Індикація пошкоджень, що розвиваються Індикація стану масла Індикація деградації паперу, бар'єрної та конструкційної ізоляції

продовження таблиці 1.3

Спеціальні випробування з метою діагностування і детального обстеження: – при незадовільних результатах поточних випробувань; – при спрацьовуванні захисту від внутрішніх пошкоджень;	Частотний аналіз перехідних функцій Тангенс кута діелектричних втрат ізоляції Поляризаційний спектр або вимірювання відновлюваної напруги Опір обмоток постійному струму	Визначення деформації обмоток Оцінювання загального стану ізоляції Загальна оцінювання зволоження ізоляції, а також індикація старіння паперу та масла
--	---	--

– при небезпечному зовнішньому вигляді.		
Мета випробувань	Визначальні характеристики	Виявлені дефекти та стан ізоляції
Спеціальні випробування: – при оцінці залишкового ресурсу; – при переміщенні обладнаннів; – до і після обробки масла (для оцінювання ефективності процесу обробки масла)	Акустична локація Вимірювання напруги радіоперешкод (RIV) з використанням високочастотного обладнання струму Струм намагнічення; Коефіцієнт трансформації; Опір ізоляції; Візуальна інспекція (безпосередня або за допомогою ендоскопа)	Виявлення пошкоджень (обриву) провідників і проблем з контактами РПН Виявлення наявності розрядів в маслі Визначення стану заземлення магнітопровода Визначення необхідності ремонту або заміни устаткування

Курс: Діагностика електрообладнання**Лекція №2****2. КОНЕПЦІЯ ТА ПРИЙОМИ ФУНКЦІОНАЛЬНОГО
ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ****2.1 Концепція функціонального діагностування**

Концепція розроблена робочою групою СИГРЕ [2], перш за все, для оцінювання стану устаткування після тривалої експлуатації, і заснована на наступних положеннях:

1. Діагностоване обладнання розглядається, як ряд функціональних (під) систем, стан яких забезпечує виконання головних функцій: передачу електромагнітної енергії, збереження електричної міцності ізоляції, механічної міцності обмоток і цілісності струмоведучої системи.

2. Основою системи контролю і діагностування є функціональна модель дефектів, яка визначає вірогідні дефекти або чутливі зони в даній конструкції за даних умов експлуатації на базі аналізу особливостей конструкції і причин відмов в експлуатації і, відповідно, мету і завдання діагностування.

3. Оцінювання стану устаткування представляється у формі системи запитів про стан його функціональних підсистем з урахуванням можливого сценарію розвитку дефектного стану у відмову.

4. Програма технічного обстеження концентрується на виявленні вірогідних дефектів шляхом використання груп методів, що характеризують конкретний дефект.

5. Щонайменше, дві діагностичні процедури потрібно для того, щоб підтвердити наявність дефекту і оцінити його кількісно.

Оцінювання стану устаткування здійснюється, в основному, в робочих умовах, особливо в граничних умовах відносно навантаження, температури, напруги. Дана методологія не вимагає обов'язкової інформації про попередні характеристики, але обов'язково вимагає розуміння конструкції устаткування і наявності інформації про передуючі критичні режими. Аналіз конструкції є першою процедурою діагностування.

Комплексне діагностичне обстеження виконується з метою перевірки функціональної працездатності всіх підсистем обладнання і визначення необхідності виконання капітального ремонту обладнання.

На рис. 1 і в табл. 1 приведені блоксхема і перелік перевірок під час комплексного функціонального діагностування.

2.2 Прийоми діагностування**2.2.1 Порівняння з початковими даними**

Порівняння з початковими даними випробувань переважно бездефектного устаткування є найбільш поширеним діагностичним прийомом.

Деякі характеристики можуть бути властиві тільки даному типу устаткування або даному виробу. До них відносяться: дані вимірювання по

методу аналізу частотних характеристик: визначення перехідних функцій при подачі на вхід обмотки імпульсів ЧР, імпульсної напруги або напруги змінної частоти широкого спектру; спектр вібраційних характеристик і спектральний аналіз високовольтного масла.

Таблиця 2.1 – Оцінювання стану обладнання під час функціонального діагностування

Загальний стан
Тепловий стан: тепловіддача і справність охолоджувачів; перегрівання масла і обмоток; зовнішні нагриви в зонах концентрації поля розсіювання; незвичайні шуми і вібрація; симптоми аномалій, що викликають деструкцію ізоляційних матеріалів; симптоми аномального внутрішнього нагріву, іскріння або розрядів
Електрична ізоляція - ступінь старіння масла і ізоляції
Оцінювання можливих джерел прямого проникнення води; Оцінювання можливих джерел аномального забруднення (металеві частинки з системи охолодження, контактора РПН і ін.); Рівень забруднення масла вологою і механічними домішками; Ступінь зволоження твердої ізоляції (бар'єрів); Оцінювання можливості значного зниження електричної міцності ізоляції при пониженні температури; Вірогідність забруднення ізоляційних поверхонь провідними домішками Поява ЧР при робочій напрузі; Ступінь зволоження виткової ізоляції (можливість виділення бульбашок пари при перевантаженні); Симптоми аномального перегріву (піролізу ізоляції); Характер процесу старіння (нормальний - аномальний) і ступінь старіння масла; Можливість виділення осаду в період між випробуваннями; Можливість прискореної деструкції виткової ізоляції ;
Механічний стан
Симптоми локального ослаблення пресування магнітопровода; Вірогідність аномального зниження сили пресування обмоток; Симптоми деформації обмоток, що піддаються небезпечним діям при КЗ;
Стан РПН
Справність; правильність установки і послідовності роботи; Симптоми аномального механічного зносу компонентів; Симптоми зашламління і перегріву контактів, включаючи контакти контактора; Рівень забруднення масла вологою і домішками ;
Стан високовольтних введень
Наявність перегріву контактів, локальних перегрівів і розрядів; Наявність локальних дефектів в основі; Наявність внутрішніх ЧР; Можливість помітного старіння паперово-масляної ізоляції; Можливість прямого проникнення води; Ступінь старіння масла, наявність провідних компонентів і води; Симптоми утворення напівпровідного нальоту на поверхнях покриттів;

2.2.2 Аналіз тенденції зміни характеристик

Для багатьох профілактичних і діагностичних випробувань тенденція зміни параметрів є цінною додатковою інформацією. Окремою діагностичною характеристикою є швидкість зміни параметра в часі.

В той же час відсутність явної тенденції зміни параметрів не завжди є показником нормального стану.

2.2.3 Статистичний метод

Виділяється устаткування, кількісне значення характеристик якого потрапляє в 10- або 5- відсотковий статистичний інтервал нормального розподілу. Відповідно 90 або 95% вибірки відноситься до нормального стану.

2.2.4 Кількісне визначення стану. Модель дефекту

Цей метод є основним в методології функціонального діагностування. Метод полягає у визначенні характеристик, властивих тільки даному дефекту, і дозволяє не тільки зробити надійний висновок про наявність дефектного стану, але у ряді випадків і оцінити дефектну область кількісно. Далі, створюються «моделі дефектів» у вигляді специфічних областей зміни числових результатів тестів для типових дефектів, і, нарешті, встановлюються критерії для «меж моделей дефекту» по умові працездатності обладнання.

2.2.5 Ранжирування устаткування за станом

Такий метод отримує розповсюдження для оцінювання залишкового терміну служби великого числа (групи) обладнання після тривалої експлуатації. Він включає кількісну градацію ознак можливого стану, визначених на підставі експертних оцінок на базі аналізу особливостей конструкції, умов і досвіду експлуатації, особливо видів і причин відмов, а також результатів випробувань. Виявляється устаткування, що вимагає особливої уваги або заміни.

2.2.6 Складання моделі дефектів

Вірогідність виникнення і розвитку дефекту залежить від особливостей конструкції (початкові запаси міцності, чутливість до погіршення в експлуатації), а також від конкретних умов роботи устаткування.

Модель дефектів представляє перелік можливих дефектів і пошкоджень в даному функціональному вузлі обладнання і вірогідний сценарій розвитку дефекту аж до відмови устаткування.

Можливий алгоритм складання моделі дефектів включає:

- складання функціональної схеми обладнання з урахуванням його основних підсистем і компонентів;
- визначення видів можливих дефектів і пошкоджень за поданим аналізом причин відмов і несправностей в аналогічному устаткуванні;
- визначення найбільш чутливих зон в конструкції на основі аналізу її особливостей;
- уточнення вірогідних дефектів і пошкоджень за даними аналізу умов

експлуатації;

- визначення вірогідного сценарію розвитку пошкодження повного устаткування, а також можливих наслідків відмови.

2.2.7 Аналіз конструкції

Аналіз конструкції є ключовою Процедурою для розуміння структури обладнання і основних функцій його компонентів, оцінювання чутливості до можливого погіршення стану в процесі експлуатації, а також визначення моделі вірогідних дефектів, що дозволяє оптимізувати програму діагностичних випробувань і вибрати найбільш ефективні методи.

Предметом аналізу є:

- ідентифікація типу обладнання, його призначення, технічні вимоги до нього і основні технічні дані;

- ідентифікація складу і структури обладнання, в тому числі особливостей магнітної системи, схеми розташування і з'єднання обмоток, структури головної ізоляції, наявності і розташування магнітних шунтів; типів і розташування високовольтних введень вузла регулювання напруги (тип і розташування регулювальної обмотки, тип і розташування перемикаючих пристроїв), системи охолодження, системи захисту масла від вологи і окислення; засобів управління;

- основні параметри за наслідками заводських випробувань, в тому числі струм і втрати холостого ходу, втрати і напруга короткого замикання на номінальному і крайніх положеннях перемикаючого пристрою, опір обмоток постійному струму; перегрів обмоток, масла і магнітопровода над навколишнім середовищем (дані випробувань на нагрів);

- визначення зон, що мають мінімальні запаси електричної міцності;

- оцінювання запасів міцності і стійкості обмоток при дії струмів КЗ за заданих умов експлуатації;

- оцінювання конструктивних особливостей і «чутливих зон» встановлених високовольтних введень і перемикаючих пристроїв;

- оцінювання контролепридатності конструкції (у тому числі особливостей, що впливають на чутливість діагностичних характеристик);

- аналіз експлуатаційної надійності конструкції, видів і причин відмов.

Систематизований перелік відмов і дефектів, виявлених за наслідками випробувань або оглядів при ремонтах, є найбільш цінним джерелом інформації і основним матеріалом для розробки моделі дефектів. Першорядним завданням системи діагностування є виключення відмов, що повторюються. Приймаються до уваги відмови однотипного і подібного устаткування (подібних вузлів), в тому числі однотипних введень і пристроїв РПН.

2.3 Оцінювання умов експлуатації устаткування

Оцінюються особливості нормального режиму, аномальних, зокрема аварійних режимів, а також незвичайні умови експлуатації.

2.3.1 Особливості конструкції, що впливають на діагностичні параметри

Заземлений електростатичний екран між обмотками знижує чутливість діелектричних характеристик до зміни стану твердої ізоляції.

Таблиця 2.2– Види пошкоджень і відповідні діагностичні характеристики

Механізм пошкодження	Види дефектів	Діагностичний параметр
Електромагнітні сили, викликані струмом КЗ, змінюють геометрію обмотки і відповідно величину реактансу розсіювання	Деформація обмотки	Реактанс розсіювання
Пошкодження ізоляції утворює контур, зчеплений з основним магнітним потоком. Результуючий циркулюючий струм викликає збільшення активного і індуктивного компонентів струму намагнічення і зростання втрат х. х.	Міжвиткове замикання: а) повне замикання двох або декількох витків; б) замикання двох або декількох паралельних провідників, що належать різним виткам	Струм намагнічення і втрати Х. Х.
Пошкодження ізоляції утворює контур, зчеплений з потоком розсіювання. Результуючий циркулюючий струм викликає збільшення додаткових втрат в досвіді КЗ	Замикання паралельних провідників; виткові замикання в обмотках обладнання, вбудованих в діагностоване обладнання реакторів і регулювального обладнання; пошкодження ізоляції пресуючих гвинтів	Додаткові втрати КЗ
Погіршений контакт і перегрів контактів відведень РПН або ПБВ викликають утворення плівки, ерозію поверхонь, збільшення перехідного опору	Перегрів і ерозія контактів	Опір постійному струму
Механічний зсув або	Обрив кола	Струм намагнічення і

перегрів провідника викликає його обрив або перегорання і зміну опору струмоведучого кола		втрати х. х.; опір постійному струму
---	--	--------------------------------------

Продовження таблиці 2.2

Механізм пошкодження	Види дефектів	Діагностичний параметр
Механічні дії або перезбуджування можуть викликати пошкодження ізоляції елементів магнітопровода і утворення контура, зчепленого з основним магнітним потоком. Результуючий циркулюючий струм викликає збільшення активного і індуктивного компонентів струму намагнічення і зростання втрат х. х.	Закорочування листів електротехнічної сталі, порушення ізоляції стягнутих шпильок, ярмових балок і ін., коли в результаті цього утворюються контури короткозамкнутих витків, зчеплених з основним потоком; неправильне заземлення магнітопровода; міжвиткові замикання і замикання паралельних провідників, що належать різним виткам; порушення ізоляції пресуючих гвинтів, зсув обмоток, а також дефекти РПН, що викликають зміну магнітного опору на ділянці магнітного ланцюга	Струм намагнічення і втрати Х. Х

Наявність в структурі ізоляції діелектричного матеріалу з підвищеними діелектричними втратами, наприклад, в опорній ізоляції нейтрального краю обмотки може шунтувати і маскувати зміну стану головної ізоляції.

Резистор в ланцюзі заземлення магнітопровода може викликати спотворення електричних характеристик ізоляції, наприклад, збільшення тангенса кута втрат ділянки «обмотка НН-магнітопровід» і зниження тангенса кута втрат ділянки між обмотками.

Чутливість опору КЗ пари обмоток до виявлення радіальної деформації обмотки знижується у міру збільшення відстані між обмотками (з підвищенням класу напруги).

Чутливість електричних характеристик ізоляції до вологовмісту твердої ізоляції знижується у міру збільшення ізоляційного проміжку із-за збільшення впливу масла.

Збільшення відкритої поверхні ізоляційних деталей (бар'єрів) сприяє інтенсивнішій адсорбції газів і продуктів старіння масла. Це призводить до зниження концентрації газів в маслі після відключення обладнання.

Курс: Діагностика електрообладнання**Лекція №3****3. ДІАГНОСТИЧНІ ПАРАМЕТРИ ТА МЕТОДИ ЇХ КОНТРОЛЮ****3.1 Діагностичні характеристики, засновані на вимірюванні електромагнітних параметрів обладнання**

Виникнення дефектів і пошкоджень у ряді випадків обумовлює зміну активного і індуктивного опорів обмоток, а також струму і втрат холостого ходу, так що електромагнітні параметри обладнання можуть служити ефективними діагностичними характеристиками.

Характерні дефекти виявляються за допомогою вимірювання струму і втрат холостого ходу; струму, втрат і опору короткого замикання, а також зміни опору обмоток постійному струму.

3.1.1 Визначення коефіцієнта трансформації

Результати вимірювання порівнюються з розрахунковими або паспортними даними. Результати вимірювань вважаються задовільними, якщо відхилення значень не перевищує 2%. Очевидно, що в процесі експлуатації коефіцієнт трансформації може змінитися тільки в наслідок пошкодження, відхилення, що допускається, обумовлене в основному погрішністю вимірювання. У випадках, якщо напруга регульовального ступеня менше 2%, а також для перевірки якості ремонту із заміною обмоток, така точність вимірювання може бути недостатньою. Стандарт ЕЕЕ [4] визначає допустиме відхилення не більше $\pm 0,5\%$.

Проте така точність також може бути недостатньою, наприклад, при визначенні числа «литки» в a ступенях регульовальних обмоток, а також в обмотках ВН з великим числом витків.

3.1.2 Вимірювання струму і втрат холостого ходу

Втрати і струм холостого ходу при номінальній напрузі є важливими характеристиками для контролю якості виготовлення, а також ремонту обладнання, що вимагає розширтки верхнього ярма магнітопровода.

Для трифазного обладнання значення втрат не повинне відрізнятися від паспортного (результатного) більш ніж на 5%. Для однофазного обладнання відмінність набутих значень від результатних не повинна бути більше 10%.

Разом з тим рівномірне збільшення втрат при вимірюваннях на зниженій напрузі після ряду років експлуатації спостерігається часто в бездефектному устаткуванні

При оцінці зміни струмів холостого ходу слід враховувати, що в більшості випадків дефектний стан характеризується відмінністю між значеннями струмів в крайніх фазах або в порівнянні з попередніми вимірюваннями більше 10%.

3.1.3 Вимірювання опору короткого замикання

Оцінку стану обмоток обладнання проводять шляхом порівняння зміряних по фазах даних з даними попередніх вимірювань. Значення відносної зміни опору КЗ при виникненні деформації обмотки залежить від конструкції обладнання. Але граничне відхилення нормується на рівні 3 %.

3.1.4 Вимірювання втрат короткого замикання

Потоки від потоку розсіювання можуть служити ефективною діагностичною характеристикою для визначення замикання паралельних провідників в обмотках. Деформація обмотки або її частин викликає істотні зміни втрат.

Діагностичні вимірювання втрат від потоку розсіювання ефективно реалізовані в методі визначення частотної залежності втрат в діапазоні частот 20 - 600Гц.

3.1.5 Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання виявляє погіршення контактів особливо в місцях приєднання відведень до введень, а також розімкнених контактів РПН.

Можливими дефектами в обмотці можуть бути обрив або замикання паралельних провідників, паяння, що лопнуло (переміжний контакт або обрив). Такі явища зазвичай приводять до зміни опору на декілька відсотків.

Перегрівання і ерозія контактів викликає збільшення початкової величини перехідного опору у декілька разів.

Початкове значення опору розімкнених контактів РПН складає зазвичай $40 \div 200$ мкОм. Збільшення перехідного опору контакту в $3 \div 4$ рази може бути ознакою дефектного стану, після чого можна чекати лавиноподібне наростання опору. На цій стадії стан контактів може бути покращений за допомогою багатократного перемикавання. Збільшення перехідного опору в $5 \div 10$ разів може бути зумовлене вже незворотною ерозією поверхонь. Для відновлення нормального стану потрібна спеціальна механічна обробка або заміна контактів.

Причинами, зростання опору в елементі контура є:

- слабкий контактний натиск;
- підгоряння контактів контактора;
- зношування контактів вибирача РПН унаслідок зношування рухомих контактів або тривалої роботи на одному положенні;
- неякісне затягування болтових з'єднань або погане пресування пресованих контактів відведень.

Для оцінювання стану контактів також використовуються:

- значення опорів, виміряні при різних положеннях реверсора;
- різниця між опорами, виміряними на парних і непарних ступенях РПН;

– характер зміни опору при збільшенні/зменшенні числа витків щодо основного положення. Опори обмоток трифазного обладнання, зміряні на однакових відгалуженнях різних фаз при однаковій температурі, не повинні відрізнятися більш ніж на 2%.

3.2 Характеристики ізоляції

3.2.1 Можливість виявлення дефектів по характеристиках ізоляції

Можливості виявлення дефектів в різних ізоляційних проміжках істотно відрізняються.

Виявити зміни стану поздовжньої ізоляції за допомогою характеристик ізоляції практично не представляється можливим.

Чутливість характеристик ізоляції до зміни стану твердих компонентів залежить від питомої частки ізоляції і питомої місткості дефектної ділянки.

При оцінці характеристик маслобар'єрної ізоляції враховуються наступні початкові характеристики основних компонентів.

Діелектричні втрати при постійній і змінній напрузі визначаються, так щоб виконувалась умова пропорційності електропровідності масла та тангенсу кута дельта діелектричних втрат.

В реальній конструкції обладнання результат вимірювання характеристик ізоляції залежить від стану твердої ізоляції, масла, поверхні ізоляції, а також від співвідношення частки рідкого і твердого діелектрика та їх розташування в ізоляційному проміжку.

В більшості випадків вплив поверхневої складової на результат вимірювання виявляється істотним тільки при сильному забрудненні.

3.2.2 Тангенс кута діелектричних втрат і міцність ізоляційного проміжку

Для маслобар'єрної ізоляції тангенс кута діелектричних втрат при промисловій частоті може бути представлений у вигляді суми з двох складових, одна з яких залежить від тангенса кута втрат картону, а інша від тангенса кута втрат масла:

$$\operatorname{tg}(\delta) = K_0 \cdot \operatorname{tg}(\delta_K) + K_M \cdot \operatorname{tg}(\delta_M).$$

Коефіцієнти K_0 і K_M , враховують, відповідно, частку картону і масла в ізоляційному проміжку.

Коефіцієнт K_0 в зоні міжобмотувальної ізоляції потужного обладнання зазвичай складає 0,4÷0,6.

При вимірюванні $\operatorname{tg}\delta$ без масла чутливість вимірюваної характеристики до зміни стану бар'єрів підвищується на 20÷30 %.

Залежність тангенса кута діелектричних втрат сухої або малозволоженої ізоляції від температури має U-подібний характер внаслідок екрануючого впливу вологи на іони домішок, що відповідають за зміну провідності і $\operatorname{tg}(\delta)$ целюлози. У діапазоні температур 20÷70°C значення $\operatorname{tg}\delta$ не перевищує 0,5%. Тому значення $\operatorname{tg}(\delta_K) < 0,5$ % може бути

прийнято як норма для малозволоженої ізоляції.

Інформація про нормовані значення $\text{tg}(\delta)$ ізоляції обладнання приведена в таблиці 1.

Бездефектний стан ізоляції різних ізоляційних проміжків повинен задовольняти наступним критеріям:

– міцність ділянки залишається практично незмінною, трохи знижуючись після нагріву (особливо в проміжку ВН-бак) внаслідок деякого зниження діелектричної проникності масла;

– $\text{tg}(\delta)$ ділянки обмотка ВН-бак і температурному діапазоні $20 \div 70^\circ\text{C}$, скоректований на величину $\text{tg}(\delta)$ введів, не повинен перевищувати значення:

$$0,2 + 0,6 \cdot \text{tg}(\delta_m), \%$$

де $\text{tg}(\delta_m)$ – значення тангенса кута діелектричних втрат масла при температурі вимірювання.

Таблиця 3.1 – Нормовані значення $\text{tg}(\delta)$ ізоляції обладнання

Дефект	Вимірювання діелектричних параметрів
Підвищена вологість виткової ізоляції	Практично не виявляється через значний вміст в порівнянні з місткістю відповідного проміжку головної ізоляції
Підвищена ($> 1 - 1,5\%$) вологість бар'єрної ізоляції	Експоненціальне зростання $\text{tg}\delta$ і експоненціальне зниження $R_{\text{із}}$ із збільшенням вологості і підвищенням температури
Поверхнєве забруднення бар'єрів	Пониження $\text{tg}\delta$ при вимірюванні по прямій схемі в проміжку між обмотками
Забруднення масла в ізоляційних проміжках	Зростання $\text{tg}\delta$ і зниження $R_{\text{із}}$ проміжку «обмотка ВН-бак»; зростання $\text{tg}\delta$ і порівняно високе $R_{\text{із}}$ проміжку між обмотками при підвищенні температури
Забруднення ізоляції в проміжку «обмотка ВН-бак»	$\text{tg}\delta$ проміжку «обмотка ВН-бак» помітно вище, ніж проміжку між обмотками
Високий вміст води в маслі	Різке зниження $R_{\text{із}}$ проміжку «обмотка ВН-бак» при пониженні температури нижче 20°C

Таблиця 3.2 – Допустимі значення $\text{tg}(\delta)$ ізоляції трансформаторів

Нормативні документи	Випробування	Схеми вимірювання і допустимі значення
Норми РФ [3]	Нове устаткування і після капремонту, при незадовільних результатах випробувань масла і (або) ХАРГ, а також в об'ємі комплексних випробуваннях	По схемах на заводі, а також по зонах ізоляції з під'єднуванням висновку «екран» до вільної обмотки або бака Задовільно, якщо $\text{tg}\delta < 1\%$, при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для обладнання, що знов виводиться, і після капремонту погіршення не більше ніж на 50 % початкових значень
ЕЕЕ [4]	Нове устаткування: періодичні випробування Діагностичні випробування Випробування після ремонту	Вимірювання кожної доступної ділянки ізоляції із застосуванням прямих вимірювань, а також комбінації вимірювань і розрахунків. Для нового устаткування $d \leq 0,5\%$ при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, у експлуатації $< 1\%$
EPRI, експертна система [5]	Діагностичні випробування	0,4 % - хороший стан; 0,9% - неприпустимо

$\text{tg}\delta$ ділянки «ВН-НН» в температурному діапазоні $20-70\text{ }^{\circ}\text{C}$ не повинен перевищувати значення:

$$0,3 + 0,5 \text{ tg}\delta_{\text{м}};$$

дефектний стан може характеризуватися також пониженням $\text{tg}\delta_{\text{ВН-НН}}$ у разі сильного забруднення бар'єрів.

Ділянка «обмотка НН-бак» часто включає ізоляційні деталі, виконані з бакеліту, дерева, ламінуючої деревини і т. п., початкові значення $\text{tg}\delta$ яких можуть істотно відрізнятися від значень для целюлози і складати більше 1 %, залежно від матеріалу і залишкової вологості, яка в товстих ламінуючих і бакелітових виробах зазвичай перевищує 1 %. Тому слід враховувати початкове значення, отримане при заводських випробуваннях.

3.2.3 Метод контролю опіру ізоляції

Найбільш частою причиною зміни $R_{\text{из}}$ є забруднення поверхні покриттів введення, тому потрібне ретельне попереднє очищення доступних поверхонь, а також застосування екранних кілець для відведення поверхневих струмів з вимірювальної системи.

Опір маслобар'єрної ізоляції залежить від провідності бар'єрів, а також від електропровідності масла і поверхневої провідності. При даній вологості бар'єрів опір ізоляції варіюється між максимальним значенням (діагностоване обладнання без масла) і мінімальним (масло повністю провідне). Граничні значення опору ізоляції зазвичай не нормуються. Зміряні дані порівнюють з результатними і враховують при розгляді загального стану ізоляції. Передбачається, що погіршення стану ізоляції в порівнянні із станом на заводі повинно викликати зниження опору; в деяких випадках зниження опору більш ніж в 2 рази вважається незадовільним.

Через визначальний впливу провідності масла оцінювання результатів вимірювання часто викликає утруднення, оскільки у багатьох випадках спостерігається значне збільшення $R_{из}$ в експлуатації.

3.2.4 Характеристики абсорбції

До характеристик абсорбції ізоляції відносяться зміни провідності від часу, місткості від часу і частоти, а також тангенса кута втрат від частоти.

Вимірювання частотної залежності $\tan\delta$, особливо при дуже низькій частоті (< 0.1 Гц), дає високу чутливість до зволоження.

Слід зазначити, що маса електричних характеристик, засновані на параметрах абсорбції, вони взаємозв'язані і зміна однієї з них означає, що відповідно повинні змінитися й інші. Відмінність може бути переважно в діапазоні зміни.

Коефіцієнт абсорбції R_{60}/R_{15}

Для залитого маслом обладнання значення коефіцієнта абсорбції залежить від значень опору ізоляції, температури, провідності масла, а також від конструкції ділянки (ступені заповнення твердою ізоляцією).

Традиційно вважається, що хороша ізоляція характеризується значенням $H_0 > 1.3$.

Проте, при високому опорі масла постійна часу поляризаційних процесів може бути співрозмірна з часом вимірювання опору ізоляції, і коефіцієнт абсорбції може бути близький до одиниці.

Залежність місткості від часу використана в приладі контролю. Показником стану (зволоженості) ізоляції є відношення QC/C .

Метод добре зарекомендував себе при контролі ступеня зволоження ізоляції обладнань без масла в процесі ревізії (ремонт) активної частини, а також в процесі сушки.

3.2.5 Метод контролю відновлюваної напруги

Відомий метод контролю відновлюваної напруги (RVM). Цей метод може бути реалізований шляхом використання приладу Tettex RVM 5461.

Метод передбачає аналіз спектру поляризації при вимірюванні напруги, що відновлюється після короткочасного замикання заздалегідь зарядженого об'єкту.

Основна (домінуюча) постійна часу, приблизно відповідна максимуму напруги, що відновлюється, залежить від зміни стану ізоляції, наприклад, через зволоження або утворення продуктів старіння.

Для сухої не постарівшої ізоляції основна постійна часу RVM складає більше 1000 сек. Значне погіршення ізоляції характеризується її зниженням до значення менше 10 секунд.

У обладнанні, що залите маслом, на результат вимірювання впливають параметри масла і відносне заповнення проміжку твердою ізоляцією. Оскільки вплив вказаних чинників метод не враховує, СИГРЕ не рекомендує використовувати його для прямої інтерпретації ступеня зволоження.

Досвід показує, що RVM, так само як і інші методи абсорбції може успішніше застосовуватися для оцінювання стану порівняно однорідної ізоляції (паперово-масляна ізоляція обладнання, високовольтних вводів та ін.).

3.2.6 Метод вимірювання струму поляризації і деполіаризації

Відомий метод вимірювання струму поляризації і деполіаризації (PIC Analyzer 3205). Цей метод розроблений з урахуванням впливу особливостей конструкції обладнання на протікання процесів абсорбції. Як основний об'єкт контролю вибрана ділянка між обмотками.

Метод дозволяє виявляти наступні дефекти:

- підвищеної вологості целюлозної ізоляції;
- підвищеної провідності масла за рахунок продуктів старіння або піролізу;
- хімічного забруднення целюлозної ізоляції;
- обвуглених слідів розрядів.

3.2.7 Метод аналізу частотної залежності тангенса кута втрат

Цей метод є подальшим розвитком методів абсорбції з використанням вимірювання тангенса кута діелектричних втрат в широкому частотному спектрі. Метод також розрахований на контроль маслосодержущої ізоляції, з урахуванням реальних співвідношень рідкого і твердого компонентів. Основними завданнями методу є вимірювання вологості целюлози і провідності масла.

Курс: Діагностика електрообладнання
Лекція №4

4. ДІАГНОСТИЧНІ ПАРАМЕТРИ ТА МЕТОДИ ЇХ КОНТРОЮ

4.1. Задачі визначення параметрів часткових розрядів

Всі види пошкоджень ізоляції, що розвиваються, починаються з часткових розрядів (ЧР).

Задачі вимірювання ЧР в експлуатації:

- виявлення розрядів та іскріння в маслі, визначених за наслідками хромато-графічного аналізу розчинених в маслі газів;
- уточнення стану устаткування, що має ознаки зниження електричної міцності ізоляції (зволоження, забруднення та ін.);
- оцінювання якості ізоляції після ремонту, реконструкції, модернізації;
- визначення необхідності проведення ремонту після тривалої експлуатації
- оцінювання стану особливо відповідального устаткування.

Характеристиками ЧР є: значення заряду, частота проходження ЧР, середній струм ЧР, середня потужність ЧР, квадратичний параметр.

Діагностичні підходи в експлуатації можуть бути істотно відмінними від підходів при оцінці стану ізоляції на заводі - виробникові, де максимальне значення заряду, що здається, є основною контрольованою характеристикою. В експлуатації необхідно також визначити місце і оцінити небезпеку ЧР.

ЧР можуть виникати в ізоляції активної частини, вводів і перемикаючих пристроїв.

У ізоляції активної частини слід розрізняти розряди, що виникають або розвиваються під робочою напругою безпосередньо в головній і подовжній ізоляції, і розряди під дією напруги, індукованого основним магнітним потоком або потоком розсіювання в замкнутих контурах, а також іскріння, викликане плаваючим потенціалом.

Досвід експлуатації показує, що велика частина відмов обладнання через ЧР пов'язана з порушеннями в ізоляції обмоток, і у багатьох випадках експлуатація обладнання може бути продовжена, якщо ідентифіковано джерело ЧР.

Критерієм нормальної ізоляції при випробуванні на заводі є відсутність ЧР інтенсивністю 300-500 пКл.

Очевидно, що для руйнування матеріалу потрібна достатня енергія. Якщо енергія розрядів складає мікроджоулі, можна чекати утворення Х-воску і газів (водень, метан, ацетилен). Енергія розрядів порядку міліджоулів може руйнувати папір з виділенням ненасичених вуглеводнів. Досвід обстеження обладнання показує можливість розпізнавання ступеня

забруднення ізоляційних проміжків по параметрах ЧР (табл. 1).

При нормальному рівні інтенсивності ЧР забруднення ізоляційних проміжків характеризується збільшенням частоти повторення імпульсів і потужності ЧР.

Таблиця 1 – Розпізнавання ступеня забруднення ізоляційних проміжків по параметрах ЧР

Стан ізоляції	Максимальна амплітуда того, що здається заряду, пКл	Частота повторення, число імпульсів, раз	Потужність ЧР, мВт
Суха, чиста - концентрація домішок <50 частинок/мл	<30	25-30	<0,2
Порівняно чиста - після ремонту з промивкою ізоляції	250-380	120-150	0,5-0,9
Забруднена твердими домішками	300-400	120-150	50-90
Волога, сильно забруднена домішками	220-400	1000-1800	470-800

4.1.2. Електричний метод визначення параметрів ЧР.

Для виявлення ЧР і вимірювання їх характеристик використовується електричний метод.

При ефективному усуненні зовнішніх перешкод метод дозволяє вимірювати безпосередньо параметри внутрішніх ЧР з високою чутливістю, визначати зону виникнення ЧР, а також природу ЧР. Вимірювання можуть проводитися одночасно по декількох схемах (у різних точках обладнання), що полегшує визначення місця ЧР.

Універсальний Аналізатор часткових розрядів UPDA (Culler Hammer, США) вимірює і одночасно аналізує спектри сигналів від восьми датчиків. Вимірюється амплітуда розрядів, частота повторення і потужність. Аналізатор забезпечує можливість виявлення корисних сигналів ні рівні до 50 пКл на нових підстанціях, а також до 100-150 пКл на старих підстанціях (з високих рівнем перешкод).

Вимірювальна система ВА РТРТ АВВ Power Transformers, Швейцарія виконує амплітудно-фазовий аналіз, спектральний аналіз (у полосі від 1 кГц до 20 МГц) і реєстрацію на багатоканальному цифровому осцилографі.

Досвід застосування показав, що у всіх випадках досягнута чутливість краще, ніж 50 пКл.

4.1.3. Акустичний метод визначення параметрів ЧР.

Акустичний метод дає можливість геометричної локації джерела сигналів. Акустична детекція проводиться зазвичай після виявлення симптомів ЧР за наслідками аналізу розчинених газів. Метод менш чутливий до джерел, розташованих усередині ізоляційної структури. На розповсюдження сигналів, має істотний вплив розташування бар'єрів головної ізоляції.

Ефективність методу значно підвищується при його комбінації з електричним методом і синхронізацією сигналів ЧР. Для реєстрації ЧР застосовуються широкосмугові акустичні датчики від 30 до 150 або навіть 500 кГц, а також резонансні датчики 125-150 кГц. До 8-24 датчиків встановлюються навколо бака на різній висоті. В деяких випадках датчики встановлюються усередині бака обладнання, що може забезпечити чутливість 100 пКл на рівні перешкод до 10,0 пКл.

У країнах СНД знайшли широке застосування індикаторні акустичні прилади типу ЛЕПЕХА, які забезпечують чутливість не менше 10 дел/мВ в смузі частот 40-500 кГц.

4.1.4. Електромагнітний метод визначення параметрів ЧР.

Електромагнітний метод заснований на дистанційній реєстрації електромагнітного випромінювання ЧР в СВЧ-діапазоні за допомогою антени. Метод дозволяє виявити тільки розряди дуже високого рівня і схильний до сильного впливу з боку сусіднього устаткування. Ефективність методу може бути значно підвищена при установці антени СВЧ всередині бака.

4.1.5. Контроль перехідних і частотних характеристик обмоток

Для безперервного або періодичного контролю механічного стану обмоток обладнання в процесі експлуатації з метою визначення початкового зсуву елементів обмоток, поки деформації обмоток не привели до діелектричних або термічних проблем, потрібні спеціальні методи.

Найбільш чутливими методами діагностування механічного стану обмоток є рекомендовані СИГРЕ методи низьковольтних імпульсів (НВІ) і частотного аналізу (МЧАВШІ).

4.1.6. Метод низьковольтних імпульсів (МНВІ)

Навіть при дуже невеликих механічних переміщеннях в обмотках можуть істотно змінюватись ємності окремих елементів (міжвиткові і міжкатушкові ємності, ємності на сусідній пластині або магнітопроводі), а при істотних деформаціях - індуктивності деформованих елементів. Це приводить до зміни власних частот коливань, що виявляється в осцилограмах імпульсних струмів і напруги.

Метод контролю за допомогою НМВІ володіє вищою чутливістю, ніж вимірювання опору КЗ.

До недоліків методу НМВІ можна віднести те, що висока відтворюваність результатів вимірювань можлива тільки при

забезпеченні повної ідентичності вимірювань, інтервал часу між якими, може складати роки: схема і процедура вимірювання, використовувані кабелі і з'єднувачі, їх взаємне розташування при випробуваннях. Інтерпретація результатів вимірюванні вимагає високої кваліфікації обслуговуючого персоналу.

4.2.1. Метод частотного аналізу (МЧА)

Проблеми відтворюваності методу МНВІ вирішені в методі частотного аналізу (МЧА). Якщо прикладений імпульс і відповідний відгук записуються з використанням високоточних аналого-цифрових перетворювачів, а результати перетворюються в частотну область з використанням алгоритму швидкого перетворення Фур'є, то розрахована передавальна функція залежить тільки від параметрів випробовуваного об'єкту і не залежить від прикладеного сигналу і схеми вимірювань. Зміни в об'єкті можуть бути ідентифіковані і відокремлені від зовнішніх чинників, що істотно полегшує інтерпретацію результатів.

Паралельно такому підходу отримав розвиток інший: замість імпульсної дії на вводи обмотки подається синусоїдальна напруга, що змінюється по частоті в широкому діапазоні, а з інших входів знімається амплітудно-частотна характеристика - реакція обмоток на прикладену дію. Обидва способи набули достатньо широкого поширення.

При аналізі результатів вимірювань приймаються до уваги зміни в спектрах випробовуваного обладнання через певний інтервал часу, відмінність а спектрах однотипного обладнання і в спектрах трьох фаз випробовуваного обладнання.

4.2.2. Вібраційні характеристики

Метою вібраційного обстеження високовольтного устаткування є оцінювання стану механічної системи, виявлення і подальше усунення дефектів зовнішніх пристроїв (наприклад, резонансних вібрацій трубопроводів, зносу підшипників маслонасосів і вентиляторів і ін.) і внутрішніх систем (розпресування обмоток, магнітопровода, вібраційних переміщень магнітних шунтів і ін.).

Вібрації обладнання мають вигляд гармонійних коливань з частотами, кратними 100 Гц. Джерелом вібрації є магнітопроводи, що обумовлене явищем магнітострикції.

Крім того, електродвигуни маслонасосів і вентиляторів є самостійними джерелами вібрацій, але їх енергія значно менше.

Частоти спрацювань навісного устаткування пов'язані з частотами обертання електродвигунів (720-1440 об/хв).

Вібрації від джерел передаються на інші вузли і елементи обладнання. При обстеженні перш за все вимірюються вібрації бака. Найбільш важливими характеристиками є наступні.

Віброшвидкість - характеризує енергію вібрації. Значення віброшвидкості використовують для оцінювання стану бака і дії обладнання на фундамент та навісне устаткування.

Віброприскорення - характеризує інерційні сили, що діють на бак в результаті переміщення внутрішніх елементів обладнання.

Вібропереміщення - характеризує вібраційні навантаження, від яких залежить стан бака, зварних швів та інших елементів. Частотний спектр віброшвидкості дозволяє ідентифікувати джерела вібрації. Вимірювання проводяться зазвичай в діапазоні частот до 1000 Гц, в якому зосереджено більше 90% всієї енергії коливань обладнання.

При загальному оцінюванні стану обладнання, необхідність додаткового аналізу виникає при наступних значеннях параметрів:

- Віброприскорення - більше 10 м/с^2 ;
- Віброшвидкість - більше 20 мм/с;
- Вібропереміщення - більше 100 мкм.

Оцінювання стану вентиляторів і маслонасосів залежить від конструкції системи охолодження, але в середньому може ґрунтуватися на наступних критеріях:

- симптомом дефектного стану вентилятора обдува є віброшвидкість на підшипниках вище 7,1 мм/с;
- дефектному стану маслонасоса відповідає віброшвидкість, вище 4,5 мм/с;

Визначення якості пресування обмоток і магнітопровода може бути виконане на підставі аналізу спектрального заслону вібрації на поверхні бака обладнання. Вимірювання проводяться в двох режимах - холостого ходу і навантаження. Передбачається, що в режимі холостого ходу вібрації викликаються магнітострикцією в магнітопроводі, а в режимі навантаження додається вплив електромагнітних сил обмоток.

При ослабленні пресування магнітопровода виникають частоти 300-500-700 Гц. Зменшення сили пресування обмотки приводить до зменшення тієї, що становить 200 Гц.

Рівень пресування обмоток може бути оцінений також шляхом вимірювання власних частот коливань обмоток при ударній механічній дії.

В основу методу покладений ефект індукції на обмотках відключеного обладнання при імпульсній механічній дії ЕРС, яку можна зареєструвати на вводах розширеного обладнання. Процес має вид затухаючих коливань. Спектр цих коливань при різних зусиллях пресування обмоток різний (рис. 1).

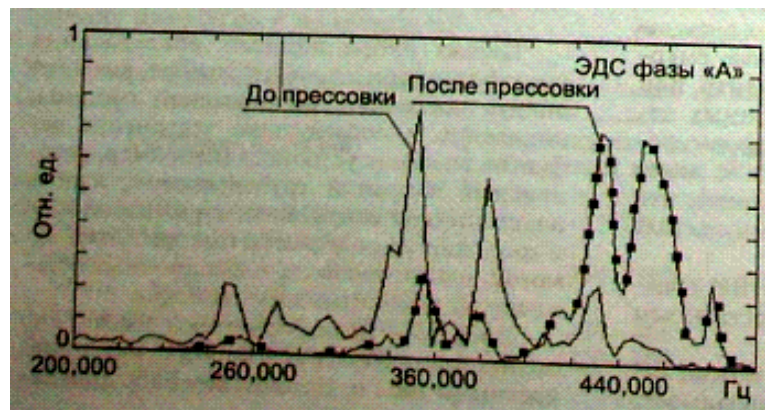


Рисунок 4.1 – Спектр напруги, наведеної в обмотці обладнання ТЦ 630000/500, при різних зусиллях пресування (За даними «Сніжинськтехсервіс»).

4.3. Тепловізійне обстеження

Метою тепловізійного обстеження є оцінювання теплового стану високовольтного устаткування в робочому режимі.

Основні завдання обстеження вказані нижче.

1. Перевірка функціонування елементів системи охолодження, абсорбних і термосифонних фільтрів, замочної арматури по різниці температур на вході і виході з елемента.
2. Виявлення дефектів, пов'язаних з виникненням «застійних» зон масла або «теплових мішків», викликаних, наприклад, неправильним розташуванням патрубків системи охолодження.
3. Виявлення повітряних «подушок» у верхній частині бака, в маслопідпорних вводах, охолоджувачах (радіаторах).
4. Температурне діагностування стану охолоджувачів, а також маслонасосів і вентиляторів.
5. Виявлення аномальних нагрівів циркулюючими струмами роз'ємів бака і болтових з'єднань коробок установки високоамперних введень.
6. Виявлення місцевих нагрівів бака.
7. Виявлення дефектних з'єднань в місцях приєднання до зовнішнього електричного ланцюга.
8. Оцінювання температурного режиму високовольтних вводів.
9. Виявлення аномальних нагрівів кожухів струмопроводів.
10. Виявлення дефектних контактів низьковольтної апаратури.
11. Визначення рівня масла і рівня працездатності масляних датчиків. Параметрами контролю є:
 - перевищення температури - різниця температур об'єкту і навколишнього повітря;
 - різниця температур між заданими точками (зонами);
 - градієнт температури в заданій області;
 - надмірна температура - перевищення температури об'єкту над температурою аналогічних об'єктів, що знаходяться в однакових умовах;

· коефіцієнт дефектності (для контактного з'єднання) - відношення зміряного перевищення температури контактного з'єднання до перевищення температури цілої ділянки шини на відстані не менше 1 м від контакту.

4.4. Діагностування високовольтного устаткування під робочою напругою

Контроль обладнання безпосередньо в робочому режимі (моніторинг) є швидкопрогресуючим напрямом в обслуговуванні устаткування, що дозволяє виконати традиційні нормовані випробування без відключення від мережі, перейти на систему обслуговування по

технічному стану, підвищити ефективність контролю і діагностування та надійність експлуатації.

Основні напрями моніторингу:

1. Контроль і управління нормальними режимами і підсистемами обладнання і реактора (режим температурного навантаження; напруга обмоток і збудження магнітної системи; рівні масла; функціональна справність і управління системою охолодження; функціональна справність і управління РПН).

2. Контроль і обмеження аномальних режимів, що викликають підвищені або неприпустимі дії на устаткування.

3. Контроль і діагностування технічного стану устаткування.

До параметрів безперервного контролю обладнання під напругою з метою діагностування стану, відносяться розчинені в маслі газу, вологовміст, вібрації, рівень ЧР.

Основними параметрами, що використовуються для безперервного контролю введів, є струм витоків, ємність основної ізоляції остову, тангенс кута діелектричних втрат, струм небалансу.

Для контролю пристроїв РПН вимірюються також потужність двигуна і момент опору на валу приводу.

4.5. Діагностування стану за допомогою вимірювання характеристик масла

Вимірювання характеристик масла дозволяє контролювати режим роботи обладнання і його стан. Крім того, саме масло є важливим елементом обладнання, що вимагає контролю його властивостей.

Характеристики масла зручніше представляти і оцінювати у вигляді окремих груп, що відображають функціональні особливості масла (див. табл. 21.9).

Ідентифікація масла представляє практичний інтерес, оскільки масла різних типів відрізняються стійкістю до окислення, безпекою, розчинювальною здатністю і сумісністю з іншими матеріалами, корозійними властивостями сірки, тенденцією до газовиділення, зокрема при дії робочої температури обладнання, розчинністю води і газів.

При аналізі складу масла обмежуються визначенням нафтових, парафінових і ароматичних вуглеців, а так само сумою поліароматичних вуглеводнів.

Таблиця 4.1. Класифікація діагностичних характеристик масла

Мета вимірювання	Вимірювані характеристики
Ідентифікація масла	Структурно-груповий склад; кількість і склад поліароматики; щільність і її температурний коефіцієнт; в'язкість і її температурний коефіцієнт; температура спалаху; коефіцієнт заломлення світла; діелектрична проникність; анілінова точка; корозійна сірка; вміст інгібітору; стійкість до окислення; газостійкість, вміст поліхлордифенилів.
Оцінювання старіння	Вільні радикали; видима область спектру; кислотне число; число омилення; вміст інгібітору; поверхневе натягування; продукти старіння по ІК-СПЕКТРУ; $\text{tg}\delta$; питомий об'ємний опір; коефіцієнт полярності; каламутність; розчинний осад; нерозчинний осад; окис і двоокис вуглецю; швидкість поглинання кисню; індукційний період старіння; швидкість виділення летючих кислот після досягнення індукційного періоду
Визначення електричної міцності	Розчинена волога; відносна вологість; зв'язана вода; вміст частинок; ідентифікація частинок; пробивна напруга і коефіцієнт варіації; імпульсна міцність; напругу початку ЧР
Оцінювання деградації	ХАРГ; фуранові компоненти; феноли; розчинені метали; металеві частинки

У країнах СНД використовуються масла з широким діапазоном вмісту ароматики - від 1-5% (ГК) до 20% (Ткп). У експлуатації знаходяться також масла із вмістом ароматики до 40 % (Тап по ТУ 38.101.281-89 очищення абсорбції Батумського НПЗ).

Високий вміст ароматики означає високу розчинність води в маслі, низьку анілінову точку і, можливо, погану сумісність, наприклад з гумовими ущільненнями, а також знижену стабільність.

В той же час масла з високим вмістом ароматики при дії електричного поля і іонізації поглинають гази (негативна тенденція газовиділення) і показують високу напругу виникнення часткових розрядів.

Низький вміст ароматики припускає низьку газостійкість масла, а саме виділення газу (водню) при дії електричного поля.

По стабільності до окислення масла поділяються на високостабільні, індукційний період старіння яких перевищує нормований МЕК (120 ч), а також масла середньої і низької стабільності. Разом з тим тривалість індукційного періоду в умовах штучного окислення залежить від вмісту іонолу.

Ідентифікація корозійної сірки має особливе значення, оскільки велика частина масел проводиться з сірчистої нафти. Крім того, за деяких умов в експлуатації можлива трансформація некорозійної сірки в корозійну.

Загальноприйнятим критерієм наявності активної сірки є потемніння мідної пластинки після витримки в гарячому маслі. Присутність корозійної сірки представляє серйозну небезпеку для працездатності обладнання. Активна сірка може бути каталізатором старіння масла з утворенням колоїдів; може прискорювати утворення плівок і перегрів контактів перемикаючих пристроїв; сприяти деградації гумових ущільнень; утворювати мідно-сірчисті провідні з'єднання на обмотках і, як наслідок, викликати пошкодження ізоляції.

Методи визначення ступеня старіння масла.

В процесі окислювального старіння масел утворюються різні кисневмістні з'єднання, з яких тільки частина може бути виявлена нормованими методами випробувань масла.

Утворення продуктів окислення збільшує значення діелектричної проникності масла, яка стає помітно більше квадрата коефіцієнта заломлення і виявляється надійною характеристикою старіння.

Появу провідних продуктів старіння, збільшує провідність і тангенс кута втрат масла, особливо при появі металовмісних колоїдів.

Кислоти, що утворилися, особливо низькомолекулярні, можуть адсорбуватися целюлозою що маскує реальне полягання масла в обладнанні.

На практиці традиційно нормуються значення кислотного числа і тангенса кута втрат. У міжнародних нормативах приділяється також особлива увага зміні поверхневого натягування і появі осаду.

Найбільшу чутливість до стабільних продуктів окислення масла показують спектральні методи. Зокрема, аналіз спектру в області нормальної прозорості вуглеводнів в діапазоні 350- 700 їм показує наявність продуктів старіння задовго до зміни нормованих показників (кислотного числа і тангенса кута втрат). Ефективним засобом виявлення продуктів старіння є інфрачервоне сканування проби масла.

Для непрямого оцінювання терміну служби масла, використовуються результати випробування на стабільність.

Як критерій ефективного терміну служби використовують індукційний період окислення (ІПО), визначений, наприклад, при температурі 120° С, за часом до утворення летючих водорозчинних кислот в кількості, відповідній 0,05 міліграм КОН/г.

Залишковий ресурс масла (top) при припущенні, що умови експлуатації

не жорсткіші, ніж при випробуванні на стабільність, складає

$$t_{\text{ор}} \frac{t * \text{ИПО}_{\text{изм}}}{\text{ИПО}_{\text{исх}}}$$

де t - час експлуатації масла; $\text{ИПО}_{\text{изм}}$ - індукційний період окислення експлуатаційного масла; $\text{ИПО}_{\text{поч}}$ - початковий індукційний період масла.

Характеристики електричної міцності масла

Пробивна напруга розглядається як інтегральна характеристика ступеня забруднення масла платою і провідними твердими частинками.

Низьке значення пробивної напруги вимагається по рекомендації

МЕК 60422 подальші роздільні аналізи вологи і частинок в маслі. В той же час високе значення пробивної напруги не завжди указує на відсутність небезпечного забруднення.

Норми на допустимі значення пробивної напруги приведені в табл. 21.10.

Вода присутня в маслі в розчиненому стані, а також в «зв'язаній» формі, будучи абсорбованою полярними продуктами старіння. Вода також міститься в зважених домішках, особливо у волокнах целюлози.

МЕК 60422		ГОСТ 6581-75	
Клас напруги, кВ	V	Клас напруги	V
72,5-170	40	60-150	40/35
170-400	50	220-500	50/45
K400	50	750	60/55

У чисельнику - значення, обмежуює область нормального стану, в знаменнику - гранично допустимі значення

Вживані методи вимірювання води в маслі визначають в основному розчинену воду. Загальний вміст води в зістареному маслі, зазвичай перевищує вміст розчиненої води в два або більше рази. Рекомендовані граничні значення вологовмісту масла в експлуатації складають 15-25 г/т для обладнання 220-750 кВ і 30 г/т для низьких класів напруги по вітчизняних нормах.

Класифікація стану силового обладнання по рівню забруднення масла нормована ГОСТ 17216-71 і ISO4406 - 1987. Нормальному стану відповідають класи чистоти 8-10 (по ГОСТ).

Нижче приведені рекомендації за оцінкою стану обладнання за даними вимірювання параметрів масла згідно методам функціонального діагностування. Стан слід вважати небезпечним за наявності наступних ознак:

1. Підвищення відносної вологості масла вище 40 % при робочій температурі, у присутності механічних домішок (вміст вологи у волокнах

целюлози більше 6-7 %).

2. Наявність вільної води в маслі.

3. Вміст води в бар'єрах головної ізоляції (орієнтування 3,0-4,0), при якому можливе підвищення відносної вологості масла при нормальній робочій температурі.

4. Забруднення масла домішками (клас чистоти >12 по ГОСТ).
Присутність металевих і візуально помітних домішок.

5. Збільшення загального числа частинок розміром 3-150 мікрон понад 5000 в пробі 10 мл.

6. Вміст води у виткової ізоляції (орієнтування 1,5-2%), при якому можливе виділення бульбашок пари в масло при перевантаженні.

Курс: Діагностика електрообладнання

Лекція №5

5. ДІАГНОСТУВАННЯ СТАНУ ОБЛАДНАННЯ ЗА НАСЛІДКАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ В МАСЛІ ГАЗІВ

5.1. Класифікація дефектів

По класифікації стандарту МЕК 60599 аномальні процеси, що викликають деградацію матеріалів і відповідні види дефектів, поділяються і кодуються наступним чином:

- T1 -термічний, $T < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$
- T2 - термічний, $300\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$
- T3 -термічний, $T > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$
- D1 - розряди малої енергії
- D2 - розряди великої енергії
- PD - часткові розряди.

По нормах РФ J91 визначаються декілька інших видів дефектів:

- часткові розряди з низькою щільністю енергії
- часткові розряди з високою щільністю енергії
- розряди малої потужності
- розряди великої потужності
- термічний дефект низької температури $< 150\text{ }^{\circ}\text{C}$,
- термічний дефект в діапазоні низьких температур $(150\text{--}300\text{ }^{\circ}\text{C})$
- термічний дефект в діапазоні середніх температур $(300\text{--}700\text{ }^{\circ}\text{C})$
- термічний дефект в діапазоні високих температур $(> 700\text{ }^{\circ}\text{C})$.

5.2. Діагностичні характеристики розчинених в маслі газів

Для оцінювання стану маслозаповненого устаткування та ідентифікації аномального стану використовуються наступні гази:

- стандартні - H_2 (водень), CH_4 (метан), C_2H_6 (Етан), C_2H_4 (етилен), C_2H_2 (ацетилен), Z (окисел вуглецю), CO_2 (двоокис вуглецю), O_2 (кисень), N_2 (азот);
- додаткові – C_3H_6 (Бутилен), C_3H_8 (Бутан), C_4H_8 (ізомер бутен-1: $\text{CH}_3\text{--CH}_2\text{--CH}=\text{CH}_2$).

У табл. 5.1 представлені ключові гази, характерні для різних дефектів.

Зазвичай вимірюються концентрації газу і швидкості утворення газів (зростання концентрації).

Таблиця 5.1–Ключові гази, характерні для різних дефектів.

Гази	Характеристика стану
H ₂	Часткові розряди малої енергії Специфічний газ при дії температури (особливо на масло, приготоване методом гідроочищення)
C ₄ H ₈	Ключовий газ при температурі 200-300 °С; може складати понад 90 % від загальної кількості газів
C ₃ H ₆	Ключові гази при піролізі масла при 300-500 °С
C ₂ H ₆	
CH ₄	
C ₂ H ₄	
C ₂ H ₂	Симптом перегріву вище 500 °С можливе утворення вуглецю Виникнення перегріву з температурою 800-1 МО'С (супроводжується виділенням етилену і інших вуглеводнів) Утворення бульбашок газу Сильні розряди або дуга в маслі (супроводжується виділенням водню)
CO	Піроліз целюлозної ізоляції
CO ₂	Окислення масла (супроводжується поглинанням кисню)

Для орієнтування можуть бути використані наступні залежності швидкості утворення газів D_o , мл/година, від абсолютної температури T :
при локальному перегріві до 300 °С

$$\log K = 1.2 - \frac{24600}{T}$$

при перегріві від 300 to 500 °С

$$\log K = 5.5 - \frac{4930}{T}$$

при перегріві від 500 до 700 °С

$$\log K = 14.4 - \frac{11800}{T}$$

Дефекти в обладнанні мають локальний характер, і кількість освіченого газу, наприклад при піролізі масла, залежить не тільки від температури, але і від розміру нагрітої поверхні. У ряді випадків визначення загальної кількості газу в повному об'ємі масла може бути більш інформативним, ніж вимірювана відносна кількість в мкл/л або ppm.

5.3. Діагностичні схеми визначення типу дефекту

Метод МЕК 60599 заснований на відношеннях $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$, $\frac{CH_4}{H_2}$, і $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$.

(див. табл. 21.12)

Метод РД РФ [9] (див. табл. 5.2) заснований на тих же відношеннях, що і схема МЕК, проте відрізняється від останньої в інтерпретації розрядних явищ.

Таблиця 5.2

Устаткування	Граничні концентрації розчинених газів в маслі						
	H ₂	3	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Тр-ри 110-500 кВ	100	500-600	6000-8000	100	50	100	10
Тр-ри 750 кВ	30	500	4000	20	10	20	10
Реактори 750 кВ	100	500	4000	30	20	10	10

Окрім вказаних, застосовуються також **методи Роджерса і Дорненбурга**, використані в стандарті IEEE [8], і діагностування за допомогою номограм, зокрема, по рис. 5.1 (трикутник Дюваля). Монограма побудована з використанням відносних концентрацій трьох ключових газів: CH₄, C₂H₄ і C₂H₂, виражених в % від їх сумарного вмісту. Позначення видів дефектів - по МЕК.

На основі досліджень ВЕІ і НИЦЬ ЗТЗ-сервіс запропоновано діагностування з використанням «моделей дефектів» - графічного представлення розподілів п'яти основних газів, виражених у відносних одиницях по відношенню до газу, що має найбільшу концентрацію. Приклад приведений на рис. 5.2.

Відповідно до вимог стандартів в обладнанні нормально не повинно бути місць, що мають температуру понад 130 °С, а рівень часткових розрядів не повинен перевищувати 300 пКл.

Таблиця 5.3 – Діагностування вила дефекту по МЕК

Код	Тип дефекту	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD	Часткові розряди	<0,01	<0,1	<0,2
D1	Розряди малої енергії	>1	0,1-0,5	>1
D2	Розряди великої енергії	0,6-2,5	0,1-1	>2
T1	Термічний $T < 300$ 'З	<0,01	>1	<1

T2	Термічний $300 < T < 700\text{-C}$	$<0,1$	>1	1-4
T3	Термічний $T > 700\text{-C}$	$<0,2$	>1	>4

У табл. 5.2 приведені граничні концентрації газових компонентів, допустимі в експлуатації.

Істотні відмінності в граничних концентраціях газів обумовлені різним досвідом експлуатації. Очевидно, що у ряді випадків діагностоване обладнання може нормально працювати, маючи вміст «дефектних» газів, що значно перевищує рівень, властивий бездефектному обладнанню. Особливу увагу при визначенні стану додають значенням концентрації ацетилену і етилену, а також сумі горючих газів.

Курс: Діагностика електрообладнання
Лекція №6

6. ДІАГНОСТУВАННЯ ЗВОЛОЖЕННЯ ІЗОЛЯЦІЇ

6.1 Розподіл води в обладнанні

Внаслідок повільного протікання процесу дифузії води в ізоляції, основна маса води у міру проникнення з навколишнього повітря зосереджується переважно в тонкій ізоляційній структурі.

Істотний нерівномірний розподіл води в ізоляційних деталях зберігається протягом всього періоду експлуатації обладнання.

У ряді випадків, особливо в погано герметизованому устаткуванні, можливе проникнення води і коцентрація її на дні бака.

У працюючому обладнанні різниця температур окремих зон обумовлює різницю у відносній вологості масла поблизу поверхні ізоляції.

Волога, що виділяється в процесі старіння, також розподіляється нерівномірно, мігруючи із зони найбільшого зносу в зони нижчих температур.

Вищезгадані обставини обумовлюють складність діагностування ступеня зволоження, і відповідно, необхідність застосування різноманітних методів.

Табл. 6.1 – Інтерпретація а дефекту по [9]

Тип дефекту	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Часткові розряди з низькою щільністю енергії	<0,01	<0,1	m1
Часткові розряди з високою щільністю енергії	0,1-3,0	<0,1	K1
Розряди малої потужності	>0,1	0,1-1	1-3
Розряди великої потужності	0,1-3	0,1-1	>3
Термічний дефект низької температури (< 150 °C)	<0,1	0,1-1	1-3
Термічний дефект в діапазоні низьких температур (150-300 °C)	<0,1	01	<1
Термічний дефект в діапазоні середніх температур (300-700 °C)	<0,1	NI	1-3
Термічний дефект а діапазоні високих температур(>700 °C)	<0,1	MI	>3

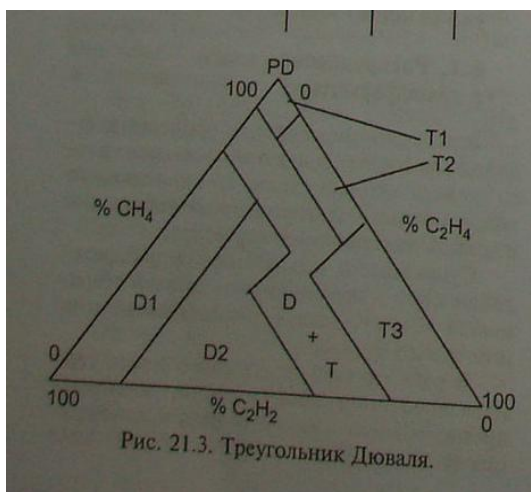


Рис. 6.1 –Трикутник Дюваля.

6.2. Оцінювання ступеня зволоження по температурній міграції вологи в масло

Метод, розроблений НІЦ ЗТЗ-сервіс і що отримав назву Water Heal Run Test (WHRT), припускає оцінку вірогідності зниження запасів електричної міцності внаслідок забруднення масла вологою і домішками, а також оцінку ступеня зволоження обладнання на основі вимірювань примусової температурної міграції вологи і домішок після нагріву обладнання внутрішніми втратами до максимальної робочої температури.

Завданнями методу є:

- оцінювання стану ізоляції при найбільшій робочій температурі по зміні параметрів масла;
- оцінювання рівня зволоження ізоляції шляхом вимірювання вологи, що виділяється в масло при підвищенні температури і витримці протягом певного часу;
- оцінювання вірогідності зниження електричної міцності масла внаслідок зволоження механічних домішок (целюлозних волокон) вологою, що виділилась з ізоляції в масло;
- оцінювання розподілу вологи в твердій ізоляції за допомогою вимірювання швидкості виділення вологи в масло.

Діагностоване обладнання під навантаженням нагрівається за допомогою зменшення інтенсивності охолодження з метою зниження відносної вологості масла і створення «потенціалу вологості» в поверхневих шарах ізоляції, стимулюючи виділення вологи в масло, і витримується протягом деякого часу при періодичному контролі вологовмісту масла або відносної вологості масла, а також пробивної напруги масла.

Температура повинна бути достатньо високою для того, щоб отримати помітне збільшення вологості масла за рахунок десорбції вологи з вологих зон.

Значення відносної вологості масла повинне бути нижче за рівноважне значення згідно ізотерм сорбції води.

Кількість виділеної води повинна бути достатньо велика, щоб мати можливість її виміряти. Вважаючи бажану швидкість виділення води >10 ррм/доба, можна показати, що вологість масла повинна відповідати рівноважному вологовмісту поверхневих шарів не більше 1,5 %. Же, а відповідна температура - не нижче 60-65 °C.

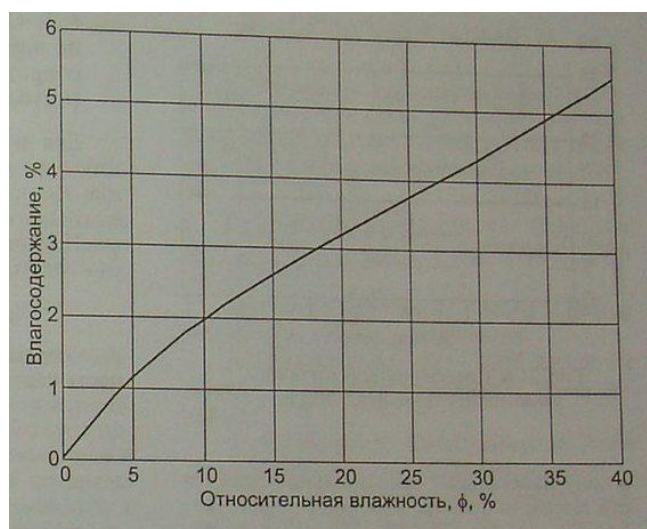


Рис. 6.2—Ізотерма сорбції води при температурі 70 °C.

Тривалість витримки обладнання при заданій температурі повинна бути чималою, щоб забезпечити дифузійну помітної кількості води з поверхневих шарів ізоляції в масло. Досвід показує, що якщо вологовміст ізоляції більше 2 - 2,5 %, досить витримати її при розрахунковій температурі 24 години.

Основою для оцінювання ступеня зволоження є ізотерма сорбції целюлозного матеріалу. Ізотерми сорбції різні для електрокартону різної щільності, кабельного паперу, а також для різних температур. Крім того, ізотерма сорбції відрізняється від ізотерми десорбції. Тому оцінювання параметрів зволоження, певною мірою умовна. Для практичних цілей, оцінювання рівноважної вологості, особливо в досвіді WHRT, може бути використана крива на рис. 21.5, побудована для температури 70 °C, що дозволяє оцінити малі значення рівноважної вологості.

Вважаючи, що основним джерелом води є тонка ізоляційна структура, переважно бар'єрна ізоляція, вологовміст її оцінюється з рівняння

$$W_k \approx W_e + (5 \div 10) \cdot W_m [\%]$$

де W_e - рівноважний вологовміст, W_m - кількість води, що виділилась за 24 години, віднесена до маси бар'єрів.

Коефіцієнт при ΔW_m приймається рівним 10, якщо товщина бар'єрів 2 мм і менше, і 5 - якщо товщина бар'єрів 3 мм і більше.

Процедура випробування

Перед початком прогріву на час випробувань на кожному адсорбційному фільтрі перекривають один кран для виключення протоки масла і адсорбції вологи з масла силікогелем або десорбції вологи з силікогеля, якщо останній зволожений.

Процес нагріву обладнання регулюють шляхом відключення частини вентиляторів системи охолодження. Швидкість підвищення температури підтримується на рівні не більше 5 °С/год. Стабільність температури при витримці забезпечують шляхом зміни числа працюючих вентиляторів.

В процесі прогріву кожні 1-2 години реєструють наступні параметри:

- температуру верхніх шарів масла в баку обладнання і навколишнього повітря;
 - рівень масла в розширювачі;
 - тиск масла у вводах;
 - стан системи охолодження (кількість включених вентиляторів).
- Відбір проб масла з бака обладнання на вологовміст і пробивну напругу, проводять перед прогрівом, досягши розрахункової температури 65—70°C (0 годин) і через 12, 24, 48 і 72 години після досягнення температури витримки.

Інтенсивне виділення води в масло при прогріві до порівняно низької температури, зазвичай є свідомством наявності вільної води в маслі.

Використання датчиків безперервного вимірювання вологості дозволяє зручніше під'єднати, до нижньої частини бака в зону найбільшої відносної вологості масла, наприклад, до зливної засувки.

Класифікація станів обладнання

Найбільш важливою перевагою методу WHRT є можливість оцінювання стану електроізоляційної системи з погляду можливого зниження запасів електричної міцності. На рис. 21.6 приведені орієнтовні критерії стану обладнання за наслідками досвіду WHRT.

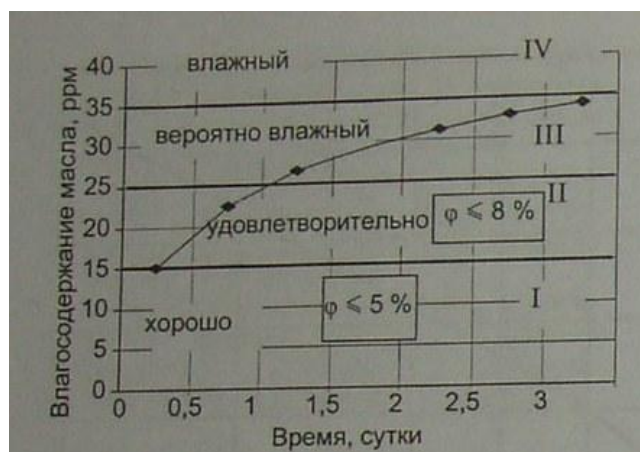


Рис. 6.3 –Класифікація зволоження обладнання.

6.2.1 Оцінювання вологості бар'єрів за даними вимірювання опору ізоляції (методика НВЦ ЗТЗ - Сервіс)

Для оцінювання середнього вологовмісту ізоляції використовуються результати вимірювання проміжку між обмотками, бажано, при температурі 50-70°C.

Зміряне значення R_{60} -НН приводиться до температури 20 °C

$$R_{60}(20) = R_{60}(t) * e^{0.05(t-20)}$$

Визначається питома електропровідність картону

$$\gamma_k = \frac{1}{R_{60}(20) * \Lambda_{МБН}},$$

$$\Lambda_{МБН} = A * (B + \frac{1}{1 + \alpha})$$

Коефіцієнти A і B залежать від конструкції обладнання. У випадку, якщо параметри конструкції невідомі, для орієнтовного оцінювання можна прийняти $A = 1000$ для 3-х фазного обладнання і $A = 500$ - для однофазного;

$$B = 0,07 \text{ і } \alpha = \frac{0,25}{\text{tg} \delta_{m70^\circ \text{C}}}$$

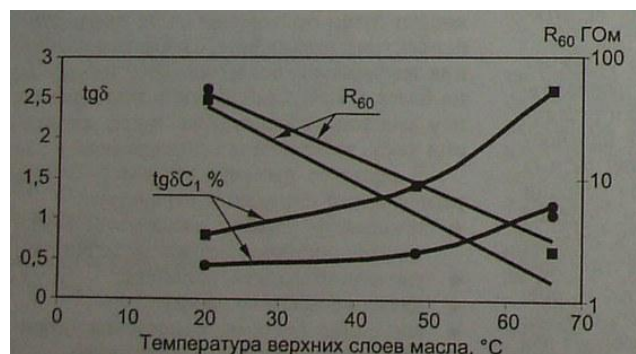


Рис. 6.4–Характеристики ізоляції вводитів із зволоженою ізоляцією.

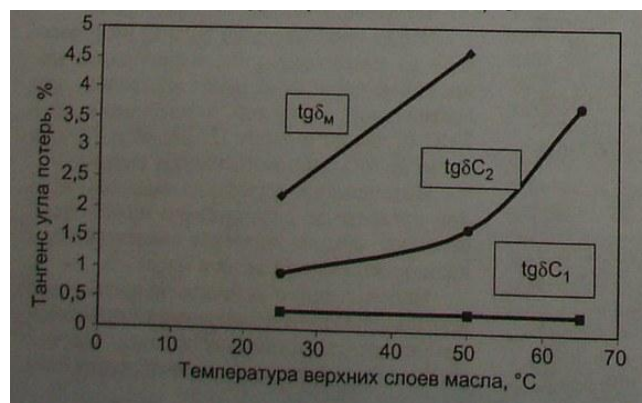


Рис. 6.5 –Зміна тангенса кута втрат ($\text{tg}(\delta_{C1})$) і вимірника

конденсатора ($\text{tg}(\delta_{C2})$) при збільшенні тангенса кута втрат масла у ввіді із спеціальним виводом ПІН.

Розраховується середній вологовміст картону

У зв'язку з припущенням, результати оцінювання вологовмісту по такій методиці мають велику похибку.

6.3 Діагностування стану високовольтних ввідів

Високовольтні вводи силових трансформаторів, шунтових реакторів, високовольтних вимикачів і т. п. 110-750 кВ з ізоляцією конденсаторного типу зазвичай виконуються з вимірювальним висновком, приєднаним до останнього обладнання, або (і) із спеціальним висновком (ПІН), приєднаним до вимірювального обладнання. Ці висновки дозволяють контролювати характеристики ввідів під напругою.

Для діагностування використовують характеристики ізоляції ($\text{tg}\delta$, ємність, опір, коефіцієнт абсорбції), рівень часткових розрядів, характеристики масла.

У разі зволоження ізоляції спостерігається експоненціальне зростання $\text{tg}(\delta)_{C1}$ при підвищенні температури при збільшенні вологості вище 1 %, зниження опору ізоляції і коефіцієнта абсорбції R_{60}/R_{15} , поява ЧР при робочій напрузі. При вологовмістові шарів ізоляції вище 4 % інтенсивність ЧР складає 1000-10000 пК.

При підвищенні температури вологовміст масла росте.

При старінні паперово-масляної ізоляції так само наголошується експоненціальне збільшення $\text{tg}\delta_{C1}$, при підвищенні температури, напруги і струмового навантаження і підвищення тангенса кута втрат масла та інших показників старіння масла.

Для діагностування стану ізоляції, необхідне вимірювання діелектричних втрат при підвищеній температурі.

При старінні масла у ввіді має місце експоненціальне збільшення $\text{tg}\delta_{C2}$ з підвищенням температури при незмінному або такому, що знижується значенні $\text{tg}\delta_{C1}$, а також підвищення значення $\text{tg}\delta$ масла.

Курс: Діагностика електрообладнання

Лекція №7

7. ВІМІРЮВАННЯ ОПОРУ ІЗОЛЯЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

7.1 Загальні відомості про вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції відноситься до категорій контролю «П» – під час введення в експлуатацію нового електрообладнання та електрообладнання, що пройшло відновлювальний або капітальний ремонт і реконструкцію на спеціалізованому ремонтному підприємстві; «К» – під час капітального ремонту на підприємстві; «ПР» – під час поточного ремонту; «М» – між ремонтами.

При прикладанні постійної напруги до ізоляції (наприклад, до виводів обмоток електричних двигунів, силових трансформаторів, вимірювальних трансформаторів і т.п.) їх вимірюваний опір ізоляції змінюється у часі і, як правило, через 60" (примітка: символ «"» означає секунди часу) досягає постійного значення, яке позначають $R_{60"}$ (рис. 1).

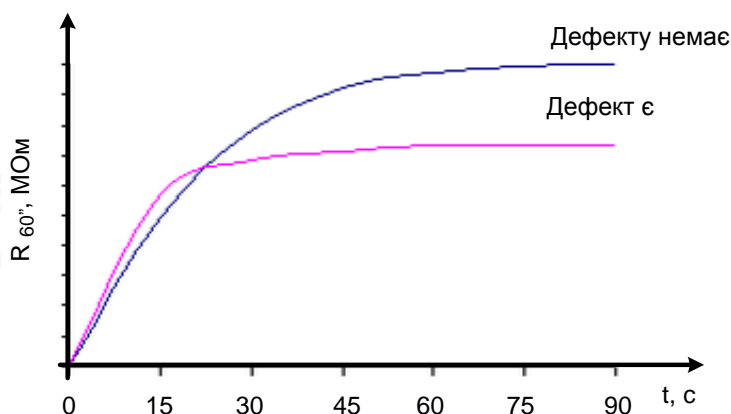


Рисунок 7.1 – Залежність опору $R_{60"}$ від часу

За методом вимірювання опору $R_{60"}$ найбільш ефективно виявляються дефекти, що призводять до збільшення струму наскрізної провідності ізоляції. Цей струм під час прикладання постійної напруги до ізоляції встановлюється практично миттєво і в часі не змінюється. Наскрізний струм обумовлюється як підвищенням зовнішньої провідності ізоляції, так і наявністю в ній шляхів наскрізного витоку. За цим методом ефективно виявляються такі дефекти, як:

- місцеві зволоження ізоляції;
- забруднення ізоляції;
- пошкодження ізоляції;
- потрапляння в ізоляційний проміжок струмопровідних елементів (металевої стружки, слідів від графіту олівця і т.п.).

Наприклад, у силових трансформаторів характерними видами цих

дефектів є зволоження і забруднення:

- верхньої і нижньої ярмової ізоляції;
- ізоляційної плити і ізоляційних ділянок приводних валів РПН;
- нижньої порцелянової частини вводів та ін.

За методом вимірювання опору $R_{60''}$ недостатньо ефективно виявляються:

- місцеві зволоження і забруднення ділянок ізоляції, розташованих на значній відстані від заземлених частин (краще визначаються за методом вимірювання $\tan(\delta)$ ізоляції обмоток);
- зволоження ізоляції, при якому основна маса води зосереджена у внутрішніх шарах ізоляції (краще визначається за методом вимірювання $\tan(\delta)$ ізоляції обмоток);
- місця неоднорідності ізоляції, наприклад, внаслідок наявності в ній повітряних бульбашок (краще визначається за методом часткових розрядів).

Таким чином, метод вимірювання опору $R_{60''}$ дозволяє виконати лише грубе оцінювання усередненого стану ізоляції, для випадку її зміни, головним чином, під дією зволоження і забруднення. Однак, цей метод є найбільш простим і доступним і він знаходить широке застосування за необхідності швидкої оцінки стану ізоляції, наприклад, перед увімкненням обладнання під напругу.

Під час оцінювання опору $R_{60''}$ слід мати на увазі, що опір в значній мірі залежить від чинників, безпосередньо не пов'язаних зі зволоженням і забрудненням ізоляції, таких, наприклад, як властивості залитого при монтажі масла, метод нагрівання трансформатора і розподілу температур всередині бака та від інших чинників.

Значення опору $R_{60''}$ дає уявлення про усереднений стан всієї ізоляції, яка досліджується (тобто про загальний опір ізоляції). Вимірюванням опору $R_{60''}$ місцеві і зосереджені дефекти в ізоляції великого об'єму (розміру) виявляються погано. У цьому відношенні можна розширити можливості методу. На рис. 2 показані ділянки ізоляції двообмоткового трансформатора при вимірюванні опору ізоляції обмоток $R_{60''}$.

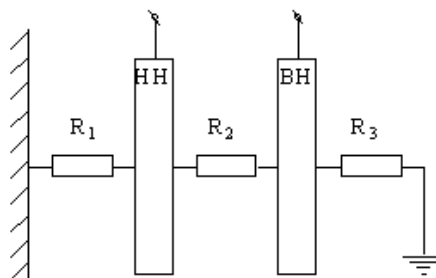


Рисунок 7.2 – Схема ділянок ізоляції трансформатора

На рис. 7.2 показані: НН, ВН – обмотки трансформатора; R_1 , R_2 , R_3 –

опори контрольованих ділянок ізоляції.

За допомогою розрахунків можна визначити пошкоджену ділянку ізоляції, що іноді роблять для уточнення місця погіршення стану ізоляції.

Абсолютні значення опору ізоляції $R_{60''}$ не завжди визначають ступінь зволоження трансформатора, тому додатковою характеристикою є коефіцієнт абсорбції K_{abc} , який являє собою відношення опору ізоляції, виміряного за 60 секунд ($R_{60''}$), до опору, який виміряний за 15 секунд ($R_{15''}$):

$$K_{abc} = \frac{R_{60''}}{R_{15''}}. \quad (1)$$

7.2 Приклади методів вимірювання опору ізоляції.

Перед початком вимірювань мегаомметр необхідно перевірити. Для цього «закорочують» клеми «З» (заземлення) і «Л» (лінія) приладу і обертають його рукоятку (при ручному приводі) або натискають кнопку в приладі зі статичним перетворювачем, поки стрілка приладу не встановиться напроти поділки шкали з цифрою «0».

Після цього знімають перемичку, яка «закорочувала» клеми приладу і продовжують обертати рукоятку приводу (натискати кнопку). Стрілка приладу повинна встановитися проти поділки «∞» (нескінченність). Якщо прилад справний, то ним можна робити вимірювання.

Безпосередньо перед вимірюванням, об'єкт вимірювання повинен бути заземлений на 2 ÷ 3 хвилини для зняття залишкових зарядів.

При вимірюванні абсолютного значення опору ізоляції електрообладнання його струмопровідна частина приєднується проводами з посиленою ізоляцією (типу ПВЛ) до клеми «Л» мегаомметра (рис. 1.3). Клеми «З» і корпус обладнання, відносно яких проводиться вимірювання, надійно заземлюють через загальний контур заземлення. Опір ізоляції визначається за показами стрілки мегаомметра (рис. 1.4), яка має знаходитись в усталеному стані через 60 секунд після прикладання випробовуваної напруги мегаомметра до досліджуваної ізоляції об'єкта.

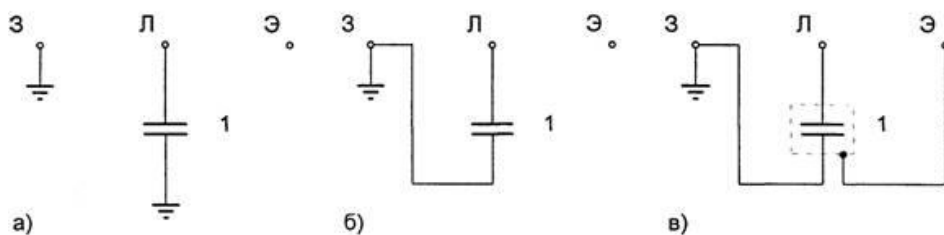


Рисунок 7.3 – Схеми вимірювання мегаомметром опору ізоляції

На рис.7.3 показані: «1» – ізоляція; «З» – клема на корпусі мегаомметра для підключення приладу до контуру заземлення; «Л» –

клема на корпусі мегаомметра для підключення приладу до струмопровідної частини обладнання, опір ізоляції якої вимірюється; «Э» – клема на корпусі мегаомметра для підключення приладу до корпусу (або екрану) обладнання, опір ізоляції якого вимірюється; схеми вимірювання мегаомметром опору ізоляції: «а» – відносно землі; «б» – між струмопровідними частинами обладнання; «в» – між струмопроводпми обладнання з метою виключення впливу струмів витоку.



Рисунок 7.4 – Вимірювання мегаомметром опору ізоляції електричного двигуна

На рис. 7.4 показано підключення мегаомметра до виводів обмотки статора електричного двигуна.

Значення опору ізоляції в великій мірі залежить від температури.

Вимірювання слід проводити при температурі ізоляції не нижче $+5^{\circ}\text{C}$, крім спеціально обумовлених випадків.

Після вимірювання опору ізоляції необхідно короткочасно заземлити точку, до якої підключався провід від мегаомметра, для того, щоб зняти заряд, що накопичився в ізоляції.

На рис. 5 показана схема підключення мегаомметра при вимірюванні опору ізоляції проводу фази А кабелю (ізоляція якого перевіряється) відносно корпусу. Для цього клему «З» («Земля») мегаомметра підключають до екрану кабелю або до заземлювального провідника, а потім клему «Л» («Лінія») мегаомметра приєднують до провідника фази А.

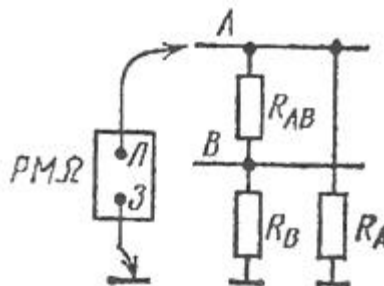


Рисунок 7..5 – Схема підключення мегаомметра

У даній схемі прилад вимірює не опір ізоляції R_A жили фази «А» кабелю відносно землі, а еквівалентний опір R_{AE} , який складається з двох паралельно з'єднаних віток: опору R_A і послідовно з'єднаних опорів R_B і R_{AB} . Тут R_B – опір ізоляції жили фази «В» відносно землі, R_{AB} – опір ізоляції між жилами фаз «А» і «В». Тому за результатом одного виміру не можна визначити значення опору R_A , але можна визначити еквівалентний опір R_{AE} .

Якщо в розглянутій схемі необхідно визначити опір R_A , то слід провести три вимірювання. При першому вимірюванні заземлюють провід В, а мегаомметр підключають до жили фази «А». У цьому випадку вимірюють опір двох паралельних опорів R_A і R_{AB} .

При замиканні жил фаз «А» і «В» між собою і при підключенні до них приладу, мегаомметр покаже опір іншої пари опорів R_A і R_B . І нарешті, при заземленні жили фази «А», в результаті вимірювання, будуть враховані опори R_B і R_{AB} .

Математично результати вимірювань і опорів R_A , R_B , R_{AB} пов'язані між собою наступними співвідношеннями:

$$R_{EA} = R_A \cdot R_B / (R_A + R_B);$$

$$R_{EB} = R_B \cdot R_{AB} / (R_B + R_{AB});$$

$$R_{EC} = R_A \cdot R_{AB} / (R_A + R_{AB}).$$

Якщо покази мегаомметра у всіх трьох випадках однакові, то:

$$R_A = R_B = R_{AB} = 2R_{EA} = 2R_{EB} = 2R_{EC}.$$

Коли покази мегаомметра різні, то для знаходження R_A , R_B , R_C необхідно вирішити систему рівнянь, підставивши в неї значення опорів R_{EA} , R_{EB} , R_{EC} , тобто результати кожного з трьох вимірів.

Враховуючи викладене, опір ізоляції обмоток електричних машин, трансформаторів, кабелів вимірюють по черзі для кожної з обмоток окремо, з'єднавши при цьому інші обмотки (жили кабелю) з корпусом машини або трансформатора (або з бронею кабеля). Це дозволяє знайти еквівалентний опір ізоляції даної обмотки, в який входять опори ізоляції відносно корпусу та інших обмоток. При вимірах опору обмотки, опір ізоляції якої вимірюють, не повинен мати гальванічний зв'язок з іншими обмотками.

7.3 Методика вимірювань опору ізоляції в лабораторній роботі.

Застосована в лабораторній роботі методика виконання вимірів

активного опору ізоляції забезпечує виконання вимірів з відносною похибкою $\pm 20\%$.

Вимірювання опору ізоляції електрообладнання виконується методом безпосереднього оцінювання результатів за показами приладів. Вибір типу мегаомметра, його граничні вимірювання і номінальну напругу необхідно вибирати у відповідності до характеристик контролюваного об'єкта. Правила використання засобів вимірювань відповідають інструкціям з експлуатації заводу виробника приладів.

7.4 Прилади для вимірювання та контролю опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції електрообладнання виконуються за допомогою мегаомметрів, наведених в таблиці 1.

Таблиця 7.1 – Технічні характеристики мегаомметрів

ТИП	Номінальна напруга (В)	Діапазон вимірювання опору (МОм)	Клас точності	Робоча частина шкали
ЭСО202/1 ТУ-25- 7534.014-90	100 250 500	1÷1000	15	0÷5 кОм 5÷1000 МОм
Ф4102/2 ТУ 25- 7534.005-87	1000 2500	0÷2000 0÷20000 0÷5000 0÷50000	1,5	0÷2000 МОм 0÷200 МОм 0÷2000 МОм

7.5 Вимоги з охорони праці

Під час вимірювання опору ізоляції електричних пристроїв, необхідно виконувати наступні вимоги безпеки.

На струмопровідних частинах, на яких буде проводиться робота, напругу необхідно зняти за допомогою комутаційних апаратів (або запобіжників). Отримати у викладача допуск до виконання лабораторної роботи.

При роботі з мегаомметром забороняється торкатись до струмопровідних частин, з якими мегаомметр з'єднаний. Після завершення робіт необхідно зняти накопичений заряд з контролюваного обладнання шляхом його закорочування і заземлення.

Виконувати вимірювання мегаомметром **забороняється**:

- на провіднику, який знаходиться під напругою;
- на одному провіднику двопровідної лінії, напругою більше 1000 В, в той час, коли інший провідник знаходиться під напругою ;
- на однопровідній лінії, якщо вона проходить паралельно працюючій лінії напругою більше 1000 В;
- під час грози або її наближенні.

7.6 Кваліфікаційні вимоги до персоналу, який вимірює опір ізоляції

На виробництві.

До виконання вимірювань і обробки їх результатів допускаються особи з електротехнічного персоналу, які пройшли необхідну підготовку і перевірку знань по схемам вимірювань і правилам в обсязі «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів». Електромонтерам необхідно мати досвід проведення вимірювань в умовах діючих електроустановок, отриманий в період навчання.

Для обладнання напругою вище 1000 В вимірювання виконують два електромонтери згідно наряду - допуску, один з яких повинен мати не менше четвертої групи з електробезпеки.

Для обладнання напругою до 1000 В вимірювання виконуються за розпорядженням двома електромонтерами, один з яких повинен мати не менше четвертої групи з електробезпеки.

В університеті.

До виконання вимірювань і обробки їх результатів допускаються студенти, які перед виконанням лабораторної роботи пройшли необхідну підготовку і перевірку знань по схемам вимірювань і правилам в обсязі «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів». Студентам необхідно мати досвід проведення вимірювань, отриманий в період навчання.

Вимірювання виконують два студенти.

7.7 Вимоги до вимірювань опору ізоляції

При виконанні вимірів необхідно дотримуватись виконання наступних вимог.

За опір ізоляції приймається 60 секундне значення опору $R_{60''}$, зафіксоване по шкалі мегаомметра через 60 секунд. Відлік часу необхідно починати після досягнення потрібної кількості обертів ручки мегаомметра.

При вимірах опору ізоляції об'єкта з великою ємністю, щоб запобігти небажаних коливань стрілки приладу, необхідно ручку мегаомметра обертати з частотою, яка значно більша номінальної (близько 130-140 обертів за хвилину, збільшуючи швидкість обертання до заспокоєння стрілки приладу. Відлік виміру проводити тільки після того, як стрілка займе усталене положення.

Під час вимірювань опору ізоляції освітлювальної мережі, вводні запобіжники повинні бути зняті, розетки необхідно залишити без споживачів, лампи розжарювання необхідно викрутити, на люмінесцентних лампах повинні бути зняті старте

Курс: Діагностика електрообладнання
Лекція №8

8. ВИМІРЮВАННЯ ОПОРУ ІЗОЛЯЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

8.1 Методика визначення опору ізоляції силового маслонаповненого трансформатора за результатами вимірювання $R_{60''}$ і відношення опорів $R_{60''} / R_{15''}$

Параметри, що характеризують ізоляцію обмоток, залежать від характеристик масла і температури ізоляції обмоток. Врахування зміни характеристик масла за час між послідовними вимірюваннями параметрів ізоляції проводиться за допомогою поправок, які враховують зміну $\text{tg}(\delta)$ масла. Застосовувані методи нагрівання трансформатора використовуються для того, щоб наблизити температуру ізоляції обмоток при подальших експлуатаційних вимірах до базової температури, тобто до температури, що мала місце при заводських або монтажних випробуваннях.

Для зменшення різниці в розподілі температур всередині бака при заводських і експлуатаційних випробуваннях, останні виконуються лише після певного часу після прогріву трансформатора. При цьому трансформатор попередньо нагрівається до температури, яка перевищує температуру при заводських випробуваннях.

Параметри ізоляції триобмоткових трансформаторів вимірюють за схемами, наведеними у таблиці 1.

Таблиця 8.1 – Схеми вимірювань параметрів ізоляції триобмоткових трансформаторів

Триобмоткові трансформатори
ВН – СН, НН, бак
СН – ВН, НН, бак
НН – ВН, СН, бак
ВН, СН - НН, бак
ВН, СН, НН – бак
Двообмоткові трансформатори
ВН – НН, бак
НН – ВН, бак
ВН, НН – бак

У таблиці 8.1 позначені: ВН, СН, НН – обмотки високої, середньої та низької напруги відповідно; бак – бак трансформатора; ВН – СН, НН, бак – вимірювання опору ізоляції обмотки високої напруги відносно, з'єднаних разом і заземлених, обмотки середньої напруги, обмотки напруги та баку трансформатора і т. п.

Характеристики ізоляції вимірюються при температурі ізоляції, яка не нижче + 10 °С у трансформаторів на напругу до 150 кВ і потужністю до 80 МВА. У трансформаторів на напругу 220÷750 кВ і на напругу 110÷150 кВ та потужністю більше 80 МВА характеристики ізоляції вимірюються при температурі, яка не менше нижнього значення температури, записаної в паспорті трансформатора. Для її забезпечення трансформатори піддаються нагріванню до температури, яка перевищує необхідну на 10 °С. Параметри ізоляції вимірюються під час зменшення температури та при відхиленні температури від необхідного значення не більше ніж на 5 °С.

За температуру ізоляції трансформатора, який не піддавався нагріванню, приймають:

- у трансформаторах на напругу до 35 кВ з маслом – температуру верхніх шарів масла,
- в трансформаторах на напругу вище 35 кВ з маслом – температуру фази В обмотки ВН, яка визначається по її опору постійному струму.

При нагріванні трансформатора температура ізоляції приймається такою, яка дорівнює середній температурі обмотки ВН фази В, що визначається по значенню опора цієї обмотки постійному струму. Рекомендується температуру обмотки обчислювати за формулою:

$$t_x = \frac{R_x - R_0}{R_0} \cdot (235 + t_0) + t_0,$$

де R_x – виміряне значення опору обмотки при температурі t_x ; R_0 – опір обмотки, виміряний на заводі при температурі t_0 ; (записаної в паспорті трансформатора).

Опір ізоляції вимірюється мегомметром на напругу 2500 В з верхньою межею вимірювання, яка не менше 10000 МОм.

Оскільки опір R_{60} зменшується з підвищенням температури, то для оцінки ступеня погіршення ізоляції обмоток рекомендується виміряні значення опору ізоляції приводити до температури вимірювання ізоляції на заводі. Наприклад, якщо опір ізоляції обмоток вимірювався при температурі t_x , відмінної від температури t_0 , записаної в паспорті трансформатора, то фактичне значення опору ізоляції обмоток (приведене до заводської температури) визначається після ділення виміряного опору ізоляції на коефіцієнт K_2 (табл.2).

Враховуючи те, що під час підвищення температури на 10°С значення опору R_{60} збільшується в 1,5 рази, то можна визначити K_2 за формулою:

$$K_2 = 1,5 \cdot 10^{\frac{t_x - t_0}{10}}$$

Таблиця 8.2 – Значення коефіцієнта K_2 для перерахунку значень $R_{60''}$

Різниця температур $t_x - t_0, ^\circ\text{C}$	1	2	3	4	5	10	15	20	25	25
Значення K_2	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4

На результати вимірювання опору $R_{60''}$ окрім температури також впливає значення $tg(\delta)$ масла в момент випробувань. Якщо на заводі застосовувалося масло, яке при лабораторній температурі t_{m1} мало значення $tg(\delta)_{m1}$, а при подальшому вимірюванні параметрів ізоляції застосовувалося масло, що має при лабораторній температурі t_{m2} значення $tg(\delta)_{m2}$, то необхідно привести виміряні в лабораторії значення параметрів $tg(\delta)_{m1}$ і $tg(\delta)_{m2}$ до температур t_0 і t_x при яких вимірювались параметри ізоляції використовуючи дані таблиці 8.3.

Таблиця 8.3 – Значення коефіцієнта K_3 для перерахунку значень $tg(\delta)$ масла

Різниця температур $t, ^\circ\text{C}$	1	2	3	4	5	10	15
Значення K_3	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84
Різниця температур $t, ^\circ\text{C}$	20	25	30	35	40	45	50
Значення K_3	2,25	2,75	3,4	15	5,1	6,2	7,5

Враховуючи, що при підвищенні температури на 1°C значення $tg(\delta)$ масла збільшується в 1,5 рази, то можна визначити значення коефіцієнта K_3 для випадку вимірювання характеристик ізоляції на заводі за формулою:

$$K_{3(1)} = 1,5 \cdot 10^{\frac{t_0 - t_{m1}}{10}}.$$

Значення коефіцієнта K_3 для випадку після заводських вимірювань характеристик ізоляції обмоток:

$$K_{3(2)} = 1,5 \cdot 10^{\frac{t_0 - t_{M2}}{10}}$$

Значення узагальненого коефіцієнта K_3 для випадку після заводських вимірювань параметрів ізоляції обмоток

$$K_{3(2)} = 1,5 \cdot 10^{\frac{t_0 - t_{M2}}{10}}.$$

Узагальнюючий коефіцієнт K_{M1} , що дозволяє врахувати вплив масла при приведенні значень опору $R_{60''}$ при після заводських випробувань до заводських значень, визначається за формулою

$$K_{M1} = 1,5 \cdot 10^{\frac{t_0 - t_{M2}}{10}}.$$

Остаточно, фактичний опір $R_{60'',\phi}$ з урахуванням впливу температури і масла на результати після заводських вимірювань параметрів ізоляції визначається за формулою:

$$R_{60'',\phi} = R_{60'',\text{вим}} \cdot K_2 \cdot K_M$$

де $R_{60'',\text{вим}}$ – значення опору $R_{60''}$ при після заводських випробуваннях. З урахуванням параметрів, використаних вище, остаточно маємо:

$$R_{60'',\phi} = R_{60'',\text{вим}} \cdot \frac{\text{tg}(\delta)_{M2}}{\text{tg}(\delta)_{M1}} \cdot 1,5 \cdot \frac{2 \cdot (t_x - t_0) + (t_{M1} - t_{M2})}{10}.$$

8.2 Оцінювання стану ізоляції обмоток трансформаторів за результатами вимірювання $R_{60''}$ і відношення $R_{60''} / R_{15''}$

Під час монтажу та капітального ремонту можливо неприпустиме велике зволоження ізоляції обмоток. Виміряні значення $R_{60''}$ і відношення $R_{60''} / R_{15''}$ є одним з основних показників при прийнятті обґрунтованого рішення про допустимість введення трансформатора в роботу після монтажу і капітального ремонту без сушіння.

Отримані при міжремонтних і експлуатаційних випробуваннях значення опору ізоляції $R_{60''}$ і відношення $R_{60''} / R_{15''}$ використовуються як одних з

основних показників при прийнятті обґрунтованого рішення про можливість подальшої експлуатації, про можливість і доцільність проведення відновлювального ремонту трансформатора. В інших випадках уточнюються терміни проведення ремонту.

8.3 Оцінювання стану ізоляції за допустимими значеннями $R_{60''}$ і $R_{60''}/R_{15''}$

Оцінювання погіршення стану ізоляції проводиться шляхом порівняння результатів випробувань з нормами.

Оскільки значення опору $R_{60''}$ ізоляції визначається не лише станом ізоляції трансформатора, а також і його геометричними розмірами, кількістю і видом ізоляції, то при нормуванні допустимих значень $R_{60''}$ як визначальних параметрів враховуються напруга і потужність трансформатора.

Допустимі значення опору $R_{60''}$ визначені не для всіх трансформаторів. Оцінити стан ізоляції по допустимому значенню опору $R_{60''}$ після монтажних робіт можна тільки у трансформаторів напругою до 35 кВ включно (табл. 4), а після капітального ремонту – у трансформаторів напругою до 110 кВ включно (табл. 5).

Таблиця 8.4 – Найменші допустимі значення опору ізоляції $R_{60''}$ обмоток трансформатора напругою до 35 кВ включно, залитого маслом (після монтажних робіт)

Потужність трансформатора, кВА	Значення $R_{60''}$, (МОм) при температурі обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 включно	450	300	200	130	90	60	40
10 000 і більше	900	600	400	260	180	120	80

Допустимі значення відношення $R_{60''}/R_{15''}$ також встановлені не для всіх трансформаторів. Після монтажних робіт оцінити стан ізоляції по допустимому значенню $R_{60''}/R_{15''}$ можна тільки у трансформаторів напругою до 35 кВ включно та потужністю менше 10000 кВА, а після капітального ремонту – у трансформаторів напругою до 110 кВ включно всіх потужностей. У перерахованих вище трансформаторів значення $R_{60''}/R_{15''}$ повинні бути не менше, ніж 1,3.

Таблиця 8.5. Найменші допустимі значення опору ізоляції R_{60} обмоток трансформатора в маслі (після капітального ремонту)

Характеристик а трансформатор а (напруга та потужність)	Значення R_{60} , МОм, при температурі обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 35 кВ включно, незалежно від потужності	450	300	200	130	90	60	40
До 35 кВ включно, потужністю до 10 МВА	450	300	200	130	90	60	40
110 кВ незалежно від потужності	900	600	400	260	180	120	80

Значення R_{60} відносяться до всіх обмоток даного трансформатора.

Трансформатори, які пройшли капітальний ремонт без заміни обмоток або ізоляції, можуть бути введені в роботу без сушіння у разі дотримання умов знаходження активної частини на повітрі, а також коли значення опору ізоляції обмоток трансформаторів, які вводяться в експлуатацію після капітального ремонту, не менші ніж 50 % від значень, отриманих під час приймально-здавальних випробувань або паспортних. Для трансформаторів на напругу до 35 кВ потужністю до 10 МВА значення R_{60} має бути меншим ніж значення, наведені у таблиці 5.

8.4 Оцінювання погіршення стану ізоляції по допустимому відносному відхиленню опору від початкового значення R_{60}

Оцінювання погіршення стану ізоляції проводиться шляхом порівняння результатів випробувань з початковими значеннями. Значення опору ізоляції R_{60} після монтажних робіт для трансформаторів на напруги 110÷ 750 кВ повинно бути не менше 70% значення, зазначеного в паспорті.

Допустиме зниження опору ізоляції R_{60} за час капітального ремонту:

– для трансформаторів напругою до 35 кВ включно та потужністю до 10000 кВА включно – не більше ніж на 40%;

– для трансформаторів напругою до 35 кВ включно та потужністю більше 10000 кВА і напругою 110 кВ і більше всіх потужностей – не більше ніж на 30%.

При поточному ремонті та міжремонтних випробуваннях опір ізоляції $R_{60''}$ і відношення $R_{60''}/R_{15''}$ не нормуються, але повинні враховуватися при комплексному розгляді результатів усіх вимірювань ізоляції і зіставлятися з раніше отриманими. Порівняння результатів вимірювання опору ізоляції $R_{60''}$ можна виконати за допомогою графіків.

На рис. 1 та 2 показані опори R1, R2, R3, R4 першого, другого, третього і четвертого трансформаторів відповідно. Аналіз процесу зміни опору рекомендується виконувати для групи однотипних трансформаторів із зазначенням моменту їх введення в експлуатацію (рис. 8.1).

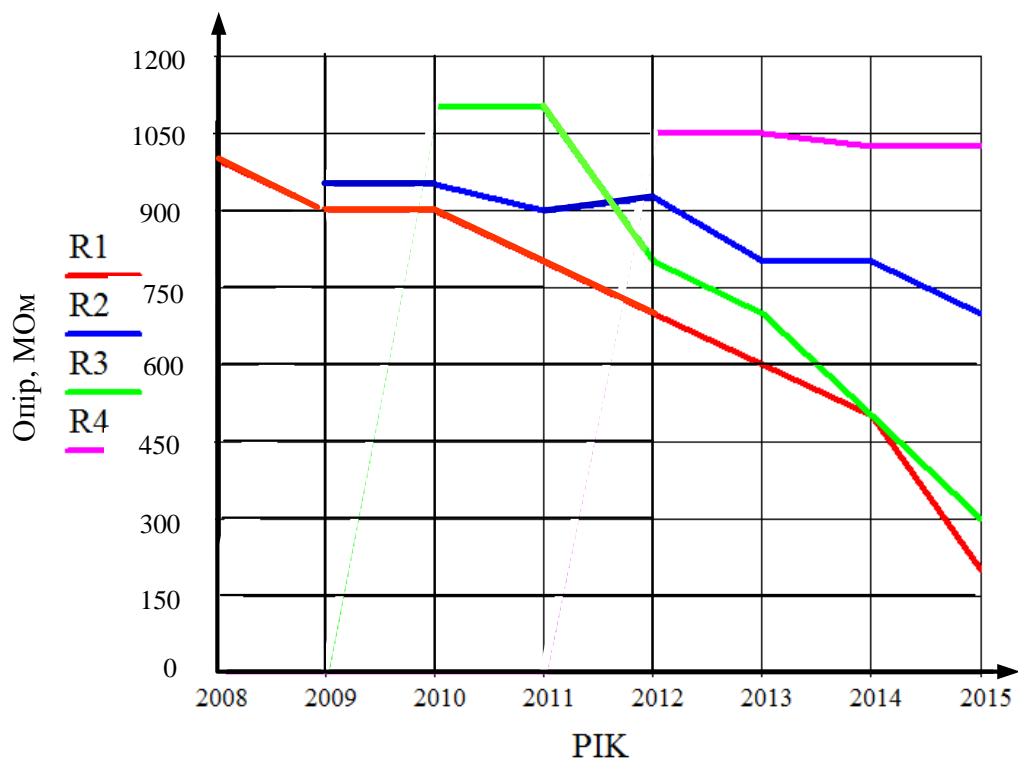


Рисунок 8.1 – Зміна опорів ізоляції однотипних трансформаторів в часі

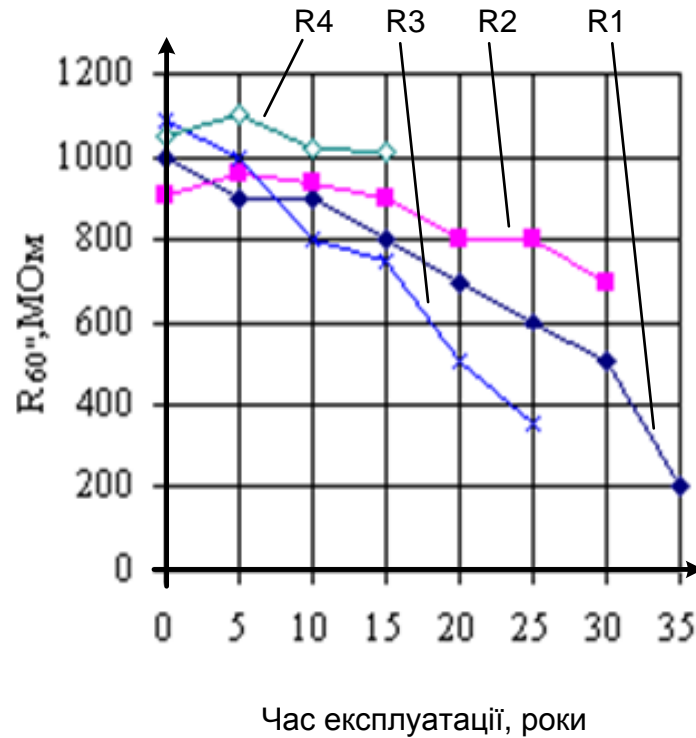


Рисунок 8.2 – Залежність опорів ізоляції однотипних трансформаторів від терміну експлуатації

Процес прискореного старіння можна помітити на графіку, якщо по осі абсцис відкладається термін служби трансформатора (рис. 8.2). Всі опори приведені до розрахункової (базової) температури (70°C).

8.5 Приклад розв'язання практичних задач з визначення стану ізоляції за результатами контролю її активного опору

Умова задачі. Вимірювання опору ізоляції трансформатора $R_{60''}$ проводиться за схемою ВН – НН, бак.

Дані заводського протоколу:

- опір ізоляції обмоток трансформатора $R_{60''} = 1300 \text{ МОм}$ був виміряний при температурі t_0 , яка записана у паспорті цього трансформатора, $t_0 = 58^\circ\text{C}$;
- виміряний у лабораторії тангенс кута діелектричних втрат масла $\text{tg}(\delta_{M1}) = 0,15\%$ (при температурі $t_{M1} = 20^\circ\text{C}$).

Дані протоколу випробувань під час монтажу:

- опір ізоляції $R_{60''\text{вим}} = 420 \text{ МОм}$ при температурі $t_x = 61^\circ\text{C}$;
- тангенс кута діелектричних втрат і $\text{tg}(\delta_{M2}) = 2,5\%$ при температурі $t_{M2} = 69,7^\circ\text{C}$.

Завдання. Розрахуйте фактичне значення опору ізоляції.

Розв'язок задачі.

Визначаємо коефіцієнт K_2 , який враховує вплив на значення опору ізоляції обмоток різницю в температурах ізоляції при заводських і монтажних випробуваннях параметрів ізоляції:

$$K_2 = 1,5^{\frac{t_x - t_0}{10}},$$

$$K_2 = 1,5^{\frac{61-58}{10}} = 1,13 \text{ в.о.}$$

Визначимо коефіцієнт K_{M1} , який враховує вплив на значення опору ізоляції обмоток відмінності в значеннях $tg(\delta)_m$ масла при заводських і монтажних випробуваннях параметрів ізоляції:

$$K_{M1} = \frac{tg(\delta)_{M2}}{tg(\delta)_{M1}} \cdot 1,5^{\frac{(t_x - t_0) + (t_{M1} - t_{M2})}{10}},$$

$$K_{M1} = \frac{2,5}{0,15} \cdot 1,5^{\frac{(61-58) + (20-69,7)}{10}} = 2,51.$$

Значення фактичного опору ізоляції обмоток з урахуванням впливу температури і $tg(\delta)_m$ масла становить:

$$R_{60}''_{\text{факт}} = R_{60}''_{\text{вим.м}} \cdot K_2 \cdot K_M,$$

$$R_{60}''_{\text{факт}} = 420 \cdot 1,13 \cdot 2,51 = 1191 \text{ МОм.}$$

Висновок. Значення фактичного опору ізоляції обмоток становить 91,6% ($1191 \cdot 100 / 1300 = 91,6\%$) від значення опору, який був виміряний під час заводських випробувань. Цей опір знаходиться в допустимих межах (його величина менша допустимої, яка дорівнює 70%).

Курс: Діагностика електрообладнання
Лекція №9

9. ВИМІРЮВАННЯ ОПОРУ ІЗОЛЯЦІЇ КАБЕЛІВ І ПРОВІДІВ, ВИМИКАЧІВ ТА ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

9.1. Вимірювання опору ізоляції кабелів і проводів

Якщо до вимірюваного зразка прикласти постійну напругу, то в перший момент після підключення напруги в колі буде протікати струм, що зумовлений електричною ємністю зразка (чи процесами швидкої поляризації). Потім (з часом) струм зменшується і досягає в кінцевому результаті постійного значення. Цей струм називають струмом, що зумовлений наскрізною провідністю.

Залежність струму від часу можна представити у вигляді суми експонент

$$I = I_{ск} + \sum_{i=1}^{\infty} I_i e^{-t/\tau_i}, \quad (9.1)$$

де I_i і τ_i – постійні величини.

Величину τ_i називають постійною часу, що відповідає експонентній складовій. У більш загальному вигляді функцію (2.1) можна представити так:

$$I = \int_0^{\infty} I(\tau) e^{-t/\tau} d\tau, \quad (9.2)$$

де $I(\tau)$ – щільність розподілу I по τ .

Струм, який представлений у вигляді суми експонент у (1), називають струмом абсорбції. Струми абсорбції зумовлені накопиченням об'ємних зарядів на неоднорідностях у діелектриках. У стандартизованих методиках вимірювання нормується час з моменту підключення напруги до моменту відліку показів вимірювального приладу. Таким чином, проводиться вимірювання деякої умовної величини для даної методики. Для визначення наскрізної провідності необхідний дуже тривалий час при вимірюваннях.

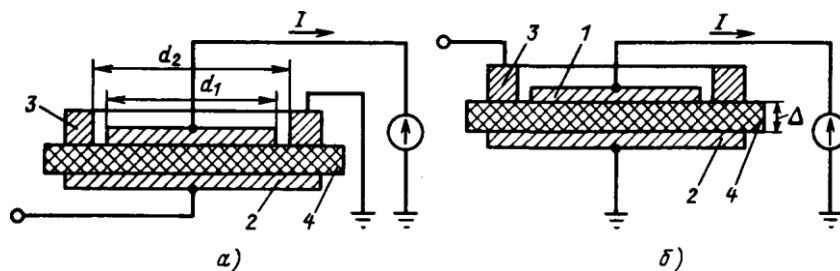


Рисунок 9.1 – Система з трьох електродів для вимірювання об'ємного і поверхневого опорів

Іноді представляють (1) у вигляді суми обмеженої кількості експонент (наприклад, три) і по кривих струму абсорбції шляхом розрахунків визначають кожен доданок у сумі. По зміні цих доданків можна визначити якість ізоляції і якість технологічного процесу її обробки, наприклад сушіння, поліконденсації. Абсолютне значення струмів абсорбції також може характеризувати якість ізоляції.

При вимірюванні характеристик електроізоляційних матеріалів часто застосовують зразки у вигляді пластин, на які наносять три електроди (1, 2, 3, рис. 1). Розміри електродів регламентуються стандартами (часто діаметр $d_1 = 100$ мм).

Під час вимірювань питомого об'ємного опору ρ_v (Ом·м), застосовують схему, показану на рис. 9.1, а. Під час вимірювання питомого поверхневого опору ρ_s , Ом застосовують схему, показану на рис. 1, б. Також вимірюється струм I через зразок 4 (рис. 9.1), що проходить у схемі від вимірювального електрода 1. У схемі рис. 1, а струм по поверхні зразка від нижнього електрода 2, до якого підведена напруга, відводиться на заземлення через охоронний електрод 3 і не потрапляє у вимірювальне коло.

Під час вимірювань ρ_s (рис. 1, б) вимірюваний струм проходить від електрода 3 до електрода 1 по поверхні зразка. У цьому випадку електрод 2 заземлений.

Кільцевий проміжок між електродами 1 і 3 має бути мінімальним (часто – 2 мм). Розрахунковий діаметр дорівнює $d_{cp} = (d_1 + d_2)/2$. Тоді можна записати співвідношення:

$$R_v = \rho_v \frac{4\Delta}{\pi d_{cp}^2},$$

$$\rho_v = d_{cp}^2 \pi R_v / 4\Delta, \quad (9.3)$$

$$R_s = \rho_s \frac{\Delta_1}{\pi d_{cp}};$$

$$\rho_s = \frac{\pi d_{cp} R_s}{\Delta_1}, \quad (9.4)$$

де Δ – товщина зразка; R_v і R_s – опори зразка при вимірюваннях по схемах рис. 9.1, *a* і *б* відповідно; $\Delta_1 = (d_2 - d_1)/2$.

Неточності під час вимірювання електричного опору ізоляції значною мірою залежать від підготовки зразка і застосовуваних електродів. Перед вимірюваннями зразки повинні тривалий час витримуватись при заданій температурі і вологості. Поверхня зразків не повинна бути забруднена.

До електродів висуваються наступні вимоги:

- електрод повинен мати високу провідність і забезпечувати гарний електричний контакт по всій поверхні зіткнення зі зразком;
- в умовах випробувань електрод не повинен впливати на зразок, що випробується (деформувати його, здійснювати хімічний вплив і т.д.);
- електрод має бути таким, щоб його легко було наносити і зручно застосовувати під час випробування.

Масивні електроди виготовляють з нержавіючої сталі, міді і латуні. Фольгові електроди з'єднують зі зразком трьома способами. Щільний контакт зі зразком досягається шляхом притирання електрода до його поверхні за допомогою мастила (вазеліну, трансформаторного масла або кремнійорганічної рідини). Як правило, товщина шару мастила не повинна перевищувати 1 мкм. Під час вимірювання для зразків із пластмас застосовують пресування з нагріванням. Фольгові електроди можна також притискати до зразка через гуму під тиском 10 кПа.

Електроди з осаджених металів у вигляді щільно прилягаючих плівок можуть бути виконані зі срібла, золота, платини, міді, алюмінію. Часто це роблять способом напилювання у вакуумі шляхом випарювання металу при нагріванні або катодного напилювання. На неорганічні матеріали можна наносити електроди зі срібла. При цьому потрібно нагрівання до декількох сотень градусів.

Як мастила для електродів можна застосовувати суспензії, наповнені розпиленним графітом (лаки, олії, вода). Товщина мастила має бути приблизно на порядок менше товщини зразка, а її питома провідність на кілька порядків більше, ніж зразка.

Загальні вимоги при визначенні електричного опору ізоляції кабельних виробів регламентовані ГОСТ 3345-76. Напруга під час вимірювань – від 90 до 500 В. Похибка повинна бути не більше 10% при вимірюваннях опору до 10^{10} Ом і не більше 25% при опорі 10 Ом і більше. Точність вимірювання температури регламентується в конкретних стандартах на вироби.

Опір ізоляції повинен бути вимірянний:

- для виробів *без металевої оболонки*, екрана і між жилою і металевим циліндром, на який навивається виріб, між жилою і водою, між жилою й іншими жилами, з'єднаними між собою (і з водою);

— для виробів з *металевою оболонкою*, екраном і бронею – між кожною жилою й іншими, з'єднаними між собою і з оболонкою, чи екраном бронею; у цьому випадку вимірювання можна робити і по триелектродній схемі відповідно до рис. 2. Електроди 1, 2, 3 відповідають рис. 9.1.

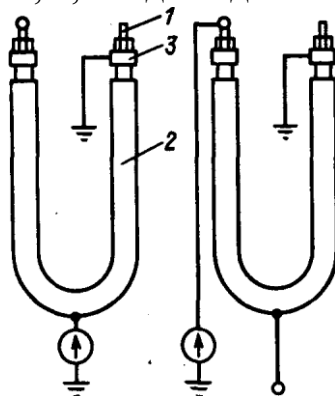


Рисунок 9.2 – Підключення кабелю при вимірюванні електричного опору ізоляції: 1 – жила; 2 – оболонка або екран; 3 – охоронний електрод для виключення впливу струмів витоку по поверхні ізоляції

9.2. Вимірювання опору ізоляції високовольтних вимикачів

Вимірювання опору ізоляторів, ізоляторів дугогасильних камер, відділювачів і ізоляційних тяг проводиться для виключення всіх класів напруг мегаомметром на напругу 2,5 кВ або від джерела напруги випрямленого струму.

Граничні значення опору ізоляції наведено в табл. 1.

Таблиця 9.1 – Найменший допустимий опір опорної ізоляції та ізоляції рухомих частин повітряних вимикачів

Випробовуваний об'єкт	Опір ізоляції, МОм, при номінальній напрузі вимикача, кВ		
	До 15	20-35	110 і вище
Опорний ізолятор, повітропровід і тяга (кожне окремо), виготовлені з фарфору	1000	1000	5000
Тяга, виготовлена з органічних матеріалів		3000	

У разі необхідності, особливо при вимірюваннях в вологу погоду, для виключення впливу струмів витоку на покази мегаомметра на зовнішній поверхні ізоляторів встановлюються охоронні кільця (рис. 9.1).

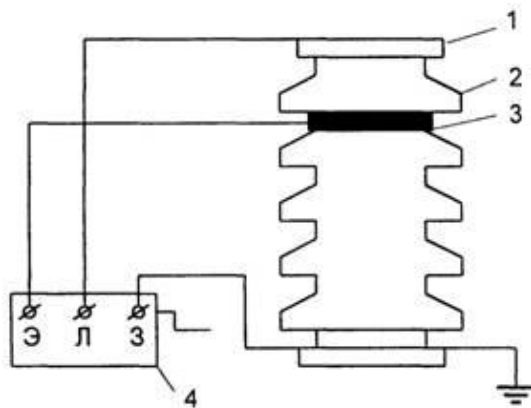


Рисунок 9.3 – Схема вимірювання ізоляції ізоляторів із застосуванням вихрових кілець:

На рис. 9.3 показані: 1 – металевий фланець; 2 – верхнє ребро ізолятора; 3 – охоронне кільце; 4 – мегаомметр.

Позначення клем на корпусі мегаомметра: «Э» – для приєднання до екрану; «Л» – для приєднання до лінії, опір ізоляції якої вимірюється; «З» – для приєднання до заземлення. Замість позначення «З» може бути позначення «–» (у мегаомметрів ЭСО210/1, ЭСО210/3, ЭСО210/1–Г, ЭСО210/3 –Г, Е6–22 і т. п.), а замість позначення «Л» – « R_x , U_x » (у мегаомметрів ЭСО210/1, ЭСО210/3, ЭСО210/1–Г, ЭСО210/3 –Г).

Вимірювання проводяться з усіма приєднаними колами керування, захисту та сигналізації мегомметром на напругу 500÷1000 В. Опір ізоляції не повинен бути меншим 1 МОм.

9.3. Вимірювання електричного опору ізоляції обмоток вимірювальних трансформаторів струму і напруги

Вимірювання електричного опору ізоляції обмоток трансформаторів струму і напруги виконують у відповідності до схем, наведених на рис.2 та 3.

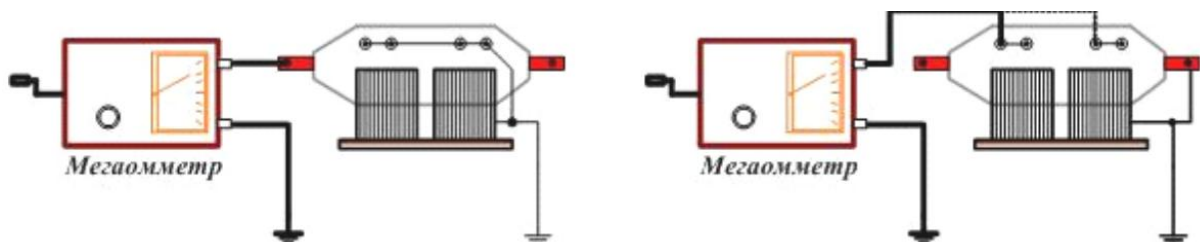


Рисунок 9.5 – Вимірювання електричного опору ізоляції обмоток ВН та НН трансформатора струму

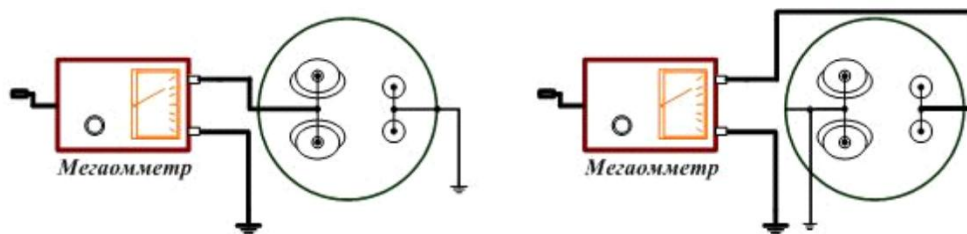


Рисунок 9.4 – Вимірювання електричного опору ізоляції обмоток ВН та НН трансформатора напруги.

Під час проведення вимірювань опору ізоляції вторинних ланцюгів трансформаторів необхідно попередньо зняти заземлення з цих ланцюгів. У трансформаторів напруги може заземлюватися і первинна обмотка, тому перед вимірюванням опору ізоляції схему трансформатора необхідно розібрати. Це не стосується трансформаторів напруги, підключених до міжфазної напруги. У них виводи первинної обмотки не заземлюють. У будь-якому разі необхідно виходити з місцевих умов.

Необхідно вимірювати опір ізоляції обмотки відносно корпусу, при цьому інша обмотка трансформатора (вторинна або первинна – дивись рис. К1 та К.2) повинна бути закорочена і заземлена. Для трансформаторів струму первинну обмотку дозволяється не закорочувати – дуже малий опір. Відлік показів мегаомметра здійснюється через 60 секунд після початку вимірювання.

Вимірювання проводиться для первинної обмотки відносно корпусу та закорочених і заземлених вторинних обмоток. Потім – у вторинних обмоток відносно закороченої і заземленої первинної обмотки.

У трифазних трансформаторів напруги всі три фази первинної обмотки перед вимірюваннями закорочуються. Так само роблять з вторинними обмотками.

Курс: Діагностика електрообладнання
Лекція №10

10. ДІАГНОСТУВАНН ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

10.1. Актуальність діагностування заземлювальних пристроїв

Світові тенденції підвищення безпеки роботи підприємств агропромислового комплексу ґрунтуються на підвищенні безпеки роботи з силовим високовольним устаткуванням.

Одним з важливих чинників, які впливають на безпеку експлуатації, обслуговування і ремонту силового енергетичного обладнання є правильний вибір, проектування, монтаж і експлуатація заземлюючих пристроїв [1].

Особливо важливим стає це завдання в умовах проектування і експлуатації сучасних підприємств АПК.

Це забезпечує підвищення надійності і техніко-екологічної безпеки.

Багато важливих технічних і економічних показників електричного обладнання залежать від способу заземлення електричних мереж, який впливає на вартість ізоляції ліній та устаткування мережі, а також на вартість пристроїв заземлення; на надійність електропостачання споживачів; на можливість виникнення ферорезонансних та резонансних процесів; на умови безпеки обслуговування електроустановок; на виконання та функціонування пристроїв захисту від замикання на землю. Отже, правильний вибір способу заземлення електричних мереж має принципове і практичне значення.

Відомо, що в середньому електротравми складають 3% від загального числа травм, 12 - 13% - смертельні електротравми від загального числа смертельних випадків. Це багато, якщо враховувати високий рівень травматизму в країні.

Прийнято обчислювати електротравматизм з розрахунку на 1 млн. жителів. В Україні цей показник складає 8,8 смертельних електротравм на 1 млн. жителів країни в рік (у передових промислово розвинених країнах не більше 3).

До найбільш неблагополучних галузей відносяться: легка промисловість, де електротравматизм складає 17 % від кількості смертельних нещасних випадків, енергетика 14 %, хімічна промисловість 13 %, будівництво, сільське господарство по 20%, наш горезвісний побут приблизно 24 % та інші.

Заходи захисту від ураження електричним струмом повинні бути достатніми під час проектування і реалізованими під час виготовлення електрообладнання, або в процесі монтажу електроустановки чи в обох випадках.

10.2. Загальні відомості про заземлювальні пристрої та їх елементи

Заземлювач - провідна частина (провідник) або сукупність з'єднаних між собою провідних частин (провідників), які перебувають в електричному контакті із землею безпосередньо або через проміжне провідне середовище, наприклад, через бетон [1].

Для захисту від ураження електричним струмом при замиканнях на корпус застосовуються захисні заходи безпеки. Їх сім: заземлення, занулення [6, 12], вирівнювання потенціалів, мала напруга, ізоляція, захисне відключення, роздільні трансформатори.

Штучний заземлювач – заземлювач, який спеціально виконують з метою заземлення.

Штучні заземлювачі виконують з вертикальних і (або) горизонтальних електродів [7]. Електроди можуть бути із сталі або із міді.

Вертикальні електроди заглиблюють в землю таким чином, щоб їх верхня кінцівка знаходилася на глибині 0,7-0,8 м від поверхні землі [8]. Якщо заземлювач має кілька вертикальних електродів, вони з'єднуються між собою горизонтальними електродами, які також розміщуються на глибині 0,7÷0,8 м. Довжина вертикальних електродів зазвичай приймається 3÷5 м, а у разі великого питомого опору у верхньому шарі землі і значно меншому опору в нижньому може бути 10÷15 м і більше. Відстань між сусідніми вертикальними електродами повинна бути не меншою, ніж довжина електроду. Краще, щоб ця відстань була у два чи три рази більшою за довжину електроду. Якщо питомий опір землі у верхньому шарі незначний, штучні заземлювачі можуть виконуватися шляхом закладання в землю тільки горизонтальних електродів, без застосування вертикальних.

Природний заземлювач – провідна частина, яка крім своїх безпосередніх функцій одночасно може виконувати функції заземлювача (наприклад, арматура фундаментів та інженерних комунікацій будівель і споруд, підземна частина металевих і залізобетонних опор ПЛ тощо). Перевага: застосування природних заземлювачів дозволяє отримати значну економію коштів і матеріалів на спорудженні заземлювальних пристроїв. Недолік: вадою природних заземлювачів у багатьох випадках є доступність до них людей, які не мають ніякого відношення до електроустановки і за цієї причини існує можливість пошкодження неперервності їх з'єднань. Тому, у разі використання природних заземлювачів, це повинно враховуватися.

Електрично-незалежні заземлювачі [9] - заземлювачі, розташовані на такій відстані один від одного, що максимально можливий струм, який може стікати в землю по одному з них, суттєво не впливає на електричний потенціал інших.

Заземлювальний провідник - провідник, який з'єднує заземлювач з визначеною точкою системи або електроустановки чи обладнання.

Заземлювальний пристрій – сукупність електрично- з'єднаних між собою заземлювача і заземлювальних провідників, включаючи елементи їх з'єднання.

Основними електричними параметрами заземлювального пристрою є: опір розтікання заземлювача, напруга дотику напруга кроку в зоні розтікання. Заземлення - виконання електричного з'єднання між визначеною точкою системи або установки або обладнання і локальною землею.

Примітка: з'єднання з локальною землею може бути навісним, ненавісним і випадковим, а також постійним або тимчасовим.

Захисне заземлення – заземлення точки чи точок системи, установки або обладнання з метою забезпечення електробезпеки [10].

Функціональне (робоче) заземлення - заземлення точки чи точок системи, установки або обладнання з метою, що не пов'язана з електробезпекою (наприклад, для забезпечення електромагнітної сумісності).

Захисний провідник – провідник, призначений для забезпечення електробезпеки.

Захисний заземлювальний провідник – заземлювальний провідник, призначений для захисного заземлення.

Провідник системи зрівнювання потенціалів – захисний провідник, призначений для захисного зрівнювання потенціалів.

10.3. Призначення та класифікація провідників заземлення

РЕ – провідник (від англ. «Protective Earthing » – захисне заземлення) – захисний провідник (рис.1) в електроустановках напругою до 1 кВ, призначений для захисту від ураження електричним струмом [1].

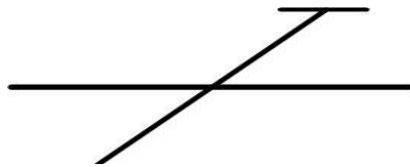


Рисунок 10.1 – РЕ-провідник

N – провідник (нейтральний провідник) - це провідник в електроустановках напругою до 1 кВ електрично-з'єднаний з нейтральною точкою джерела живлення, яке використовується для розподілення електричної енергії (рис. 2).

Нейтральна точка (джерела живлення) - спільна точка з'єднаної в зірку багатофазної системи або заземлена точка однофазної системи [1].

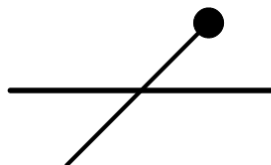


Рисунок 10.2 - N – провідник

М – провідник (провідник середньої точки) - провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, який електрично-з'єднаний з середньою точкою джерела живлення і використовується для розподілення електричної енергії.

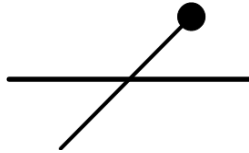


Рисунок 10.3 – М – провідник

PEN - провідник - провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, який поєднує в собі функції - захисного (PE-) і нейтрального (N-) провідників.

Терміни «нейтральний» і «захисний» провідники в системі TN є синонімами відповідних термінів «нульовий робочий» і «нульовий захисний» провідники, вони були в попередніх редакціях ПУЕ, а також в нормативних документах України, і не відповідають термінам міжнародних стандартів.

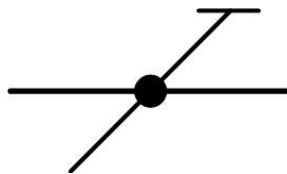


Рисунок 10.3 - PEN - провідник

10.4. Класифікація типів заземлення та їх характеристика

Тип заземлення системи - показник, який характеризує розташування нейтрального провідника (N - провідника) або провідника середньої точки (М-провідника) і з'єднання з землею струмопровідних частин джерела живлення та відкритих провідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ.

Позначення типу заземлення системи (ГОСТ 30331.2) системи TN:

система TN-S; система TN-C; система TN-C-S; система TT; система IT

Система TN - системи, в яких мережа живлення має глухе заземлення однієї точки струмопровідних частин джерела живлення, а електроприймачі і відкриті провідні частини електроустановки приєднуються до цієї точки за допомогою відповідно N - або М - і захисного РЕ –провідників. Де: Т – “terra” – земля, N - нейтраль.

Т – “terra” – земля :безпосереднє приєднання однієї точки струмопровідних частин джерела живлення до заземлювального пристрою. У трифазних мережах такою точкою, як правило, є нейтраль джерела живлення (якщо нейтраль недоступна, то заземлюють фазний провідник), у трипровідних мережах однофазного струму і постійного струму - середня точка, а у двопровідних мережах - один з виводів джерела однофазного струму або один з полюсів джерела постійного струму.

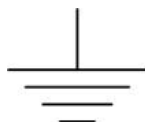


Рисунок 10.4 – Позначення землі на схемі

N – нейтраль (від англ. «neutral» - нейтраль) - безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки з точкою заземлення. N – друга літера, яка позначає характер заземлення відкритих провідних частин електроустановки.

Позначення N – провідника (або M – провідника) на схемі:

10.5. Схеми виконання систем заземлень

Система TN-S - система TN, в якій N - або M - і PE - провідники розділено по всій мережі. Літера S показує розташування нейтрального N і захисного PE-провідників: S (від англ. «separate» - розділяти) - функції N- і PE-провідників виконують окремі провідники

Схеми виконання систем TN-S (рис. 1, 2): ДЖ - джерело живлення; L1, L2, L3 - лінійні (фазні) провідники; 1 - заземлювач джерела живлення; 2 - відкриті провідні частини; 3 - заземлювач відкритих провідних частин; 4 - захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

Система TN-C (Рисунок 3)- система TN, в якій N - або M- і PE-провідники поєднано в одному PEN-провіднику по всій мережі C (від англ. «combine» - об'єднувати) - функції N- і PE-провідників виконує один PEN - провідник.

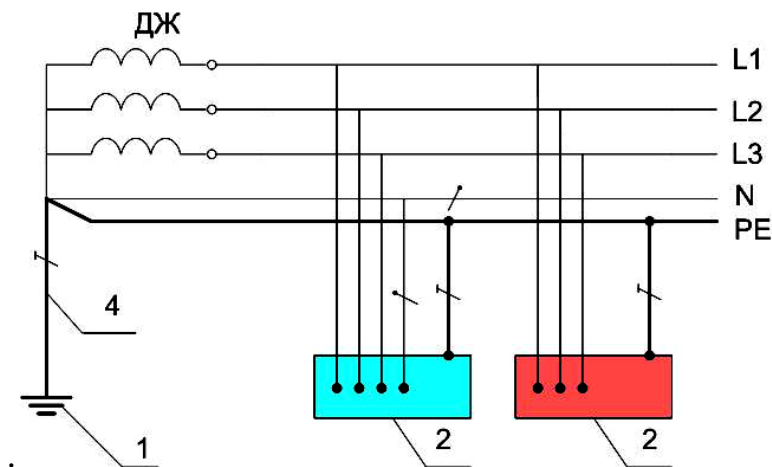


Рисунок 10.5 – Схема 1 виконання системи TN-S (у джерела схема «зірки»)

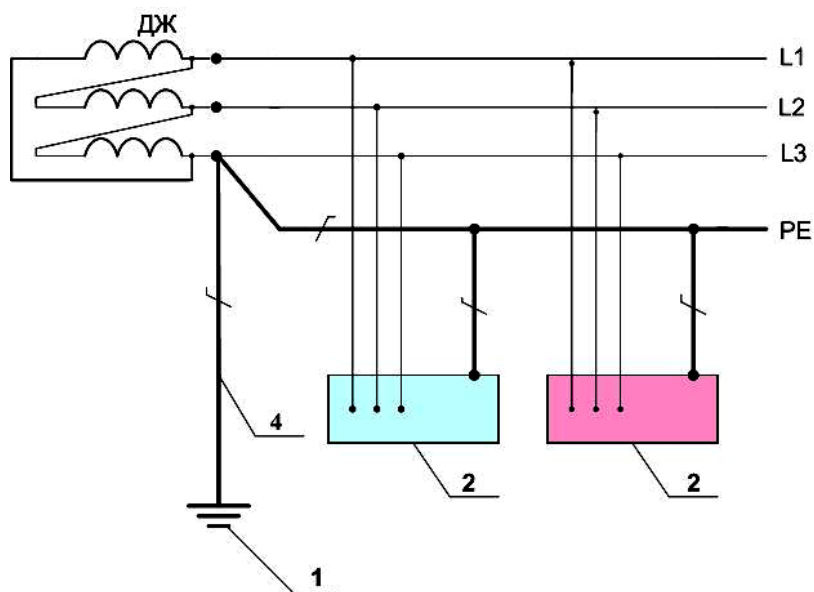


Рисунок 10.6 – Схема 2 виконання системи TN-S (у джерела схема «трикутника»)

Схеми виконання систем TN-C: ДЖ - джерело живлення; L1, L2, L3 - лінійні (фазні) провідники; 1 - заземлювач джерела живлення; 2 - відкриті провідні частини; 3 - заземлювач відкритих провідних частин; 4 - захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

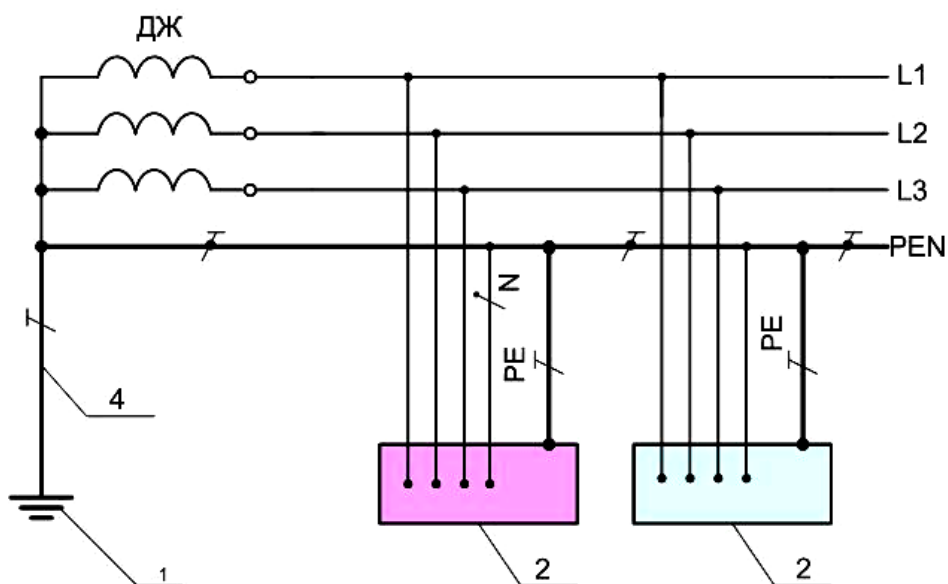


Рисунок 10.7 – Схеми виконання систем TN-C (у джерела схема «зірки»)

Система TN-C-S (рис.10.5) - система TN, в якій N- або M- і PE-провідники поєднано в одному провіднику в частині мережі, починаючи від джерела живлення.

Схеми виконання систем TN-C-S: ДЖ - джерело живлення; L1, L2, L3 - лінійні (фазні) провідники; 1 - заземлювач джерела живлення; 2 - відкриті провідні частини; 3 - заземлювач відкритих провідних частин; 4 - захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

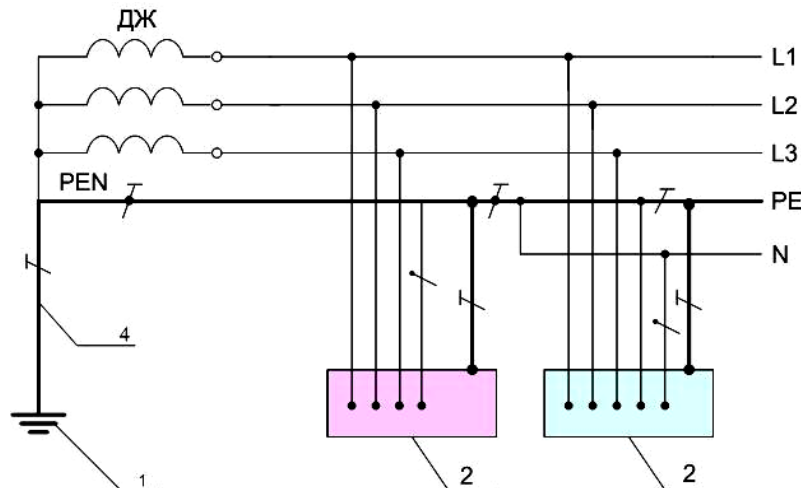


Рисунок 10.8 – Схема виконання систем TN-C-S (у джерела схема «зірки»)

Система TT (рис. 5) - система, одна точка струмопровідних частин джерела живлення якої заземлена, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до РЕ-проводника, з'єднаного із заземлювачем, електрично-незалежним від заземлювача, до якого приєднано точку струмопровідних частин джерела живлення.

Схеми виконання систем TT: ДЖ - джерело живлення; L1, L2, L3 - лінійні (фазні) провідники; 1 - заземлювач джерела живлення; 2 - відкриті провідні частини; 3 - заземлювач відкритих провідних частин; 4 - захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

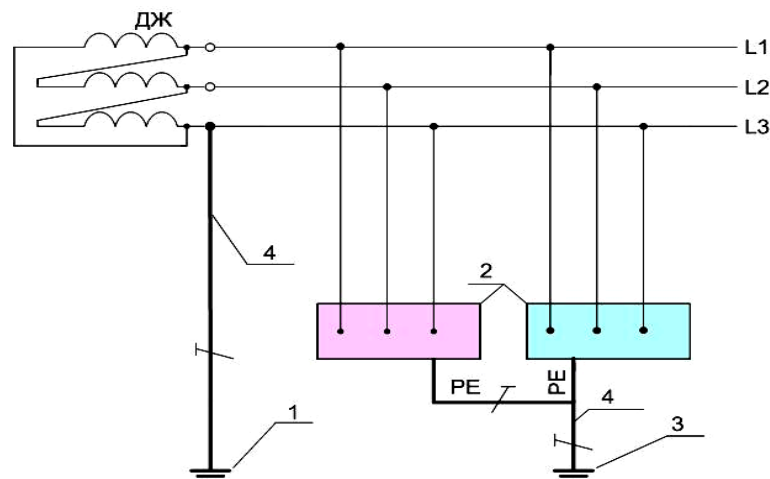


Рисунок 10.9 – Схема 1 виконання системи TT

Схеми виконання системи ТТ (рис.10.9, рис.10.8): ДЖ - джерело живлення; L1, L2, L3 - лінійні (фазні) провідники; 1 - заземлювач джерела живлення; 2 - відкриті провідні частини; 3 - заземлювач відкритих провідних частин; 4 - захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

Система ІТ (рис.7) - система, в якій мережа живлення ізолювана від землі чи заземлена через прилади або (і) пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до заземленого РЕ-провідника.

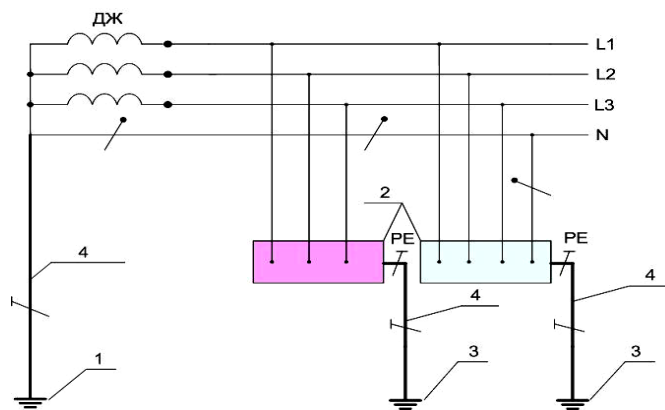


Рисунок 10.9 – Схема 2 виконання системи ТТ (у джерела схема «зірки»)

Система ІТ - система, в якій мережа живлення ізолювана від землі чи заземлена через прилади або (і) пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до заземленого РЕ-провідника.

Схема 1 виконання систем ІТ (рис.10.10): ДЖ - джерело живлення; L1, L2, L3 - лінійні (фазні) провідники; 1 - заземлювач джерела живлення; 2 - відкриті провідні частини; 3 - заземлювач відкритих провідних частин; 4 - захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

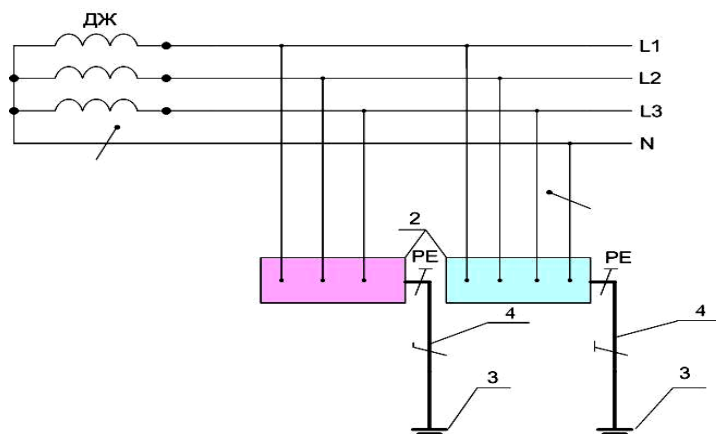


Рисунок 10.10 – Схема 1 виконання системи ІТ (у джерела схема «зірки»)

Схема 1 і схема 2 виконання систем ІТ (рис.10.10 та рис.10.11) містять: ДЖ - джерело живлення; L1, L2, L3 - лінійні (фазні) провідники; 1 - заземлювач джерела живлення; 2 - відкриті провідні частини; 3 - заземлювач відкритих провідних частин; 4 - захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

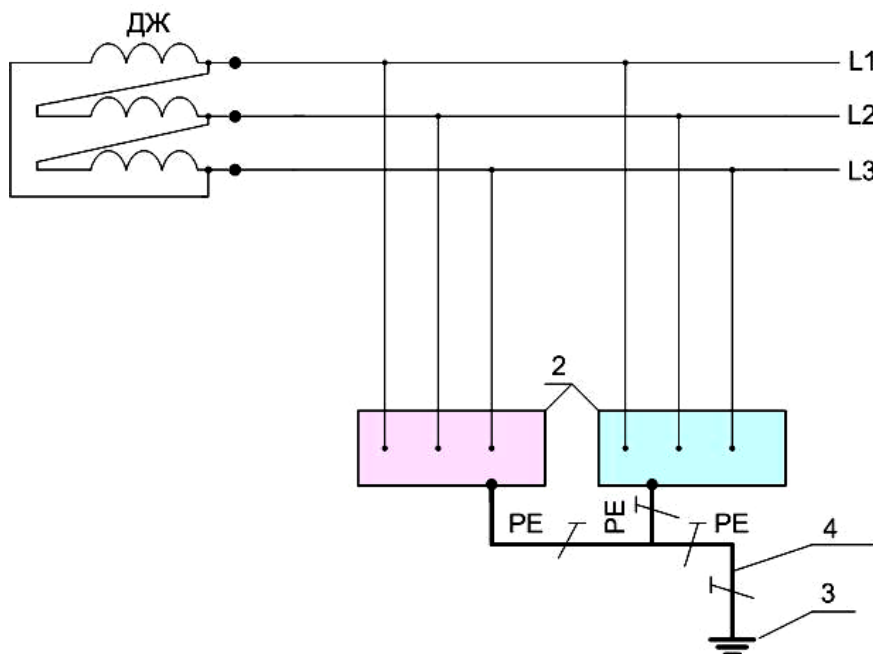


Рисунок 10.11 – Схема 2 виконання системи ІТ (у джерела схема «трикутника»)

10.6. Вплив зовнішніх факторів на заземлювальні пристрої

Таблиця 10.1 - Вплив зовнішніх факторів на заземлювальні пристрої [16]

Ґрунти	Питомий опір, Ом·см		
	Мін.	Середнє	Макс.
Зольні ґрунти, шлаки, засолені ґрунти, пустинні	590	2370	7000
Ґлини, глинисті сланці, мулистий ґрунт, суглинок	340	4060	16000
Ґлина з піском або щебенем	1020	15800	135000
Ґравій, пісок, камені з невеликою кількістю глини або суглинка	59000	94000	458000

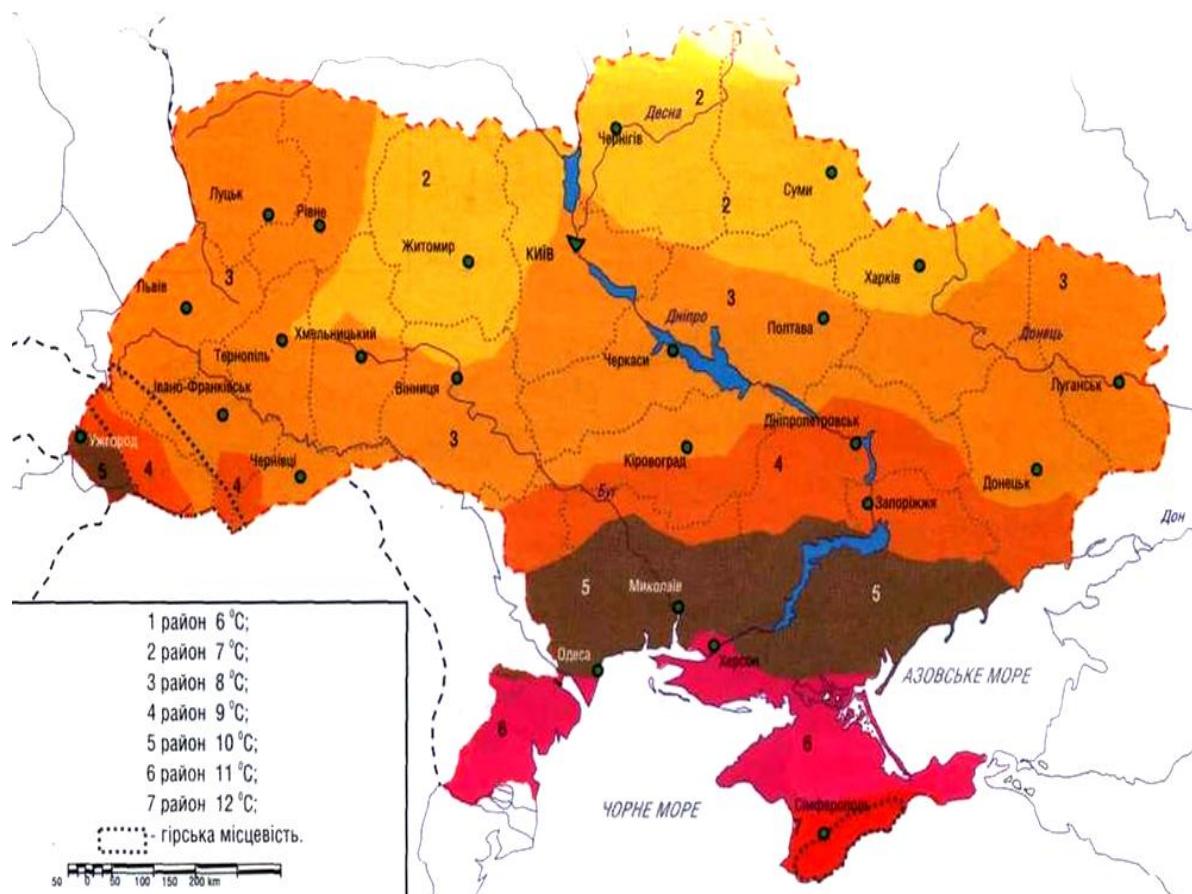


Рисунок 10.12 – Територіальне районування України за середньорічною температурою повітря [7]

Як можна бачити в таблиці 1.2, опір зразка ґрунту змінюється дуже швидко при збільшенні вмісту води в ньому приблизно до 20%.

Таблиця 10.2 - Опори зразків ґрунту [19]

Вміст води, %	Питомий опір, Ом·см	
	Ґрунт	Піщаний суглинок
0	>109	>109
2,5	250000	150000
5	165000	43000
10	53000	18500
15	19000	10500
20	12000	6300
30	6400	4200

Питомий опір ґрунту, також, залежить від температури [21]. Питомий опір піщаного суглинку з вмістом води 12,5% змінюється при зміні температури від +20 до -15°C від 7200 до 330 000 Ом·см

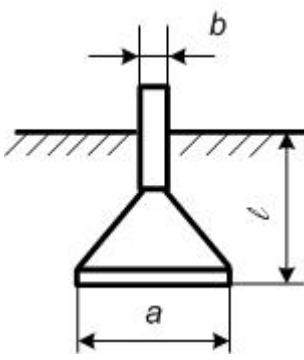
Таблиця 10.3 – Залежність питомого опору піщаного суглинку від температури

Температура, °C	Температура по Фаренгейту, F	Питомий опір, Ом·см
20	68	7200
10	50	9900
0	32 (вода)	13800
0	32 (лід)	30000
-5	23	79000
-15	14	330000

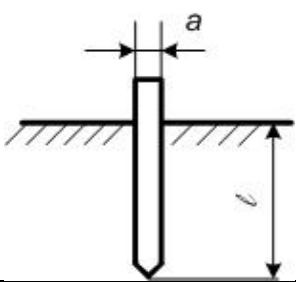
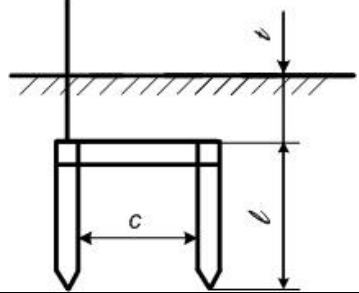
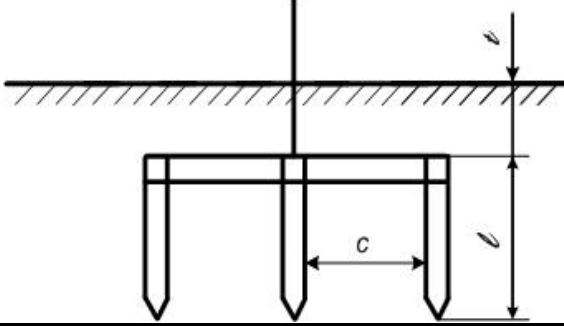
Кліматичні зони розташування заземлювальних пристроїв. Найнесприятливішими умовами для заземлювальних пристроїв є тропічні і субтропічні кліматичні пояси, а також пояси з великою кількістю сезонних дощів.

Так під час промерзання ґрунту, або в посушливий період - під час його висихання, значно збільшується питомий опір в верхніх шарах, а відповідно йому і опір заземлювальних пристроїв. Особливо значних змін зазнає опір горизонтальних заземлювачів, закладених в землю на глибину 0,7-0,8 м.

Таблиця 10.4 – Види конструкцій заземлювальних пристроїв [18]

Заземлювач	Рисунок	Розміри, м
Залізобетонний підніжник		$a^3 = 1,8$ $b^3 = 0,4$ $l^3 = 2,2$

Продовження таблиці 10.4

Заземлювач	Рисунок	Розміри, м
Залізобетонний брус		$d = 0,25-0,4$ $l^3 = 5$
Сталева двострижнева: полоса розміром 40×4 мм стрижні діаметром $d=10-20$ мм		$t^3 = 0,5$ $l = 3-5$ $c = 3-5$
Сталева тристрижнева: полоса розміром 40×4 мм, стрижні діаметром $d= 10-20$ мм		$t^3 = 0,5$ $l = 3-5$ $c = 5-6$

Висновки.

1. Для захисту від ураження людини електричним струмом застосовуються такі захисні заходи безпеки, як: заземлення, занулення, вирівнювання потенціалів, мала напруга, ізоляція, захисне відключення, роздільні трансформатори.

2. Заземлювач - провідна частина (провідник) або сукупність з'єднаних між собою провідних частин (провідників), які перебувають в електричному контакті із землею безпосередньо або через проміжне провідне середовище, наприклад, через бетон.

3. Опір заземлювального пристрою залежить від вологості виду ґрунту, вологості ґрунту, від температури ґрунту і повітря та інших факторів.

Курс: Діагностика електрообладнання

Лекція №11

11. РОЗРАХУНОК І КОНСТРУЮВАННЯ ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ ПРИБРОЇВ

11.1. Завдання розрахунку і конструювання заземлювальних пристроїв

Головною метою розрахунку є вибір конструктивних параметрів штучного заземлювача, при яких ЗП електроустановок задовольняє вимоги прийнятого нормування, має необхідну довговічність і мінімальні витрати на спорудження.

До таких конструктивних параметрів відносяться: габаритні розміри штучного заземлювача; місця прокладки повздовжніх і поперечних горизонтальних заземлювачів; довжина, кількість і місце встановлення вертикальних заземлювачів; переріз заземлювачів і заземлюючих провідників; глибина закладання горизонтальних заземлювачів.

Окрім визначення конструктивних параметрів штучного заземлювача в процесі розрахунку повинна бути отримана додаткова інформація, яка містить необхідні дані для вибору захисту від небезпечних потенціалів, захисту обладнання електроустановок від грозових перенапруг і для експлуатаційного контролю ЗП. До таких даних відносяться:

- Сезонний коефіцієнт опору для приведення вимірних значень опору розтікання ЗП до розрахованих сезонних умов, коли вимірювання проводяться не в розрахунковий сезон.

- Еквівалентний питомий опір ґрунту для оцінки відповідності співвідношення вимірних значень опору розтікання ЗП з його нормованим значенням в разі великих питомих опорів ґрунту (ПУЕ 1-7-69).

- Еквівалентний питомий опір ґрунту для вибору заходів щодо блискавкозахисту обладнання електроустановок (ПУЕ 4-2-136, 4-2-137, 4-2-139, 4-2-144).

- Допустимий розрахунковий опір ЗП, коли розрахунок проводиться з урахуванням можливості підвищення мінімального опору (ПУЕ 1-7-69).

- Розподіл потенціалів за межами електроустановки, необхідного для розрахунку протяжних природних заземлювачів і винесення по них потенціалів.

- Сезонний коефіцієнт опору представляє собою відношення розрахункових значень опору розтікання ЗП, отриманих для сезонів найбільшого і найменшого значень питомого опору верхніх шарів ґрунту.

Еквівалентний питомий опір ґрунту для оцінки відповідності вимірних значень опору розтікання ЗП його нормованим значенням визначається по розрахунковому опору штучного заземлення, отриманому для сезону з найбільшим значенням питомого опору верхніх шарів ґрунту.

Еквівалентний питомий опір ґрунту для вибору блискавкозахисних заходів визначається по розрахунковому значенні опору штучного заземлювача, відповідного літньому сезону.

Результати розрахунку проводяться на кресленні ЗП і в відповідному розділі пояснювальної записки до проекту підстанції або станції.

Головною метою конструювання є розробка робочих креслень штучного і виносного заземлювачів на основі результатів розрахунку ЗП і з урахуванням вимог, представлених до їх конструктивного виконання.

11.2. Основні положення розрахунку

На стадії розрахунку визначаються основні параметри, необхідні для конструювання ЗП, тому розрахунок являється найбільш відповідальним етапом процесу проектування ЗП. Принципове значення при цьому набуває точність розрахунку, оскільки від цього перш за все залежить економічність рішення, що приймається по конструктивному виконанню ЗП.

Точність розрахунку ЗП залежить від двох основних факторів: точності вихідної інформації для розрахунку і точності методів розрахунку. Ця обставина повинна враховуватися при організації і проведенні перед проектних досліджень і при виборі методів розрахунку ЗП.

Найбільш важливими параметрами вихідної інформації для розрахунку є: параметри електричної структури ґрунту; розрахунковий струм для визначення напруги дотику і напруги на ЗП; вхідний опір природних заземлювачів або необхідні для його визначення дані.

За відсутності інформації про геоелектричну структуру і розрахунковий струм розрахунок ЗП несе чисто формальний характер і не повинен виконуватися. В цьому випадку при конструюванні ЗП виконується тільки базова конструкція з урахуванням того, що у разі необхідності електричні характеристики ЗП будуть доведені до норми на стадії будівництва і здачі в експлуатацію електроустановки. При відсутності інформації про природні заземлення розрахунок несе орієнтовний характер, що повинно враховуватися, коли по результатам розрахунку вимагається істотне розширення природного заземлювача або виконання свердловинних і виносних заземлювачів. В цьому випадку, як і за відсутності інформації про геоелектричну структуру і розрахунковий струм, виконується тільки базова конструкція.

Для підвищення точності розрахунку ЗП повинні застосовуватися методи розрахунку складних заземлювачів з урахуванням реального розташування їх елементів. Характеристика рекомендованих методів, і програм розрахунку ЗП електроустановок приведена в Додатку Б.

Розрахунок ЗП виконується з урахуванням перспективи розвитку станцій і підстанцій. Якщо на стадії проектування станцій і підстанцій можна виділити періоди в їх експлуатації (пусковий період, період експлуатації і проміжні етапи), при яких розрахунковий струм замикання на землю і час його дії, а також розміри штучних заземлювачів можуть приймати різні значення, розрахунок ЗП виконується для кожного з таких періодів.

По результатам розрахунку повинно бути прийнято рішення по виконанню ЗП для пускового періоду і подальшого розвитку підстанції, і розподільного пристрою станції.

Розрахунок ЗП електроустановок включає два основні етапи: перший - підготовка початкових даних; другий – розрахунок штучного і виносного заземлювачів.

На стадії підготовки вихідних даних вирішуються наступні часткові задачі: приведення вимірних параметрів електричної структури ґрунту до розрахункових сезонних умов; визначення розрахункового струму; розрахунок природних заземлювачів; вибір розрахункової моделі штучного і виносного заземлювачів. При використанні методів розрахунку ЗП, враховуючих розподіленні параметри заземлювачів, часткова задача розрахунку природних заземлювачів може бути включена в етап розрахунку штучного заземлювача.

11.3. Конструювання заземлюючих пристроїв переробних підприємств АПК

Конструювання ЗП підстанцій і розподільчих пристроїв станції зводяться до конструювання штучного і виносного заземлювачів, яке виконується на підставі рекомендацій по їх будові і коректується за результатами розрахунку. В якості розрахункових даних для конструювання заземлювачів використовуються: їх габаритні розміри; відстань між поздовжніми і поперечними горизонтальними заземлювачами; довжина, кількість і місце встановлення вертикальних заземлювачів; переріз заземлювача і заземлюючих провідників; глибина закладання горизонтальних заземлювачів.

Конфігурація штучного заземлювача визначається: необхідною площею під заземлювач, конфігурацією базової конструкції і конфігурацією огорожі електроустановки. Конфігурація виносного заземлювача визначається вільною територією в зоні його спорудження.

На кресленні приводяться узагальнені дані по розрахунку матеріалів на спорудження штучного і виносного заземлювачів. До таких даних відносяться: довжина, переріз, кількість і маса горизонтальних заземлювачів з вказівкою на їх застосуванням; довжина, діаметр, кількість і маса вертикальних заземлювачів з вказівкою на їх застосування.

Окрім конструкції штучного і виносного заземлювачів, креслення повинно містити необхідну інформацію для здійснення експлуатаційного контролю ЗП, а також вибір заходів по приведенню до норми електричних характеристик.

Для цього при проектуванні ЗП по напрузі дотику на кресленні зазначається:

- Допустима напруга на ЗП;
- Розрахунковий струм для визначення напруги на ЗП;
- Сезонний коефіцієнт опору ЗП;
- Допустима напруга дотику на робочих місцях і на решті території;
- Розрахункові струми для робочих місць і решти території;
- Дані ВЗЕ;
- Еквівалентний питомий опір ґрунту;
- План підземних металевих комунікацій в зоні розташування підстанцій (зображується на ситуаційному плані підстанції).

При проектуванні ЗП по опору розтікання на кресленні зазначається:

- Допустима напруга на ЗП (тільки для електроустановок напругою 110-750 кВ);
 - Допустимий опір розтікання ЗП;
 - Розрахунковий струм для визначення напруги на ЗП;
 - Сезонний коефіцієнт опору ЗП;
 - Дані ВЗЕ;
 - Еквівалентний питомий опір ґрунту;
 - План підземних металевих комунікацій в зоні розташування підстанцій.
- На кресленні зазначаються найбільш важливі особливості монтажу ЗП.

11.4. Приклад розрахунку заземлювального пристрою

Розрахувати пристрій заземлення для ВРУ напругою 110/10 кВ. Площа ВРУ 15×25 м². Задано $\rho_1=400$ Ом×м; $\rho_2=80$ Ом×м; $h_1=2$ м; $t=0,7$ м; $t_{pz}=0,1$; $t_{BB}=0,1$ с; струм

замикання на землю при однофазному короткому замиканні на підстанції, яка розглядається, $I_3=2$ кА. Природних заземлювачів немає. Нейтраль обмотки 110 кВ трансформатора заземлена безпосередньо, нейтраль обмотки 10 кВ – ізольована від землі.

Для $t_6=t_{pz} + t_{BB}=0,1+0,1=0,2$ с допустима напруга дотику $U_{дон.дот}=400$ В. Для визначення напруги на заземлювачі U_3 необхідно знайти коефіцієнт напруги дотику:

$$K_{\text{доп}} = \frac{M \beta}{\left(\frac{l_B L_r}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}} = \frac{0,75 \cdot 0,625}{\left(\frac{5 \cdot 190}{6 \sqrt{15 \cdot 25}} \right)^{0,45}} = 0,1678 \quad (11.1)$$

де $M=0,75$ при $\rho_1/\rho_2=400/80=5$,

$$\beta = \frac{R_L}{R_L + R_C} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625;$$

$$L_r = 190 \text{ (м)}$$

$$U_3 = \frac{U_{\text{дот.доп}}}{K_{\text{дот}}} \quad (11.2)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,1678} = 2382,8 \text{ (В)}$$

Напруга на заземлювачі (11.2) знаходиться в межах допустимої напруги (менша 10 кВ).

Допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{3.\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3} \quad (11.3)$$

$$R_{3.\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{2383,8}{2000} = 1,19 \text{ (Ом)}$$

Дійсний план пристрою заземлення перетворюємо в розрахункову модель із стороною:

$$\sqrt{S} = \sqrt{15 \cdot 25} = 19,36 \text{ м}$$

Кількість комірок по стороні квадрата (11.4)

$$m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (11.4)$$

$$m = \frac{190}{2 \cdot 19,36} - 1 = 3,9$$

Приймаємо $m=4$

Довжина штаби у розрахунковій моделі (11.5)

$$L_r' = 2\sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot 19,36 \cdot (4+1) = 193,6 \text{ (м)} \quad (11.5)$$

$$L_r' = 2 \cdot 19,36 \cdot (4+1) = 193,6 \text{ (м)}$$

Довжина сторін комірки

$$b = \frac{19,36}{4} = 4,84$$

Кількість вертикальних заземлювачів по периметру контуру за умови $a/\ell_B=1$:

$$n = \frac{4\sqrt{S}}{l_B} \quad (11.6)$$

$$n = \frac{19,36 \cdot 4}{5} = 15,49 \text{ (м)}$$

Приймаємо $n_B=16$.

Загальна довжина вертикальних заземлювачів

$$L_B = l_B \cdot n_B$$

$$L_B = 5 \cdot 16 = 80 \text{ (м)}$$

Відносна глибина

$$\frac{l_B^{+t}}{\sqrt{S}} = \frac{5+0,7}{19,36} = 0,244 > 0,1$$

тоді (5.29)

$$A = \left(0,385 - 0,25 \frac{l_B^{+t}}{\sqrt{S}} \right)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,244 = 0,324$$

Для $\rho_1/\rho_2=5$; $a/l_B=1$ знаходимо:

При

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26$$

$$\rho_\ell/\rho_2 = 1,256,$$

тоді

$$\rho_\ell = 1,256 \cdot 80 = 100,48 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

Знаходимо опір заземлювача

$$R_3 = A \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_\Gamma + L_B} \quad (11.7)$$

$$R_3 = 0,324 \frac{100,48}{19,36} + \frac{100,48}{19,36 + 80} = 2,048 \text{ (Ом)}$$

що більше за $R_{з.доп}=1,19$ Ом.

Визначаємо напругу дотику [5]

$$U_{\text{дот}} = K_{\text{дот}} R_3 I_3 \quad (11.8)$$

$$U_{\text{дот}} = 1,1678 \cdot 2,048 \cdot 2000 = 687,7 \text{ (В)}$$

що більше допустимого значення 400 В.

Необхідно зменшити напругу дотику. Припускаємо, що на підстанції можуть бути застосовані природні заземлюючі системи «трос – опора» лінії 110 кВ з загальним опором $R_{\text{пр}}=2$ Ом. Тоді необхідний опір штучного заземлювача

$$R_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{пр}} \cdot R_{з.доп}}{R_{\text{пр}} - R_{з.доп}}$$

$$R_{\text{шт}} = \frac{2 \cdot 1,19}{2 - 1,19} = 2,938 \text{ (Ом)}$$

Отже, опір заземлюючого пристрою підстанції з урахуванням природних заземлювачів (11.9)

$$R'_3 = \frac{R_3 \cdot R_{\text{пр}}}{R_3 + R_{\text{пр}}} \quad (11.9)$$

$$R'_3 = \frac{R_3 \cdot R_{\text{пр}}}{R_3 + R_{\text{пр}}} = \frac{2 \cdot 2,048}{2 + 2,048} = 1,012 \text{ (Ом)}$$

тоді напруга дотику (11.10)

$$U_{\text{дот}} = K_{\text{дот}} R'_3 I_3 \quad (11.10)$$

$$U_{\text{дот}} = 0,1678 \cdot 1,012 \cdot 2000 = 339,6 \text{ (В)}$$

що менше допустимої напруги 400 В.

Напругу дотику $U_{\text{дот}}$ можна зменшити іншим способом. Наприклад, зробимо підсипку гравієм по всій поверхні підстанції. Шар гравію 0,2 м. Питомий опір шару гравію у цьому випадку буде $\rho_{\text{г.ш}}=3000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, тоді

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18$$

$$K_{\text{доп}} = \frac{0,75 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 190}{5\sqrt{15 \cdot 25}} \right)^{0,45}} = \frac{0,135}{2,794} = 0,048$$

Підсипка гравію не впливає на розтікання струму з пристрою заземлення, оскільки глибина закладання заземлювачів на 0,7 м більше товщини шару гравію, тому співвідношення ρ_1/ρ_2 та величина залишаються незмінними.

Отже,

$$U_3 = \frac{400}{0,048} \text{ (В)}$$

Допустимий опір заземлення

$$R_{3.\text{доп}} = \frac{8333,3}{2000} = 4,166 \text{ (Ом)}$$

що більше $R_3=2,048 \text{ Ом}$.

Напругу дотику (11)

$$\begin{aligned} U_{\text{дот}} &= K_{\text{дот}} R_3 I_3 \\ U_{\text{дот}} &= 0,048 \cdot 2,048 \cdot 2000 = 196,6 \text{ (В)} \end{aligned} \quad (11.11)$$

що менше допустимої напруги дотику.

Отже, підсипка шару гравію є ефективним засобом для зменшення напруги дотику.

Визначаємо також максимальний допустимий струм однофазного короткого замикання на даній підстанції (11.12):

$$I_{3.\text{max}} = \frac{U_{\text{дот.доп}}}{K_{\text{дот}} \cdot R_3} \quad (11.12)$$

$$I_{3.\text{max}} = \frac{400}{0,048 \cdot 2,048} = 4069,17 \text{ (А)}$$

Висновки

1. Головною метою розрахунку є вибір конструктивних параметрів штучного заземлювача, при яких ЗП електроустановок задовольняє вимогам прийнятого нормування, має необхідну довговічність і мінімальні витрати на споруду.

2. До конструктивних параметрів заземлювального пристрою відносяться: габаритні розміри штучного заземлювача; місця прокладки повздовжніх і поперечних горизонтальних заземлювачів; довжина, кількість і місця встановлення вертикальних заземлювачів; переріз заземлювачів і заземлюючих провідників; глибина закладання горизонтальних заземлювачів.

3. Точність розрахунку ЗП залежить від двох основних факторів: точності вихідної інформації для розрахунку і точності методів розрахунку. Ця обставина повинна враховуватися при організації і проведенні перед проектних досліджень і при виборі методів розрахунку ЗП.

4. Найбільш важливими параметрами вихідної інформації для розрахунку є: параметри електричної структури ґрунту розрахунковий струм для визначення напруги дотику і напруги на ЗП; вхідний опір природних заземлювачів або необхідні для його визначення дані.

5. Для оцінки корозійної активності ґрунту слід використовувати результати досліджень, проведених для інших цілей, або наявні карти засоленості ґрунтів.

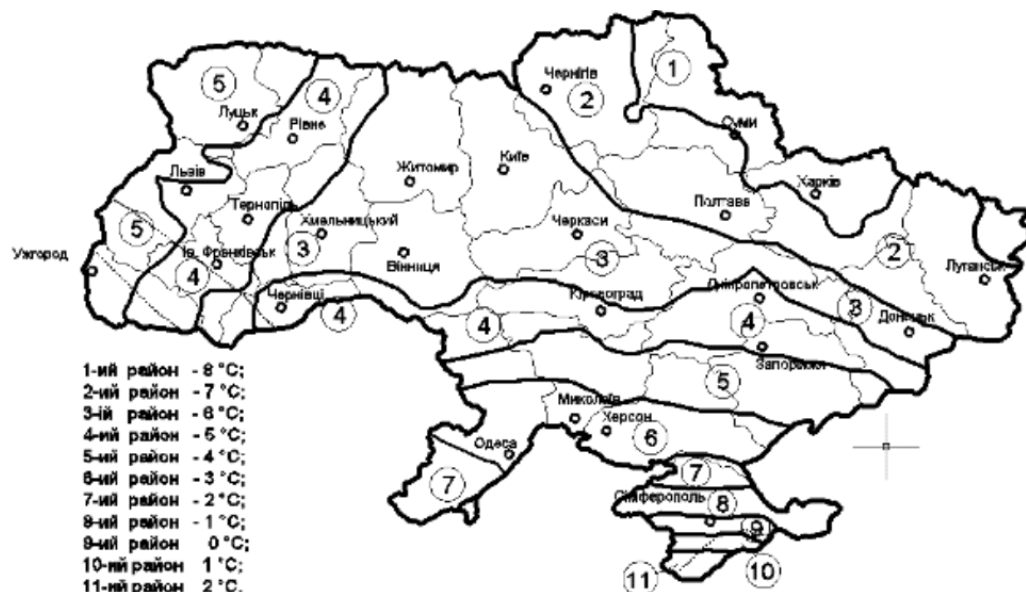
Курс: Діагностика електрообладнання**Лекція №12****12 ВІМІРЮВАННЯ ПИТОМОГО ОПОРУ ҐРУНТУ****12.1. Вплив зовнішніх факторів на заземлювальні пристрої**

Опір заземлення заземлювачів визначається в основному питомим опором ґрунту, розміром і формою заземлювача, глибиною закладення його в ґрунті. На опір ґрунту впливають вид ґрунту, температура, волога та інші фактори.

Таблиця 12.1–Межі змін питомих опорів ґрунтів

Ґрунти	Питомий опір, Ом·см		
	Мінімальний	Середній	Макс.
Зольні ґрунти, шлаки, засолені ґрунти, пустинні	590	2370	7000
Глини, глинисті сланці, мулистий ґрунт, суглинок	340	4060	16000
Ті ж з піском або щебнем	1020	15800	135000
Гравій, пісок, камені з невеликою кількістю глини або суглинка	59000	94000	458000

Територіальне районування України за середньорічною температурою повітря показане на рис. 12.1.

Рисунок 12.1– Середні температури повітря в січні M_1

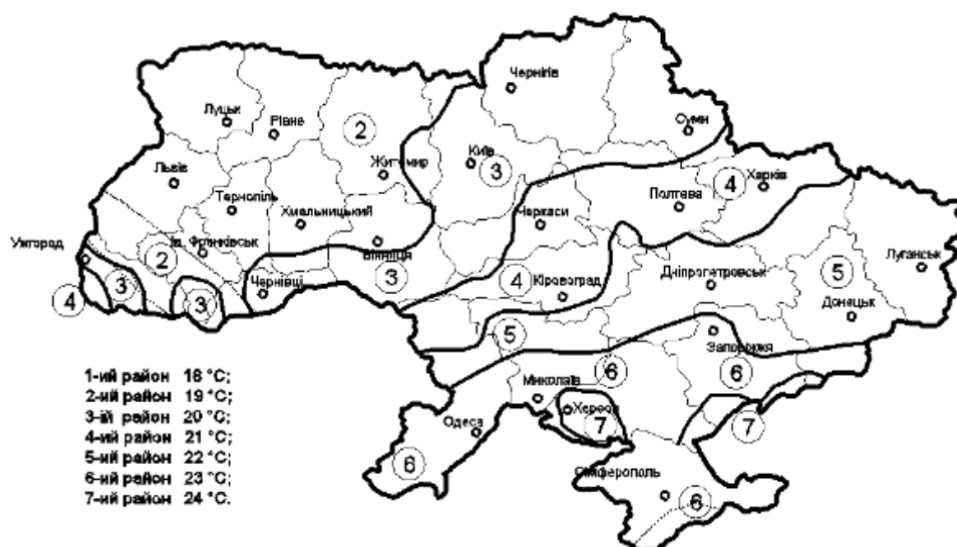


Рисунок 12.2 – Територіальне районування України за середньорічною температурою повітря та середні температури повітря в липні M_7

Як можна бачити з таблиць 12.1 та 12.2, опір зразка ґрунту змінюється вельми швидко при збільшенні вмісту вологи в ньому приблизно до 20%.

Таблиця 12.2 – Вплив вологи на опори зразків піщаного суглинку

Вміст вологи, %	Питомий опір, Ом·см	
	Ґрунт	Піщаний суглинок
0	>109	>109
2,5	250000	150000
5	165000	43000
10	53000	18500
15	19000	10500
20	12000	6300
30	6400	4200

Питомий опір ґрунту, також, залежить від температури [21]. Питомий опір піщаного суглинку з вмістом вологи 12,5% змінюється при зміні температури від +20 до 15°C від 7200 до 330 000 Ом·см

Кліматичні зони розташування заземлювальних пристроїв впливають на їх опір. Найнесприятливішими умовами для заземлювальних пристроїв є тропічні і субтропічні кліматичні пояси, а також пояси з великою кількістю сезонних дощів.

Так під час промерзання ґрунту, або в посушливий період під час його висихання, значно збільшується питомий опір в верхніх шарах, а відповідно йому і опір заземлювальних пристроїв. Особливо значних змін зазнає опір горизонтальних заземлювачів, закладених в землю на глибину 0,7÷0,8 м.

Таблиця 12.3 – Залежність питомого опору піщаного суглинку від температури

Температура, °С	Температура по Фаренгейту, F	Питомий опір, Ом·см
20	68	7200
10	50	9900
0	32 (вода)	13800
0	32 (лід)	30000
-5	23	79000
-15	14	330000

Таблиця 21.4. Види та характеристики ґрунтів [18]

Ґрунт	Питомий опір ґрунту Ом·м
Пісок	400÷1000 і більше
Супісок	150÷400
Суглинок	40÷150
Глина	8÷70
Чорнозем	10÷50
Садова земля	40

12.2. Приведення параметрів електричної структури землі до розрахункових сезонних умов

Якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводиться не в розрахунковий сезон, отримані в результаті усереднювання основних допоміжних ВЗЕ данні, приводяться до розрахункових сезонних умов за допомогою сезонного коефіцієнта питомого опору землі k_c з глибини сезонних вимірювань h_c . Коефіцієнт k_c і глибина h_c залежать від кліматичної зони, в якій розташована проектувальна електроустановка. Кліматичні зони відповідають кліматичним районам і підрайонам по БНіП 2.01.01 -82 (Будівельна кліматологія і геофізика). Для районів, що в зимній період мають від'ємні температури, в якості сезонних змін приймається нормативна глибина сезонного промерзання ґрантів, яка визначається по БНіП 2.02.01-83 (Основа будинків і споруд) або по довідникових даних клімату. Для всіх інших районів глибина сезонних змін приймається рівною 0,5м.

Значення k_c і h_c можуть бути отримані шляхом спеціальних досліджень, виконаних у зоні розташування станцій і підстанцій. Для цього можна використовувати результати ВЗЕ, виконані в період найменших і найбільших значень питомого опору верхніх шарів землі. Тоді значення коефіцієнта можна визначити по максимальній і мінімальній величині питомого опору першого шару за формулою

$$k_c = \frac{\rho_{\max}}{\rho_{\min}} \quad (12.1)$$

Глибина h м ч c визначається шляхом порівняння потужності верхніх шарів землі.

При відсутності необхідних даних, k_c можна вибирати по таблиці 5.

Таблиця 12.5. Значення сезонного коефіцієнта k_c

Кліматична зона	Зволоженість ґрунту		
	Перезволожений	Зволожений	Малозволожений
	k_c	k_c	k_c
1	10,0	7,5	3,8
2	6,5	4,0	3,6
3	3,6	2,5	2,8
4	1,6	1,8	2,4

Таблиця 12.6 – Ознаки кліматичних зон і значення коефіцієнтів

Характеристики кліматичних зон	1	2	3	4
Середня багаторічна нижча температура (січень), С	от -20 до -15	от -14 до -10	от -10 до 0	от 0 до +5
Середня багаторічна вища температура (липень), С	от +16 до +18	от +18 до +22	от +22 до +24	от +24 до +26
Середньорічна кількість опадів, см.	40	50	50	30 - 50
Тривалість замерзання вод (днів)	190	150	100	0
Значення підвищувальних коефіцієнтів.				
Для вертикальних електродів, K_v	1,8-2,0	1,5-1,8	1,4-1,6	1,2-1,4
Для горизонтальних електродів, K_g	4,5-7,0	3,5-4,5	2,0-2,5	1,5-2,0

Значення коефіцієнта q_c приймається таким, який дорівнює:

якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводилися в період, відповідний найменшим значенням питомого опору верхніх шарів землі, а розрахунковий сезон відповідає їх найбільшим значенням, то

$$q_c = k_c; \quad (12.2)$$

якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводилися в розрахунковий сезон, то

$$q_c = 1; \quad (12.3)$$

якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводилися в період, відповідний найбільшим значенням питомого опору верхніх шарів землі, а розрахунковий сезон відповідає їх найменшим значенням, то

$$q_c = \frac{1}{k_c} . \quad (12.4)$$

12.3. Приклад розрахунку похибки

Умови проведення вимірювань наступні: вимірюється опір заземлюючих пристроїв підстанції напругою 110 кВ; температура повітря мінус 10°C; вологість не більше 100%; вимірювач живиться від внутрішнього джерела; положення вимірювача майже горизонтальне; вимірювач встановлений далеко від потужних силових трансформаторів.

Виміряна величина опору $R_x = 0,15$ Ом на діапазоні вимірювань 0÷0,3 Ом. У вимірюваного кола були виявлені завади від джерела змінного струму.

Зведена похибка визначається (5) з огляду на наступні складові додаткових похибок:

від індуктивності заземлювача $\Delta C_1 = 8\%$;

від температури:

$$\Delta C_2 = \frac{20^0\text{C} - (-10^0\text{C})}{10^0\text{C}} \cdot 4 = 12\% ; \quad (12.5)$$

від напруги живлення $\Delta C_3 = 4\%$;

від завад змінного струму $\Delta C_4 = 2\%$;

$$\Delta = \Delta_0 + \Delta C_1 + \Delta C_2 + \Delta C_3 + \Delta C_4 = 4 + 8 + 12 + 4 + 2 = 30\% .$$

Відносна похибка γ може бути визначена за формулою (6):

$$\gamma = \frac{N}{R_x} \cdot \Delta , \quad (12.6)$$

Вихідна структура землі

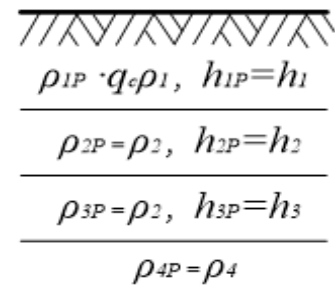
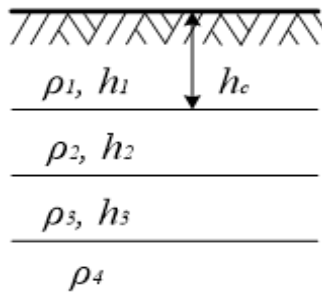
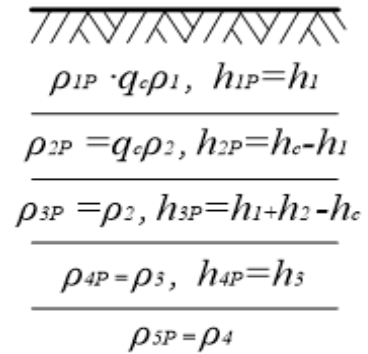
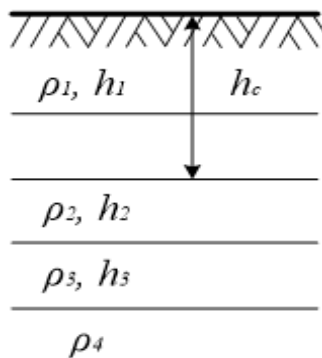
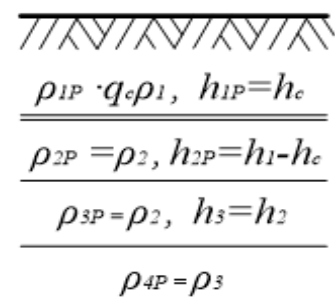
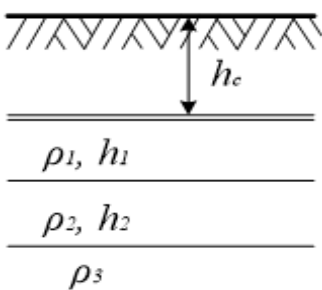
Розрахункова структура
земліа) при $h_1 = h_c$ б) при $h_1 < h_c$ в) при $h_1 > h_c$ 

Рисунок 12.3 – Приведення вимірних параметрів електричної структури землі до розрахункових сезонних умов

$$\gamma = \frac{0,3}{0,15} \cdot 30 = 60\%.$$

Імовірність того, що всі складові похибки матимуть максимальну величину з однаковим знаком надзвичайно мала, тому похибка вимірювань буде значно меншою.

12.4. Короткі відомості про прилад Ф4103

Вимірювач опору заземлень Ф4103-М1 (рис. 12.4) призначений для вимірювання опору заземлюючих пристроїв будь-яких геометричних розмірів, питомого опору ґрунтів і активних опорів, як при наявності перешкод, так і без них.



Рисунок 12.4 – Зовнішній вигляд приладу Ф4103

Прилад відноситься до засобів вимірювань групи 4 за ГОСТ 22261-94 «Засоби вимірювань електричних і магнітних величин. Загальні технічні умови», але з розширеним значенням робочих температур від мінус 25°C до плюс 55°C і відносній вологості до 90% при температурі 30°C.

Клас точності приладу 4.0 на діапазоні 0÷0,3 Ом і 2,5 на інших діапазонах.

Межі основної зведеної похибки приладу $\pm 4\%$ у діапазоні 0÷0,3 Ом і $\pm 2,5\%$ на інших діапазонах від кінцевого значення діапазону вимірювання.

Частота вимірювального струму знаходиться в межах 265÷310 Гц.

Змінна напруга на затискачах Т1 і Т2 при розімкнутому зовнішньому ланцюзі не більше 36 В.

Електроживлення вимірювача здійснюється від дев'яти вбудованих гальванічних елементів 373, А373, (R20, LR20) або від зовнішнього джерела постійного струму напругою від 11,5 до 15 В.

Струм споживання від джерела живлення струмом не більше 160 мА.

Час встановлення показів в положенні «ИЗМ I» не перевищує 6 секунд, а в положенні «ИЗМ II» не більше 30 с.

Час встановлення робочого режиму не більше 10 с.

Тривалість безперервної роботи вимірювача при живленні від зовнішнього джерела не обмежена. Тривалість безперервної роботи від вбудованого джерела живлення обмежується ємністю електрохімічного джерела струму.

Габаритні розміри: 305125155 мм.

Маса приладу: не більше 2,2 кг.

12.5. Методика вимірювання питомого опору ґрунту

Методика вимірювання питомого опору ґрунту передбачає наступну послідовність дій.

1. Встановити сухі елементи в відсік живлення з дотриманням полярності. При відсутності їх підключити вимірювач до зовнішнього джерела за допомогою шнура живлення.

2. Встановити вимірювач на рівній поверхні і зняти кришку, за необхідності закріпити її на бічній поверхні корпусу.

3. Перевірити рівень завод перевіреного ланцюга. Для цього встановити перемикачі в положення «ИЗМ» і «0,3» і натиснути кнопку «ИЗМ». Якщо червоний світлодіод КПМ не світиться, то рівень завод не перевищує допустимий і вимірювання можна проводити. Якщо світлодіод КПМ світиться, то рівень завод перевищує допустимий для діапазону $0 \div 0,3$ Ом (3 В) і необхідно перейти на діапазон $0 \div 1$ Ом, де допустимий рівень завод 7 В. Якщо в цьому випадку світлодіод не світиться, то можна проводити вимірювання на всіх діапазонах (окрім $0 \div 0,3$ Ом).

УВАГА! Забороняється підключати дроти до затискачів Т1, Т2 і проводити вимірювання, якщо лампа КПМ засвітиться у діапазоні $0 \div 1$ Ом, щоб уникнути виходу приладу з ладу.

При короткочасному підвищенні рівня завод вище допустимого провести повторний контроль після деякого часу.

4. Перевірити напругу джерела живлення. Для цього «закоротити» затискачі Т1, П1, П2, Т2, встановити перемикачі в положення «ИЗМ» і «0,3», а ручку «ИЗМ» в крайнє праве положення. Натиснути кнопку «ИЗМ». Якщо при цьому червоний світлодіод КП не світиться, то напруга живлення в нормі.

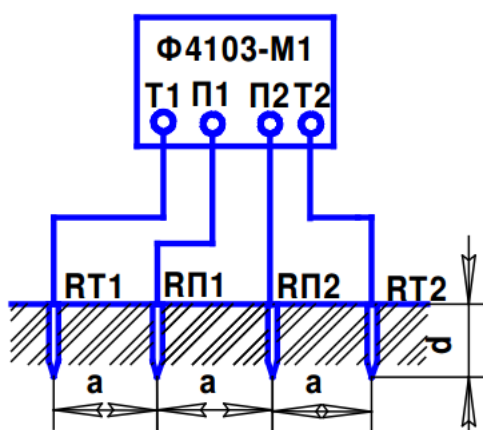


Рисунок 12.5 Схема вимірювань питомого опору ґрунту.

5. Перевірити роботоздатність вимірювача. Для цього, в положенні «ИЗМ» перемикача, встановити нуль ручкою встоїть, натиснути кнопку «ИЗМ», ручкою «ИЗМ» встановити стрілку на відмітку «30».

6. Виміряти питомий опір ґрунту.

7. Записати результати вимірювань у таблицю 7.

8. Переставити електроди в інше місце, поряд з попереднім.

9. Підключити прилад Ф4103 в схему вимірювання відповідно до рис. 18.

10. _Відкалібрувати прилад Ф4103.
11. _Виміряти питомий опір ґрунту.
12. _Записати результати вимірювань у таблицю 7.
13. _Переставити електроди в інше місце, поряд з попереднім.
14. _Підключити прилад Ф4103 в схему вимірювання відповідно до рис. 18.
16. _Відкалібрувати прилад Ф4103.
17. _Виміряти питомий опір ґрунту.
18. _Записати результати вимірювань у таблицю 7.
19. _Визначити середнє арифметичне значення питомого опору ґрунту за результатами трьох вимірів.
20. _Визначити розрахункове (уявне) значення питомого опору ґрунту $\rho_{уявн}$ на глибині, яка дорівнює відстані між електродами «а» за формулою (12.7)

$$\rho_{уявн} = 2\pi \cdot a \cdot R_a, \quad (12.7)$$

де R_a покази приладу Ф4103 в Омах.

21. Заповнити протокол вимірювань питомого опору ґрунту за зразком (додаток А).

22. Визначити похибку приладу Ф4103 максимальне можливе значення похибки вимірювання, який враховує всі фактори, що впливають на похибки вимірювань.

Для цього визначте зведену похибку вимірювання за формулою (12.8):

$$\Delta = \Delta_0 + \sum_{n=1}^N (\Delta C_n), \quad (12.8)$$

де Δ_0 межа допустимої основної зведеної похибки;

ΔC_n межа допустимої додаткової зведеної похибки з урахуванням впливу фактора на похибку.

Перед проведенням вимірів необхідно, по можливості, зменшити кількість факторів, що викликають додаткову похибку, наприклад, встановлювати вимірювач практично горизонтально, далеко від потужних силових трансформаторів, використовувати джерело живлення напругою $(12 \pm 0,25)$ В, індуктивну складову враховувати тільки для контурів заземлення, опір яких менший 0,5 Ом, визначати наявність завад і т.п.

Завади змінного струму виявляються по коливанням стрілки приладу Ф4103 під час обертання ручки налаштування «ПДСТ f». в режимі вимірювання «ИЗМ».

Завади імпульсного (стрибоподібного) характеру і високочастотні радіоперешкоди виявляються за постійними неперіодичними коливаннями стрілки.